

TERCERA SECCION

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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.

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA, EDGAR RENÉ RANGEL GERMAN, NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO, SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS y HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX Comisionado Presidente y Comisionados, respectivamente, integrantes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, 3, 4, 5, primer párrafo, 7, fracciones II y III, 31, fracciones VI y VIII, 43, fracciones I, incisos c) y j) y III y último párrafo, 44, 47, fracción V, 85, fracciones II y III, 87, 93, 95 y 121 de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 4, 5, 22, fracciones II, III, V, VIII, X, XXIV y XXVII, 38, fracciones I y III y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 99 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; 1, 10, fracción I; 11, 12 y 13, fracciones II, inciso f), IV, inciso a) y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y

CONSIDERANDO

- Que con la finalidad de promover el desarrollo eficiente del sector energético, corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante la Comisión, la aprobación de la propuesta de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción presentados por los Operadores Petroleros, así como sus modificaciones. Lo anterior con fundamento en los artículos 7, fracción III, 31, fracción VIII y 44 de la Ley de Hidrocarburos;
- Que para el ejercicio de las funciones a que se refiere el considerando anterior, la Comisión se encuentra facultada para expedir regulación y supervisar su cumplimiento, por parte de los Asignatarios y Contratistas en materia de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, incluyendo la relativa a la elaboración de los respectivos Planes de conformidad con el artículo 43, fracción I, inciso c), de la Ley de Hidrocarburos;
- Que con el objeto de brindar certeza jurídica a los Asignatarios y Contratistas resulta necesario emitir la regulación que precise los requisitos y procedimientos para la presentación, aprobación, modificación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, a que se refiere el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, así como sus modificaciones;
- Que la Comisión debe ejercer sus funciones procurando la incorporación de reservas, la maximización del valor de los hidrocarburos, elevar el Factor de Recuperación y la obtención del volumen máximo de Petróleo y de Gas Natural de los Yacimientos en el largo plazo y la viabilidad económica de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación o del Área Contractual, así como su sustentabilidad; y
- Que en virtud de lo antes expuesto y con base en el mandato legal conferido a este Órgano Regulador Coordinado, el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió el Acuerdo CNH.E.41.001/15, mediante el cual aprobó los siguientes:

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

Título I

De las Disposiciones Generales

Capítulo Único

Artículo 1. Del objeto de los Lineamientos. Los Lineamientos tienen por objeto regular la presentación de la propuesta de los Planes para la Exploración o de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos por parte de los Operadores Petroleros, así como su aprobación, supervisión del cumplimiento y sus respectivas modificaciones. Para tal efecto, los presentes Lineamientos establecen:

- I. Los elementos técnicos y económicos que deberán contener los Planes para la Exploración y los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos y las modificaciones de los mismos;
- II. Los criterios de evaluación técnica conforme a los cuales la Comisión realizará el análisis y Dictamen de las propuestas de los Planes para la Exploración y de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos presentadas por los Operadores Petroleros y las modificaciones a éstas;
- III. Las fases y etapas que conforman el procedimiento administrativo para la evaluación y aprobación de los Planes, así como las modificaciones de los mismos; y
- IV. Los términos, condiciones, notificaciones y tiempos de entrega de información, para el cumplimiento a los Planes de Exploración y de los Planes de Desarrollo para la Extracción aprobados por la Comisión, así como de los presentes Lineamientos.

Artículo 2. Del ámbito de aplicación. Los Lineamientos son de carácter general y observancia obligatoria para los Operadores Petroleros que realicen o pretendan realizar actividades relativas a la Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México.

Las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos deberán realizarse conforme a los Planes dictaminados y aprobados por la Comisión, mismos que tienen como objeto que el Operador Petrolero manifieste y detalle las soluciones técnicas, operativas y económicas que aplicará en cada una de las etapas que componen la cadena de valor de la Exploración y Extracción de los Hidrocarburos y las fases relativas a la elaboración y ejecución de los programas de trabajo propuestos.

Corresponderá a la Comisión la interpretación y aplicación de los Lineamientos, así como en su caso, la realización de las acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento. Para tal efecto y con el objeto de armonizar los términos y condiciones de los Contratos o Asignaciones, con los presentes Lineamientos, la Comisión podrá resolver consultas específicas, o bien emitir Acuerdos de interpretación y de criterios generales para mejor proveer el cumplimiento de los Planes.

Artículo 3. De las definiciones. Para efectos de la instrumentación e interpretación de los Lineamientos y aunadas a las contempladas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos, se establecen las siguientes definiciones en singular o plural, mismas que serán aplicadas de manera armónica con las establecidas en los Contratos correspondientes:

- I. **Abandono:** Se refiere a las actividades de retiro y desmantelamiento de los Materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de Pozos, el desmontaje y retiro de todas las plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo suministrado o utilizado en la realización de las Actividades Petroleras, así como la restauración ambiental del área afectada en la realización de las Actividades Petroleras, de conformidad con los términos y condiciones de una Asignación Petrolera o de un Contrato, las Mejores Prácticas de la Industria, la Normatividad Aplicable y el Sistema de Administración.
- II. **Cadena de Valor de los Hidrocarburos.** Conjunto de etapas que conforman las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, las cuales comprenden un continuo de acciones y procedimientos que abarcan desde el inicio de los trabajos exploratorios, hasta el desmantelamiento y Abandono de las instalaciones.

- III. **Campo:** Área consistente en uno o múltiples Yacimientos, agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y condiciones estratigráficas, pudiendo existir dos o más Yacimientos en un campo delimitados verticalmente por un estrato de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.
- IV. **Comisión:** Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- V. **Delimitación y Caracterización de Yacimientos:** Etapa de la Exploración petrolera, cuyas actividades tienen como objetivo la Delimitación y Caracterización del Yacimiento descubierto, por virtud de la cual se da certeza a los volúmenes de Reservas de Hidrocarburos recuperables, mediante un análisis de la geometría y propiedades estáticas y dinámicas de los Yacimientos. En dicha etapa se realiza la conceptualización del Yacimiento con mayor grado de confianza, para su desarrollo y futuras Exploraciones. En esta etapa se consideran la perforación de Pozos delimitadores, las pruebas de producción y la adquisición de información del subsuelo y del propio Yacimiento.
- VI. **Determinación de Comercialidad.** Declaratoria realizada por el Operador Petrolero, conforme a lo dispuesto en los títulos de exploración o contratos donde el Operador Petrolero afirma su intención en proceder con el desarrollo de campos o yacimientos contenidos en las áreas contractuales o de Asignación.
- VII. **Desarrollo para la Extracción.** Las actividades relacionadas con la extracción de Hidrocarburos, así como las actividades de proceso, desplazamiento y almacenamiento que se relacionen directamente con la Extracción de Hidrocarburos hasta el punto de medición que corresponde al área Contractual o de Asignación correspondiente.
- VIII. **Descubrimiento:** Acumulación o conjunto de acumulaciones de Hidrocarburos en el subsuelo, que mediante las actividades de perforación exploratoria, se haya demostrado que contienen volúmenes de Hidrocarburos, clasificados como Reservas o Recursos Contingentes.
- IX. **Desmantelamiento:** Acción y efecto de desarmar y remover las partes de una instalación, al término de las actividades para las que fue construida, de tal manera que el área donde se ubica dicha instalación esté libre de materia u objetos inherentes a ésta o a su función. El Desmantelamiento puede referirse a secciones específicas de una instalación.
- X. **Dictamen:** Documento de evaluación técnica-económico por el que la Comisión, de conformidad con el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, evalúa los elementos que definirán, conforme a los objetivos establecidos en las Asignaciones y Contratos correspondientes, la idoneidad de los Planes y los Programas de trabajo correspondientes.
- XI. **Eficiencia Operativa:** Se refiere a la adopción de las Mejores Prácticas de la Industria para la realización de las actividades relacionadas con la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, las cuales buscan el máximo aprovechamiento de los recursos e insumos utilizados para mejorar el rendimiento o los resultados de un proceso.
- XII. **Evaluación del potencial petrolero:** Etapa de la Exploración en la que se estiman los volúmenes originales de Hidrocarburos in situ que existen en acumulaciones naturales por descubrir, mediante actividades orientadas a escalas geológicas regionales o semi-regionales, como cuencas sedimentarias y sistemas petroleros. Asimismo, en esta etapa, se estiman los volúmenes de Hidrocarburos potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas mediante proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos están asociados a la probabilidad geológica de Plays y de prospectos petroleros identificados. Los objetivos primordiales de esta etapa son comprobar el funcionamiento del (los) sistema(s) petrolero(s) y comprobar la potencial comercialidad de los Plays identificados con la perforación y terminación de pozos de tipo sondeo estratigráfico.
- XIII. **Factor de Recuperación:** Fracción del volumen de aceite o gas original de un Yacimiento que puede ser extraída en condiciones económicamente viables a lo largo de la vida productiva del Yacimiento, a través de recuperación primaria, secundaria y mejorada.

- XIV. Guías:** Documentos descriptivos por los que la Comisión establece el nivel de detalle técnico-económico, del contenido de los Planes a los que hace referencia el artículo 5 de los Lineamientos. Lo anterior, con el objeto de que los Operadores Petroleros cuenten con una pauta, al momento de elaborar y someter a aprobación de la Comisión los referidos Planes.
- XV. Hidratos de Gas:** Recurso hidrocarburo compuesto por acumulaciones cristalinas formadas por gas y agua, que al encontrarse en condiciones de altas presiones y bajas temperaturas forman sólidos similares al hielo.
- XVI. Incorporación de Reservas:** Etapa de la Exploración cuyas actividades tienen como objetivo descubrir acumulaciones comerciales de Hidrocarburos, a partir de la definición de prospectos exploratorios y la perforación de pozos. Los volúmenes de Reservas incorporadas se asocian con Yacimientos descubiertos.
- XVII. Lineamientos:** Los presentes Lineamientos.
- XVIII. Lutitas:** Rocas sedimentarias detríticas o clásticas constituidas por partículas de tamaño de arcilla y limo. Las Lutitas pueden ser rocas generadoras y almacenadoras de Petróleo y de Gas Natural.
- XIX. Manifiesto.** Documento por el que los Operadores Petroleros declaran ante la Comisión la comercialidad de determinado volumen de hidrocarburos.
- XX. Materiales:** Maquinarias, herramientas, equipos, artículos, suministros, tuberías, plataformas de perforación o producción, artefactos navales, plantas, infraestructura y otras instalaciones adquiridas, suministradas, arrendadas o poseídas de cualquier otra forma para su utilización en las actividades petroleras, incluyendo las instalaciones de recolección.
- XXI. Mejores Prácticas de la Industria.** Significan los métodos, estándares y procedimientos generalmente aceptados, publicados y acatados por Operadores expertos, prudentes y diligentes, con experiencia en materia de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Extracción de Hidrocarburos y Abandono, los cuales, en el ejercicio de un criterio razonable y a la luz de los hechos conocidos al momento de tomar una decisión, se consideraría que obtendrían los resultados planeados e incrementarían los beneficios económicos de la Extracción de los Hidrocarburos dentro del Área de Asignación Petrolera y Contractual.
- XXII. Normativa:** Conjunto de disposiciones administrativas, lineamientos, Guías, manuales, instructivos, formatos o normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos o autoridades competentes en la materia para la instrumentación de las Leyes del sector energético.
- XXIII. Operador Petrolero:** Se refiere a los Asignatarios y Contratistas, incluyendo a los Contratistas que conforme al Artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, lleven a cabo la Exploración y Extracción del Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral.
- XXIV. Planes:** Los Planes de Exploración de Hidrocarburos y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos sujetos a dictamen por parte de la Comisión.
- XXV. Plan de Exploración:** Documento indicativo aprobado por la Comisión, en el que el Operador Petrolero describe de manera secuencial, las actividades exploratorias y programas asociados a éstas, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular. Lo anterior, de conformidad con la fracción XIV del artículo 4o. y 43 de la Ley de Hidrocarburos, así como en términos de la regulación y guías en la materia emitidas por la Comisión.
- XXVI. Plan de Desarrollo para la Extracción:** Documento indicativo aprobado por la Comisión, en el que el Operador Petrolero describe de manera secuencial, las actividades relacionadas al proceso de Extracción de Hidrocarburos y programas asociados a éstas, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular. Lo anterior, de conformidad con la fracción XV, del artículo 4o. y el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos, así como en términos de la regulación y guías en la materia emitidas por la Comisión.

- XXVII. Plan provisional.** Documento conforme al cual los Operadores Petroleros someten a aprobación de la Comisión un Plan que les permita garantizar la continuidad operativa de las actividades de exploración o producción, mientras se realiza alguno de los procesos de migración a los que hace referencia el artículo 24 de los Lineamientos.
- XXVIII. Play:** Conjunto de campos o prospectos que contiene potenciales acumulaciones de petróleo y que comparten características similares de rocas generadora, almacenadora y sello, así como los mismos procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos.
- XXIX. Pozo:** Es la perforación efectuada en el subsuelo para comunicar la superficie con el Yacimiento con barrenas de diferentes diámetros a diversas profundidades, llamadas etapas de perforación, para la prospección o extracción de hidrocarburos del Yacimiento, se pueden clasificar dependiendo de su objetivo, ubicación, trayectoria o función;
- XXX. Programas asociados:** Documento donde se detallan las actividades petroleras que serán realizadas por el Operador Petrolero durante el período aplicable, incluyendo el tiempo requerido para la realización de cada actividad descrita en dicho programa. Lo anterior, conforme a los Contratos y Asignaciones los Operadores Petroleros. Los Programas asociados a los Planes son los relativos al cumplimiento del porcentaje de contenido nacional; de transferencia tecnológica; de Administración de Riesgos; de inversiones; mínimo, indicativo y de trabajo en general, así como el presupuesto correspondiente; de trabajo relativo a las actividades de evaluación; de aprovechamiento de gas; de medición; de perforación de pozos; de recuperación avanzada;
- El nivel de detalle y presentación para la aprobación de dichos Programas de trabajo deberán documentarse conforme a la Guía que para tal efecto establece la Comisión. A través del seguimiento de los Programas, la Comisión supervisará el cumplimiento de los Planes.
- XXXI. Responsable Oficial:** Persona designada por el Operador Petrolero como su representante, y quien será responsable de la ejecución de los Planes y de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos, el cual deberá contar con las facultades para comprometer u obligar al Operador Petrolero, en relación con los presentes Lineamientos.
- XXXII. Secretaría:** Secretaría de Energía.
- XXXIII. Unificación:** Acciones respecto de un Campo, Yacimiento o instalaciones compartidas o susceptibles de compartir, instruidas por la Secretaría, previo Dictamen de la Comisión, para hacer más eficientes los procesos de Exploración y Extracción, distribuyéndose entre los Operadores Petroleros que participan, en la proporción correspondiente, las erogaciones realizadas y los beneficios obtenidos.
- XXXIV. Yacimiento:** Porción de trampa geológica que contiene Hidrocarburos y que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado.
- XXXV. Yacimiento No Convencional de Lutitas:** Formación de Lutitas con propiedades petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas adecuadas que le permiten generar y contener hidrocarburos, los cuales pueden ser producidos mediante técnicas especiales como fracturamiento hidráulico en pozos horizontales.

Artículo 4. De los medios de comunicación entre los Operadores Petroleros y la Comisión.

Los Operadores Petroleros deberán hacer entrega de la información o documentación referida en los Lineamientos por escrito o a través de medios remotos de comunicación electrónica. Lo anterior, en términos de los formatos y medios que para tal efecto la Comisión establezca.

Las solicitudes de autorización y toda la información para cumplir con los requisitos y criterios de evaluación de los proyectos de Planes presentados por los Operadores Petroleros deberán realizarse en idioma español. La Comisión podrá permitir por excepción, la presentación de documentos en idioma inglés, sólo cuando éstos sean parte del soporte técnico-descriptivo de los estándares, mejores prácticas o materiales a utilizar en la ejecución de los Planes.

La Comisión podrá definir acciones de mejora en el proceso de implementación de los Lineamientos, tales como mecanismos automatizados de documentación y supervisión del cumplimiento de los Planes aprobados, así como el desarrollo de sistemas y bases de datos o cualquier otro método que mejore la eficiencia en el reporte y cumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente regulación.

Sin perjuicio de lo anterior, las notificaciones por parte de la Comisión se realizarán en términos del capítulo sexto, Título Tercero de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Artículo 5. De la clasificación de la información. La Comisión clasificará la información recibida con motivo del cumplimiento de los Lineamientos como reservada o confidencial, en términos de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental. Lo anterior, sin perjuicio de la información que la Comisión deba hacer pública o con motivo del cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos o de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia Energética, o por mandato de autoridad competente.

Título II

De las Disposiciones técnicas y contenido de los Planes

Capítulo I

De las Disposiciones comunes para los Planes

Artículo 6. De los Planes sujetos a la aprobación por parte de la Comisión. La Comisión deberá aprobar los siguientes Planes:

- I. Planes de Exploración de Hidrocarburos;
- II. Planes de Desarrollo para la Extracción;
- III. Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas;
- IV. Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral.
- V. Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas.

Artículo 7. De los principios y criterios que rigen la evaluación técnica de los Planes por parte de la Comisión. En la evaluación de los proyectos de Planes que los Operadores Petroleros presenten o de sus modificaciones la Comisión procurará el mayor beneficio para el país, a través de la maximización del valor de los hidrocarburos.

Para tal efecto, la Comisión revisará de manera integral los Planes, junto con los Programas asociados a éstos, para que permitan la consecución de los objetivos establecidos en los Contratos y Asignaciones suscritos. Lo anterior, de conformidad con lo establecido los artículos 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia Energética y 44 de la Ley de Hidrocarburos, respecto de los siguientes principios:

- I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- II. Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación;
- III. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos a incorporar, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- V. Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia;
- VI. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y
- VII. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Artículo 8. De los elementos a evaluar en el Dictamen. Para la emisión del Dictamen a que se refiere el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, la Comisión evaluará de los proyectos de Planes presentados por los Operadores Petroleros, al menos, los siguientes aspectos:

- I. En relación con los Planes de Exploración de hidrocarburos y asociados a Lutitas, a las vetas de carbón mineral y en hidratos de gas, la Comisión evaluará si éstos han sido estructurados y elaborados con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de las reservas y la caracterización inicial y delimitación de los Yacimientos.

Lo anterior, de conformidad con lo establecido en los Lineamientos y las Disposiciones técnicas emitidas por la Comisión, en materia de medición, aprovechamiento de gas, evaluación y cuantificación de recursos prospectivos, contingentes y reservas, así como para la autorización de perforación de pozos petroleros.

Asimismo, evaluará si los Planes de Exploración presentados permiten correlacionar los objetivos establecidos en las Asignaciones y Contratos, según corresponda, con base en los siguientes elementos contenidos dentro del mismo:

- a) Las actividades programadas conforme al área a explorar;
 - b) Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero o incorporación de reservas o para la caracterización y delimitación;
 - c) El pronóstico de la incorporación de Reservas;
 - d) La tecnología a utilizar
 - e) Las inversiones Programadas;
 - f) El aprovechamiento de Gas Natural;
 - g) En caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos, éstos deberán ser reportados, en términos de la regulación que para tal efecto emita la Comisión;
 - h) Los indicadores de supervisión del cumplimiento de las metas Programadas.
- II. En relación con los Planes de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos y para aquellos asociados a Lutitas, a las vetas de carbón mineral y en hidratos de gas, la Comisión evaluará si éstos, en conjunto con sus Programas de trabajo, han sido estructurados y elaborados con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de producción propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

Asimismo, la Comisión evaluará si los Planes de Desarrollo para la Extracción propuestos, permiten correlacionar los objetivos establecidos en las Asignaciones y Contratos, según corresponda, con base en los siguientes elementos contenidos dentro del mismo:

- a) Las actividades programadas conforme al área a desarrollar para la extracción;
- b) Las consideraciones para el desarrollo de los campos/yacimientos;
- c) Pronóstico de producción de Hidrocarburos;
- d) La tecnología a utilizar;
- e) Los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en términos de la regulación que para tal efecto emita la Comisión;
- f) Las Inversiones Programadas;
- g) El aprovechamiento de gas natural; y
- h) Los indicadores de supervisión del cumplimiento de las metas programadas.

Los proyectos de los Planes serán presentados por el Operador Petrolero conforme el nivel de detalle señalados en las Guías.

Artículo 9. De las Guías relativas al contenido de los Planes. El contenido de los Planes está detallado en las siguientes Guías:

- I. Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos, la cual es identificada como Anexo I de los Lineamientos.
- II. Guía para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, la cual es identificada como Anexo II de los Lineamientos.
- III. Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas, la cual es identificada como Anexo III de los Lineamientos.
- IV. Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral, la cual es identificada como Anexo IV de los Lineamientos.
- V. Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas, la cual es identificada como Anexo V de los Lineamientos.
- VI. Guía para los Planes provisionales, la cual es identificada como Anexo VI de los Lineamientos.
- VII. Guía para la presentación de los Programas relacionados con los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos y sus modificaciones, la cual es identificada como Anexo VII de los Lineamientos.

Conforme a la información de las Guías, la Comisión elaborará el Dictamen de los Planes.

Artículo 10. De las metodologías para la elaboración y ejecución de los Planes. Los Operadores Petroleros son responsables de adoptar las metodologías para la elaboración, ejecución y control de los Planes.

Conforme a dichas metodologías y las Guías a las que hace referencia el artículo 9 de los Lineamientos, los Operadores Petroleros presentarán los proyectos de Planes para que la Comisión realice sus funciones en materia de Dictamen y aprobación.

El Operador Petrolero deberá detallar, a través de la presentación de los proyectos de los Planes correspondientes, las soluciones técnicas, operativas y económicas que permitan la realización de los objetivos establecidos en los Contratos y Asignaciones.

Artículo 11. Del análisis técnico económico que sirve de base a los Planes. Los proyectos de Planes que presente el Operador Petrolero deberán contar con el respectivo análisis técnico económico que sustente que éstos identifican y adoptan las alternativas idóneas, para el cumplimiento de los objetivos establecidos en los Contratos y Asignaciones respectivos.

Dicho análisis deberá contener el nivel de detalle establecido en el apartado de las Guías a las que hace referencia el artículo 9 correspondiente y, conforme al cual, se describirá de forma amplia el análisis técnico económico para la selección del mejor escenario que asegure que los Planes y Programas de trabajo además de cumplir con los objetivos establecidos en los Contratos y Asignaciones también cumplan con los siguientes criterios:

- I. La maximización del valor de los hidrocarburos, a lo largo del ciclo de vida de los yacimientos y campos. Lo anterior, en condiciones económicamente viables;
- II. La selección de las Mejores Prácticas de la Industria;
- III. La incorporación de Reservas;
- IV. El uso eficiente del área, con base en la tecnología disponible;
- V. Que los Programas de producción de los Hidrocarburos permiten maximizar el Factor de Recuperación de los hidrocarburos, en condiciones económicamente viables;
- VI. Que el programa de aprovechamiento de gas natural, permita la máxima recuperación del gas natural asociado a lo largo de la Cadena de Valor, para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Lo anterior, atendiendo los principios establecidos en la normativa emitida en la materia por la Comisión;

- VII. Que los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, cumplen con los principios y criterios establecidos en la normativa emitida en la materia por la Comisión.
- VIII. Las variables utilizadas y memoria de cálculo con base en las cuales definieron la mejor opción, para estructurar los respectivos Planes.

El número de años que considerará el análisis técnico económico será conforme a la Cadena de Valor y al ciclo productivo de los Campos y Yacimientos contenidos en el Área de Asignación o Contractual y conforme a los apartados de las Guías correspondientes.

Artículo 12. De la inclusión de indicadores clave de desempeño en los Planes. La Comisión considerará como indicadores clave de desempeño, las variables cualitativas y cuantitativas que miden el grado de cumplimiento de las metas y objetivos, establecidos en los Planes aprobados, así como de los objetivos a que se refiere el artículo 7 de los Lineamientos.

La Comisión establecerá, a través del apartado de las Guías correspondientes, el nivel de detalle con el que se reportarán los indicadores de desempeño de cada etapa y del Plan correspondiente. Lo anterior, de conformidad con el artículo 43, fracción III, de la Ley de Hidrocarburos.

Dichos indicadores permitirán supervisar, al menos, el cumplimiento a los siguientes elementos:

- I. Para los Planes de Exploración, los indicadores permitirán supervisar su cumplimiento, considerando las etapas de las actividades exploratorias, conforme a los siguientes elementos:
 - i) evaluación del potencial petrolero, en función del ejercicio presupuestal y recursos prospectivos; ii) Incorporación de reservas, en función del ejercicio presupuestal; iii) tasa de éxito exploratorio; iv) tiempo de perforación de un pozo; así como los recursos prospectivos asociados al mismo; v) delimitación y caracterización inicial del yacimiento, respecto del ejercicio presupuestal; vi) tasa de éxito de perforación en la delimitación; vii) tiempo de perforación de un pozo, y reclasificación de reservas.
- II. Para los Planes de Desarrollo para la Extracción, los indicadores permitirán dar seguimiento, al menos, a los siguientes elementos: i) ejercicio Presupuestal programado; ii) Tiempo de perforación de un pozo, comparado con el programa; iii) Tiempo de reparaciones; iv) Tasa de éxito de perforación, para los pozos delimitadores, de desarrollo y para sus reparaciones; v) Factor de recuperación y presión del yacimiento; vi) Producción; vii) Gasto de operación; viii) desarrollo de reservas; así como iv) la inyección de fluido real, contra lo programado, de al menos, los siguientes compuestos: nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante, polímero y agua.
- III. Para los Planes de Exploración y Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas, los indicadores que apliquen de aquellos mencionados en las fracciones I y II del presente artículo, así como los siguientes: i) avance del proceso perforación-fracturamiento; ii) productividad; iii) producción acumulada actual post-fracturas;
- IV. Para los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral, los indicadores que permitan dar continuidad y seguimiento a las actividades exploratorias y que permitan supervisar el cumplimiento del Ejercicio Presupuestal; Tiempo de perforación de un pozo (Compararlo con el programa); Factor de recuperación; Producción; Gasto de operación y desarrollo de reservas;
- V. Para los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidratos de Gas, los indicadores que permitan dar continuidad y seguimiento a las actividades exploratorias y que permitan supervisar el cumplimiento del Ejercicio Presupuestal; Tiempo de perforación de un pozo (Compararlo con el programa); Factor de recuperación; Producción; Gasto de operación y desarrollo de reservas;

Los indicadores relacionados con la ejecución y avance de los Planes evaluarán el avance real de las actividades y programas de trabajo relacionados, respecto lo programado.

Artículo 13. Del cumplimiento de la normativa de otras autoridades. La Comisión emitirá el dictamen y, en su caso, la aprobación correspondiente a los Planes respectivos, sin perjuicio de la obligación de los Operadores Petroleros de atender la Normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

La Comisión se coordinará con las autoridades competentes para desarrollar los mecanismos de comunicación, que permitan realizar la evaluación integral de los Planes así como para propiciar el desarrollo de las actividades petroleras. De manera particular, la Comisión remitirá a la Agencia y a la Secretaría de Economía las secciones de los Planes correspondientes a los programas de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional y de Administración de Riesgos o en el Sistema de Administración de riesgos correspondientes. Ello, para que de conformidad con su normativa, resuelva lo conducente.

Artículo 14. De la información que la Comisión comunicará a las autoridades competentes, para emitir el dictamen de los Planes correspondientes. La Comisión podrá mantener comunicación constante con la Agencia, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Economía respecto de los siguientes conceptos materia de los Lineamientos, en términos del convenio de colaboración que se firme para tal efecto:

- I. La presentación del Plan, junto con los programas de contenido nacional y de Administración de Riesgos o en el Sistema de Administración de riesgos correspondientes;
- II. La aprobación del Plan y el Dictamen Final respectivo;
- III. La presentación de solicitudes de modificaciones al Plan y su respectiva aprobación;
- IV. Los indicadores de desempeño, y
- V. Cualquier otro asunto que sea solicitado por la Agencia, la Secretaría de Energía o de Economía, o que la Comisión considere pertinente, en ejercicio de sus respectivas atribuciones.

Adicionalmente, la Comisión podrá coordinarse con las autoridades referidas en el presente artículo para analizar y evaluar el Plan, así como sus modificaciones. Lo anterior, en el marco de sus respectivas facultades y con la finalidad de que se cumpla con el objetivo de maximizar el Factor de Recuperación y la obtención del volumen máximo de Petróleo y Gas Natural, bajo condiciones económicamente viables, sustentables y con la adecuada seguridad industrial, operativa y protección al ambiente.

Capítulo II

Del contenido de los Planes

Artículo 15. Del Plan de Exploración. El Plan presentado por los Operadores Petroleros deberá ser acorde con las características geológicas del área, considerar las etapas de la cadena de valor e incluir, con el máximo nivel de detalle, los elementos a los cuales hace referencia el artículo 16 de los Lineamientos.

Previa autorización de la Comisión, el Plan de Exploración deberá actualizarse cada vez que las circunstancias de ejecución del mismo y el incremento del conocimiento del área en exploración conlleven a una adecuación de los objetivos.

El Plan presentado para las actividades de Exploración deberá ser acorde a las siguientes etapas de la cadena de valor:

- I. Evaluación del potencial petrolero;
- II. Incorporación de Reservas de Hidrocarburos; y
- III. Delimitación y Caracterización de Yacimientos.

Artículo 16. Del contenido de los Planes de Exploración de Hidrocarburos. Para los Planes de Exploración, los Operadores Petroleros deberán presentar su proyecto, con el nivel de detalle establecido en la Guía para los Planes de Exploración, el cual se adjunta como Anexo I de estos Lineamientos. Dicho proyecto deberá detallar la siguiente información:

- I. Resumen Ejecutivo;
- II. Información General;

- III. Plan de Exploración:
- IV. Primer programa de trabajo:
- V. Indicadores clave de desempeño para el Plan de Exploración;

El Operador Petrolero presentará el referido Plan, conforme al nivel de detalle establecido en la Guía para los Planes de Exploración, el cual se adjunta como Anexo I de estos Lineamientos.

Artículo 17. De la aprobación del Programa relativo a las actividades de Evaluación, conforme a las Asignaciones y Contratos correspondientes. En los términos establecidos en las Asignaciones y los Contratos correspondientes, si dentro de la ejecución de un Plan, un Operador declara la existencia de un descubrimiento, deberá someter a aprobación de la Comisión el mismo.

Lo anterior, de conformidad con los plazos, términos y requisitos establecidos por la Asignación o en el Contrato correspondiente y conforme al nivel de detalle establecido en la Guía por la que los Operadores Petroleros presentarán los Programas asociados a los Planes y la cual es identificada como Anexo VII de los Lineamientos.

Dicho Programa de Evaluación contendrá la siguiente información:

- I. Resumen ejecutivo;
- II. Información General del Descubrimiento;
- III. Programa de Evaluación;
- IV. Resultados del Periodo de Evaluación;
- V. Reporte de actividades de la Evaluación del Descubrimiento:
 - a) Datos técnicos, mapas y reportes relativos al Área Contractual,
 - b) La estimación de los volúmenes de Hidrocarburos descubiertos,
 - c) Pronóstico de la tasa máxima de eficiencia de producción,
 - d) Estudio de la viabilidad del desarrollo del Área de Evaluación,
 - e) Conclusiones generales,
 - f) Declaración de comercialidad,
- VI. En su caso, recursos prospectivos y probabilidad geológica.

Artículo 18. Del Manifiesto de Evaluación respecto de la Declaración de Comercialidad. Los Operadores Petroleros deberán declarar mediante el formato de Manifiesto que para tal efecto establezca la Comisión, la Declaración de Comercialidad de los hidrocarburos contenidos en una porción del área contractual o de Asignación otorgados, en la que queda contenida la extensión completa de la estructura o trampa geológica en la que el Descubrimiento se realizó. Lo anterior, conforme a los requisitos establecidos en la Asignación o los Contratos correspondientes.

Conforme a dicho Manifiesto, los Operadores Petroleros que declaran la comercialidad de un Descubrimiento, deberán describir los siguientes elementos:

- I. Documento donde detalla los resultados obtenidos de la ejecución del programa de evaluación del Descubrimiento;
- II. Informe de evaluación conforme lo establezca el Contrato o Asignación correspondiente.

Con base en dicho Manifiesto, el Operador Petrolero señalará la fecha en la que presentará a la Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción de los hidrocarburos descubiertos.

Artículo 19. Del Plan de Desarrollo para la Extracción. El Plan de Desarrollo para la Extracción que presenten los Operadores Petroleros deberá incluir, con el máximo nivel de detalle la información que permita la Planeación de cada una de las actividades necesarias para la Extracción de Hidrocarburos, un resumen ejecutivo de la propuesta, los objetivos y el Programa de Trabajo.

El Plan de Desarrollo para la Extracción deberá actualizarse cada vez que las circunstancias de ejecución del mismo requieran una modificación a los objetivos detallados en el artículo 7 de los Lineamientos aplicables a las actividades del Plan que se estén desarrollando. Lo anterior, previa autorización de la Comisión.

Artículo 20. Del contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción. Los Operadores Petroleros deberán detallar conforme a la Guía correspondiente, la siguiente información que sustente las actividades consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción:

- I. Resumen ejecutivo;
- II. Aspectos de geociencias;
- III. Descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción;
- IV. Reservas de hidrocarburos;
- V. Evaluación económica;
- VI. Recursos Prospectivos y Probabilidad Geológica;
- VII. Mecanismos de medición;
- VIII. Programa de aprovechamiento de gas asociado;
- IX. Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental;
- X. Administración de riesgos;
- XI. Contenido nacional;
- XII. Programas asociados a los Planes de Desarrollo para la Extracción, y
- XIII. En su caso, la justificación de las modificaciones al Plan de Desarrollo para la extracción.

El Operador Petrolero presentará el referido proyecto de Plan conforme al nivel de detalle establecido en la Guía para el Plan de Desarrollo para la Extracción, el cual se adjunta como Anexo II de estos Lineamientos.

Artículo 21. Del contenido del Plan de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Yacimientos no convencionales de Lutitas. Para la sección del proceso exploratorio y las secciones de instalaciones y de desarrollo del Plan de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Yacimientos no convencionales de Lutitas, los Operadores Petroleros deberán detallar la siguiente información y documentos que sustente las actividades Planeadas:

- I. Plan de Exploración:
 - a) Información General;
 - b) Información geológica, geofísica y geoquímica de soporte para el Plan Exploratorio;
 - c) Objetivos, alcances y estrategia;
 - d) Descripción técnica del Plan de Exploración;
 - e) Opciones tecnológicas;
 - f) Programas asociados a los Planes de Exploración;
 - g) Recursos prospectivos y probabilidad geológica;
 - h) Evaluación económica;
 - i) Descripción de las unidades de perforación y del equipo asociado;
 - j) Programa de aprovechamiento de Gas Natural en términos de lo establecido en la regulación que para tal efecto emita la Comisión;
 - k) Contenido nacional, y
 - l) Las demás que el Operador Petrolero considere necesarias para que la Comisión evalúe y resuelva sobre la aprobación de los Planes de Exploración.

- II. Contenido del Plan para el Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Yacimientos no convencionales de Lutitas:
- a) Resumen ejecutivo;
 - b) Aspectos de geociencias;
 - c) Descripción del Plan de Desarrollo de extracción;
 - d) En su caso, recursos prospectivos, recursos técnicamente recuperables y reservas de hidrocarburos;
 - e) Evaluación económica;
 - f) Mecanismos de medición;
 - g) Programas asociados a los Planes de Desarrollo para la Extracción;
 - h) Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental;
 - i) Administración de riesgos;
 - j) Contenido nacional, y
 - k) En su caso, la justificación de las modificaciones al Plan de Desarrollo de extracción.

El Operador Petrolero presentará el referido proyecto de Plan, conforme al nivel de detalle establecido en la Guía para los Planes de Exploración y los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos masivo asociados a Yacimientos no convencionales de Lutitas, el cual se adjunta como Anexo III de estos Lineamientos.

Artículo 22. Del contenido del Plan de Exploración y del Plan de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en las vetas de carbón mineral. Para la sección del proceso exploratorio y la sección de desarrollo del mencionado Plan de Exploración y del Plan de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en las vetas de carbón mineral, los Operadores Petroleros deberán detallar la siguiente información y documentos que sustente las actividades Planeadas:

- I. Plan de Exploración:
- a) Información General;
 - b) Información geológica, geofísica y geoquímica de soporte para el Plan Exploratorio;
 - c) Objetivos, alcances y estrategia;
 - d) Descripción técnica del Plan de Exploración;
 - e) Recursos prospectivos y probabilidad geológica;
 - f) Contenido nacional, y
 - g) Las demás que el Operador Petrolero considere necesarias para que la Comisión evalúe y resuelva sobre la aprobación de los Planes de Exploración.
- II. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural Contenido en Vetas de Carbón Mineral:
- a) Resumen ejecutivo;
 - b) Aspectos de geociencias;
 - c) Descripción del Plan de Desarrollo para la extracción;
 - d) Reservas de hidrocarburos;
 - e) Evaluación económica;
 - f) Mecanismos de medición;
 - g) Programas asociados a los Planes de Desarrollo para la Extracción;
 - h) Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental;

- i) Administración de riesgos;
- j) Contenido nacional, y
- k) En su caso, la justificación de las modificaciones al Plan de Desarrollo para la extracción.

El Operador Petrolero presentará el referido Plan, conforme al nivel de detalle establecido en la Guía para los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral, el cual se adjunta como Anexo IV de estos Lineamientos.

Artículo 23. Del contenido del Plan de Exploración y del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidratos de Gas. Para la sección del proceso exploratorio y la sección de desarrollo del Plan de Exploración y del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidratos de Gas, los Operadores Petroleros deberán detallar la siguiente información y documentos que sustente las actividades Planeadas:

- I. Plan de Exploración:
 - a) Información General;
 - b) Información geológica, geofísica y geoquímica de soporte para el Plan Exploratorio;
 - c) Objetivos, alcances y estrategia;
 - d) Descripción técnica del Plan de Exploración;
 - e) Opciones tecnológicas;
 - f) Programas asociados a los Planes de Exploración;
 - g) Evaluación económica;
 - h) Recursos Prospectivos y probabilidad geológica;
 - i) Descripción de las unidades de perforación y del equipo asociado;
 - j) Programa de aprovechamiento de Gas Natural en términos de lo establecido en la regulación que para tal efecto emita la Comisión;
 - k) Contenido nacional, y
 - l) Las demás que el Operador Petrolero considere necesarias para que la Comisión evalúe y resuelva sobre la aprobación de los Planes de Exploración.
- II. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidratos de Gas:
 - a) Resumen ejecutivo;
 - b) Aspectos de geociencias;
 - c) Descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción;
 - d) Reservas de hidrocarburos;
 - e) Evaluación económica;
 - f) Mecanismos de medición;
 - g) Programas asociados a los Planes de Desarrollo para la Extracción;
 - h) Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental;
 - i) Administración de riesgos;
 - j) Contenido nacional, y
 - k) En su caso, la justificación de las modificaciones al Plan de Desarrollo de extracción.

El Operador Petrolero presentará el referido Plan, conforme al nivel de detalle establecido en la Guía para los Planes de Exploración y los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidratos de Gas, el cual se adjunta como Anexo V de estos Lineamientos.

Artículo 24. De los Planes provisionales derivados de procedimientos de migración. Con el objeto de lograr la continuidad operativa de exploración o de producción en un área contractual o de una Asignación, los Operadores Petroleros deberán someter a aprobación de la Comisión una propuesta de Plan provisional, cuando soliciten alguno de los siguientes procesos de migración:

- I. Cuando se pretenda migrar de un Título de Asignación a un Contrato;
- II. Cuando se pretenda migrar de Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) o Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), a los nuevos contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Dichos Planes provisionales deberán detallar las actividades programadas y en ejecución, que permitan darle continuidad operativa a las actividades de extracción, mientras se realizan las modificaciones a los Términos y Condiciones del o los Contratos y se presentan los Planes definitivos.

Los Operadores Petroleros presentarán el referido proyecto de Plan provisional, conforme al nivel de detalle establecido en el apartado de las Guías correspondientes, al mismo tiempo que presentan la solicitud de migraciones correspondientes.

Por su parte, la Comisión realizará la revisión y dictamen del referido Plan provisional, al mismo tiempo que se realiza el proceso de migración. La vigencia de estos Planes no podrá ser mayor de un año. Los Operadores Petroleros podrán solicitar una prórroga no mayor a un tercio del plazo otorgado originalmente.

La realización de estos Planes provisionales se aplicará también, cuando se sometan a aprobación procesos de alianzas o asociaciones a las que hacen referencia los artículos 14 a 16 de la Ley de Hidrocarburos, y conforme a los cuales deben realizarse modificaciones a los Planes aprobados.

Los Operadores Petroleros deberán tomar las provisiones necesarias, para que al término del plazo referido en el presente artículo, entre en operación el Plan aprobado, así como a los Programas asociados a los Planes correspondientes.

Para la aprobación de dicho Plan, la Comisión contará con 15 días hábiles para evaluar la suficiencia de información o, en su caso, prevenir por una sola ocasión a los Operadores Petroleros de los faltantes o inconsistencias identificadas en el proyecto de Plan provisional.

Por su parte, los Operadores Petroleros contarán con 10 días hábiles para atender la referida prevención así como realizar las aclaraciones o precisiones correspondientes. Terminado dicho plazo, la Comisión evaluará el proyecto de Plan provisional, con el objeto de asegurar la continuidad de las actividades, mientras se realizan los procedimientos de migración señalados en el presente artículo.

La Comisión resolverá en definitiva los términos del Plan provisional y lo notificará a los Operadores Petroleros antes de que termine el procedimiento de migración correspondiente. Durante su proceso de evaluación, la Comisión y los Operadores Petroleros podrán realizar audiencias o comparencias. De no resolver la procedencia del Plan provisional en el tiempo proyectado, se aplicará la afirmativa ficta.

Título III

Del procedimiento de aprobación de los proyectos de Planes presentados por los Operadores Petroleros y sus modificaciones

Capítulo I

Del proceso de aprobación de los proyectos de Planes

Artículo 25. De la presentación de los proyectos de Planes. Los Operadores Petroleros deberán presentar para su dictamen el o los proyectos de Planes que, de conformidad con las Asignaciones y Contratos, están sujetos a aprobación por parte de la Comisión.

Junto con los referidos proyectos de Planes y demás documentación soporte, los Operadores presentarán el formato establecido por la Comisión, por el que manifieste su solicitud de inicio de procedimiento para el Dictamen, adjuntando el comprobante de pago de los derechos o aprovechamientos respectivos. Lo anterior, dentro del plazo previsto para tal efecto en la Asignación o Contrato de que se trate, así como en términos de las Guías y de los Lineamientos.

Artículo 26. De la revisión documental de la información y de la prevención de falta de ésta.

Presentada y recibida la información a que se refiere el artículo anterior, la Comisión contará con un plazo hasta por 35 días hábiles, para emitir la declaratoria de suficiencia de información.

Dentro del plazo a que se refiere el párrafo anterior, la Comisión contará con un plazo no mayor a 15 días hábiles para realizar la revisión de la documentación y en su caso prevenir por una sola ocasión a los Operadores Petroleros de inconsistencias o faltantes de información.

Notificado lo anterior, el Operador Petrolero contará con 15 días hábiles para subsanar y aclarar lo que a su derecho corresponda.

Transcurrido el plazo otorgado al Operador Petrolero para la atención de la prevención a que se refiere el presente artículo, sin respuesta por parte de éste o recibida sin que haya quedado subsanado en su totalidad la prevención, la Comisión desechará el trámite. Lo anterior, dejando a salvo el derecho del Operador Petrolero para que pueda volver a presentar una nueva solicitud.

En caso de haber atendido en su totalidad la prevención correspondiente, la Comisión emitirá la declaratoria de suficiencia de información, dentro del plazo a que se refiere el primer párrafo del presente artículo y continuará con sus funciones de Dictamen.

Artículo 27. De la declaratoria de suficiencia de la información. Una vez transcurridos los plazos a que se refieren el Artículo 26 de los Lineamientos, la Comisión emitirá, a través de la Unidad Administrativa correspondiente, la declaratoria de suficiencia de información.

Para los casos en que la Comisión declare la no suficiencia de información, los Operadores Petroleros podrán presentar a la Comisión, posteriores solicitudes de aprobación de los proyectos de Planes.

Lo anterior, siempre y cuando éstas se realicen dentro del plazo previsto para la presentación de los Planes en la Asignación o Contrato según corresponda y con base en los apuntes, observaciones y adiciones identificados en solicitudes anteriores. Para tal efecto, se deberá adjuntar el comprobante de pago de los derechos o aprovechamientos respectivos a cada solicitud que se ingrese.

El procedimiento para las revisiones de solicitudes posteriores a la primera, será el mismo que el detallado en el Artículo 26 de los Lineamientos.

Artículo 28. De las comparecencias y audiencias durante la fase de suficiencia de la información.

Iniciado el proceso de suficiencia documental y hasta el término del plazo otorgado para subsanar la prevención, la Comisión y los Operadores Petroleros podrán concertar la celebración de comparecencias y audiencias, a fin de que estos últimos manifiesten lo que a su derecho convenga, respecto de las observaciones o aclaraciones de la información realizadas por la Comisión.

Las aclaraciones y manifestaciones de los Operadores Petroleros recibidas durante dichas comparecencias y audiencias, podrán ser tomadas en consideración por parte de la Comisión para la declaratoria correspondiente.

Artículo 29. Del plazo para la emisión del Dictamen técnico. El plazo de 120 días naturales a que se refiere el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos para la emisión del Dictamen técnico, comenzará a correr el día hábil inmediato siguiente a la notificación de la declaratoria de suficiencia de información.

Artículo 30. De la evaluación técnica. Una vez iniciado el plazo al que se refiere el artículo anterior, la Comisión iniciará con el procedimiento para la emisión del Dictamen de los Planes presentados, mediante una evaluación técnica a los mismos y de conformidad con los criterios y objetivos referidos en el Artículo 7 de los Lineamientos.

Artículo 31. De la emisión de un Dictamen técnico. La Comisión podrá emitir un dictamen técnico, el cual podrá ser preliminar o final, dentro de los primeros 75 días naturales con los que cuenta para realizar su evaluación. Lo anterior, con base en la evaluación técnica realizada conforme a los siguientes supuestos normativos:

- I. La Comisión emitirá un Dictamen técnico final, cuando haya concluido su proceso de evaluación técnica;
- II. El Dictamen preliminar podrá emitirse cuando:
 - a) Como consecuencia de la evaluación técnica de los proyectos de Planes, la Comisión considera necesario realizar cuestionamientos específicos para mejor proveer; o bien,
 - b) La Comisión considere la necesidad de proponerle al Operador Petrolero la realización de precisiones o adecuaciones técnicas a los proyectos de Planes o a sus Programas de Trabajo.

Para los casos en que se actualice el supuesto de la fracción II del Presente artículo, los Operadores Petroleros podrán manifestar respecto de dicho dictamen lo que a su derecho convenga. Lo anterior, en función de las observaciones o adecuaciones propuestas por la Comisión, o bien, de las adecuaciones que el propio Operador Petrolero realice al proyecto de Plan presentado originalmente.

En su respuesta al Dictamen preliminar, los Operadores Petrolero podrán exponer las razones técnicas que consideren necesarias y, en su caso, adjuntar la documentación soporte para mejor proveer, que justifiquen los términos del Plan presentado o de sus Programas.

Para lo anterior, el Operador Petrolero contará con un plazo de 15 días naturales, contados partir de la fecha de notificación del dictamen preliminar.

Transcurridos los plazos a que se refiere el párrafo anterior, la Comisión contará con un plazo de 25 días naturales para emitir el Dictamen técnico final.

Artículo 32. De la celebración de comparecencias y audiencias. Durante el plazo a que se refiere el Artículo 29 y hasta 15 días naturales antes de la emisión del Dictamen técnico final, la Comisión y los Operadores Petroleros podrán concertar la celebración de audiencias, que permitan a las partes realizar las aclaraciones o adecuaciones correspondientes.

La información recibida con motivo de la celebración de las comparecencias y audiencias durante el plazo señalado en el párrafo anterior, podrán ser consideradas por parte de la Comisión, para la emisión del dictamen técnico final correspondiente a que se refiere el Artículo 44 segundo párrafo de la Ley de Hidrocarburos.

Artículo 33. Del Dictamen técnico final. El Dictamen técnico final contendrá, entre otros, los siguientes elementos:

- I. Datos generales del Asignatario o Contratista así como los términos y condiciones de éstos, según corresponda;
- II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación;
- III. Los criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico;
- IV. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Exploración y Extracción;
- V. El programa de administración de riesgos aprobado, y
- VI. Términos en los que es aprobado el Plan de Exploración o de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos aprobados y las métricas de evaluación de los mismos, o bien, la no aprobación del mismo y las razones correspondientes.

Artículo 34. De la resolución de la Comisión. Una vez emitido el Dictamen técnico final, será puesto a disposición del Órgano de Gobierno de la Comisión, a fin de que éste emita dentro de los 10 días naturales siguientes, la resolución correspondiente al Dictamen técnico de que se trate.

Dicha Resolución establecerá:

- I. Aprobar el Plan en los términos propuestos, junto con sus Programas asociados a los Planes correspondientes;
- II. Negar la aprobación de los proyectos de Planes presentados, en caso de que no cumplan con los principios, objetivos y criterios de evaluación establecidos en las Asignaciones o Contrato, los Lineamientos y la Ley de Hidrocarburos.

La aprobación de los proyectos de Planes será condición necesaria para que pueda iniciarse la ejecución de los mismos. Lo anterior sin detrimento de la obtención de los permisos, autorizaciones y resoluciones favorables de las autoridades competentes en materia de impacto ambiental y social, entre otras.

Artículo 35. Del contenido de la resolución de la Comisión. La resolución que emita la Comisión contendrá, entre otros elementos, los siguientes:

- I. Datos generales del Dictamen técnico;
- II. Elementos generales del Plan;
- III. En relación con el Plan de Exploración:
 - a) La observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos;
 - b) La incorporación de Reservas;
 - c) La delimitación del área sujeta a la Asignación o al Contrato para la Exploración y Extracción, y
 - d) Los Programas asociados a los Planes aprobados.
- IV. En relación con el Plan de desarrollo para la Extracción:
 - a) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables;
 - b) El programa de aprovechamiento del Gas Natural, y
 - c) Los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, así como la determinación del punto de medición.
- V. Aprobación de los indicadores de supervisión del cumplimiento, y
- VI. Los Programas asociados a los Planes aprobados.

Artículo 36. De la inscripción de los Planes en el Registro Público. Una vez que la Comisión haya emitido el dictamen técnico final correspondiente a los Planes presentados por el Operador Petrolero y aprobado los mismos mediante la emisión de la resolución correspondiente, se inscribirá dicha resolución en el Registro Público.

Ello, sin menoscabo de la obligación de mantener la confidencialidad de información que con dicho carácter entregue el Operador Petrolero, en cumplimiento de la presentación de los Planes y sin perjuicio de la información que la Comisión deba hacer pública o con motivo del cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos o de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia Energética, o por mandato de autoridad competente.

Capítulo II

De la concurrencia de actividades de exploración y extracción y el uso de información de los Planes

Artículo 37. De la concurrencia en una misma Área Contractual o de Asignación en la ejecución de los Planes. Tomando como base lo resuelto por la Secretaría de Energía respecto de la unificación de determinados Contratos, la Comisión, a través de su proceso de Dictamen, establecerá las acciones que podrán quedar comprendidas bajo un mismo Plan.

Por su parte, la Comisión realizará la evaluación de los Planes involucrados en el área de Unificación y adoptará las medidas e indicadores necesarios, para evaluar el cumplimiento de los principios y objetivos que deberán regir los Planes a los que se refiere el artículo 8 de los Lineamientos, así como de los Programas asociados a éstos.

Artículo 38. Del requerimiento de un proceso de Exploración durante la Extracción. Para los casos en que durante el desarrollo de las actividades de Extracción, se requiera la realización de un proceso exploratorio, el Operador Petrolero deberá incorporar en el proyecto de Plan de Desarrollo para la Extracción, el programa de exploración al que se refiere el Artículo 16 de los Lineamientos.

Dicho Programa exploratorio contendrá la descripción de las acciones en materia de Exploración y la justificación técnica y operativa por las cuales está interesado en realizar dicho proceso, así como los beneficios y posibles riesgos.

Artículo 39. Del manejo de la información. La información que recopile o genere el Operador Petrolero durante el desarrollo de las actividades de Planeación para la Exploración y Extracción es propiedad de la Nación, sin perjuicio de que el Operador Petrolero pueda generar interpretaciones propias de carácter confidencial relacionadas con dicha información. El manejo y disponibilidad de la información propiedad de la Nación estará sujeta a las disposiciones relativas al uso de información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo anterior, el Operador Petrolero podrá solicitar la clasificación de la información entregada, y la Comisión podrá clasificar la información, con el carácter de reservada, atendiendo a los criterios establecidos en los Artículos 13 y 14 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

Capítulo III

De la modificación de los Planes

Artículo 40. De las modificaciones a los Planes. Los Planes deberán ser modificados, ya sea a instancia de la Comisión o a petición de los Operadores Petroleros, cuando se actualice alguno de los siguientes supuestos normativos:

- I. En materia de exploración, cuando:
 - a) Se obtenga, a través de las actividades de exploración, información o conocimiento nuevo del subsuelo que haga deseable la modificación del Plan,
 - b) De acuerdo con indicadores de desempeño adoptados, las variaciones en los Programas de trabajo hagan materialmente imposible la ejecución del Plan de Exploración,
 - c) Existan modificaciones debido a condiciones comerciales, ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto,
 - d) Existan modificaciones a los Programas asociados los Planes, que tengan por efecto modificar las metas aprobadas en el Plan. Lo anterior, en el rango de variación establecido por la Comisión, conforme a las Guías correspondientes.
 - e) Exista variación del monto de inversión:

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
Hasta 10 mil millones de pesos	20%
Mayor a 10 mil millones de pesos	15%

- II. En materia de extracción:
 - a) Existan modificaciones en el alcance del Plan, cuando el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos, presenta un cambio en su estrategia de extracción,
 - b) Por el avance en las operaciones y el cambio en la cuantificación de las reservas,
 - c) Existan modificaciones debido a condiciones comerciales, ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto,
 - d) Existan modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión,

- e) Existan variaciones en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado. Lo anterior, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión, de acuerdo con el indicador establecido por la Comisión,
- f) Exista variación en el programa de operación del proyecto Lo anterior, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión, de acuerdo con el indicador establecido por esta,
- g) Existan modificaciones en la Asignación de la Secretaría o de los Contratos correspondientes,
- h) Exista variación del monto de inversión:

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
Hasta 10 mil millones de pesos	20%
Mayor a 10 mil millones de pesos	15%

Corresponderá a la Comisión revisar, evaluar y decidir si con base en la información con la que cuenta, se requerirá la modificación de los Planes o de los programas de trabajo correspondientes.

Para la obtención de la aprobación a que se refiere el presente artículo, el Operador Petrolero deberá seguir el procedimiento y términos establecidos para la aprobación de los Planes, en los artículos 25 al 36 de los Lineamientos. Lo anterior, con el objeto de que el Operador Petrolero obtenga la aprobación de la Comisión mediante la resolución correspondiente.

Artículo 41. Del formato y documentación para la modificación de los Planes. Los Operadores Petroleros deberán remitir mediante el formato que para tal efecto emita la Comisión, la siguiente información:

- I. Comparativo del Plan aprobado y el proyecto de Plan con las modificaciones propuestas;
- II. Análisis costo-beneficio realizado por el que se estiman de manera cuantitativa o, en su caso cualitativa, los efectos derivados de la modificación del Plan en términos técnicos, económicos, operativos y cualquier otro que se identifique;
- III. Sustento documental de las modificaciones;
- IV. Las normas y Mejores Prácticas de la Industria a utilizar para la modificación en particular;
- V. Las nuevas versiones de los Programas asociados a los Planes. Lo anterior, conforme a la Guía emitida por la Comisión;
- VI. La demás que el Operador Petrolero considere necesaria para que la Comisión emita el Dictamen respectivo;
- VII. Para el caso de los Planes de Exploración, los Operadores Petroleros deberán remitir, además de lo referido en las fracciones I a VI del presente artículo, el apartado del Plan que conforme a la Guía se modificaría;
- VIII. Para el caso de los Planes de Desarrollo para la Extracción, los Operadores Petroleros deberán remitir, además de lo referido en las fracciones I a VI del presente artículo, el apartado del Plan que conforme a la Guía se modificaría;
- IX. Para el caso de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Yacimientos no convencionales de Lutitas, los Operadores Petroleros deberán remitir, además de lo referido en las fracciones I a VI del presente artículo, el apartado del Plan que conforme a la Guía se modificaría;
- X. Para el caso de los Planes de Exploración y del Plan de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en vetas de carbón mineral deberá remitir, además de lo referido en las fracciones I a VI del presente artículo, el apartado del Plan que conforme a la Guía se modificaría, y
- XI. Para el caso de los Planes de Exploración y del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidratos de Gas deberán remitir, además de lo referido en las fracciones I a VI del presente artículo, el apartado del Plan que conforme a la Guía se modificaría.

Título IV

De la supervisión del cumplimiento de los Planes y las sanciones por incumplimiento

Capítulo I

De la supervisión del cumplimiento de los Planes

Artículo 42. Del seguimiento y la supervisión del cumplimiento de los Planes. La Comisión verificará el cumplimiento de la ejecución de los Planes, a través de los indicadores de supervisión del cumplimiento correspondiente y conforme al seguimiento de los Programas asociados a éstos.

La Comisión establecerá los sistemas informáticos, a través de los cuales los Operadores Petroleros reportarán la información referida. Lo anterior, conforme a los formatos y normativa de funcionamiento de los sistemas que la Comisión emita para tal efecto.

Para la interpretación y supervisión del cumplimiento del Plan conforme a los Lineamientos, la Comisión instaurará, substanciará y resolverá los procedimientos administrativos que correspondan.

Lo anterior, en los términos señalados en el presente Capítulo y conforme lo establecido en el Artículo 131 de la Ley de Hidrocarburos, la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y las demás aplicables.

Artículo 43. Del seguimiento a los Planes. La Comisión verificará el cumplimiento de la ejecución y dará seguimiento a los Planes aprobados, a través del cumplimiento de los Programas asociados a éstos. Lo anterior, mediante los siguientes mecanismos de reporte:

- I. Un informe mensual de las actividades exploratorias y de Desarrollo para la Extracción, que se estén desarrollando en la etapa del Plan en ejecución. Lo anterior, conforme al Anexo VII de los Lineamientos.

El Operador Petrolero deberá entregar este informe dentro de los siguientes 5 días hábiles posteriores al cumplimiento del mes a reportar, firmado por el responsable oficial del Área de Asignación o Contractual.

- II. Un informe anual de las actividades que se estén desarrollando en la etapa del Plan, conforme a la ejecución anual de los Programas asociados a éstos en ejecución. Lo anterior, conforme a lo establecido en el Anexo VII de los Lineamientos.

El Operador Petrolero deberá entregar este informe dentro de los siguientes 5 días hábiles posteriores al cumplimiento del año a reportar, firmado por el responsable oficial del Área de Asignación o Contractual.

La Comisión podrá emitir observaciones a los mismos dentro de los 15 días hábiles posteriores a su entrega. Por su parte, el Operador Petrolero contará con 10 días hábiles para atender dichas observaciones, contados a partir de su fecha de recepción.

De la retroalimentación que se haga a los informes mensuales y anuales de los Programas asociados a los Planes, la Comisión podrá iniciar un procedimiento de oficio, para la modificación de los Planes correspondientes. Lo anterior, previa notificación que para tal efecto realice la Comisión al Operador Petrolero.

Artículo 44. De la notificación en caso de la posibilidad de incumplimiento de los Planes. El Operador Petrolero deberá notificar a la Comisión cualquier circunstancia que ponga en riesgo el cumplimiento del Plan aprobado por la Comisión, dentro de los siguientes 10 días hábiles de ocurrido el evento.

Artículo 45. De las acciones de supervisión del cumplimiento. La Comisión en términos del último párrafo del Artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos, la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y demás disposiciones aplicables, podrá realizar las acciones de supervisión necesarias para verificar el cumplimiento de los Planes. Dichas acciones podrán ser, entre otras, las siguientes:

- I. Solicitar la información relativa al cumplimiento del Plan aprobado;
- II. Acreditar a terceros independientes que lleven a cabo las acciones de supervisión, inspección y certificación, de acuerdo a la regulación que emita;

- III. Solicitar acceso a las bases de datos, documentación y sistemas que resguarden la información relativa al Plan;
- IV. Realizar visitas de verificación, inspección o supervisión programadas o no programadas para supervisar las instalaciones dedicadas a la Exploración o Extracción de Hidrocarburos, y
- V. Realizar comparecencias con el Operador Petrolero en las que puedan substanciarse la resolución de aclaraciones relativas al cumplimiento del Plan.

En todo momento, el Operador Petrolero permitirá el acceso y dará las facilidades al personal de la Comisión y terceros independientes a los que se refiere la fracción II del presente artículo, incluyendo la entrega de copias simples de la información solicitada y demás facilidades necesarias, para que realicen las acciones de verificación y supervisión a que se refiere el presente artículo. Lo anterior, conforme a las facilidades de protección personal y de transporte establecidas, en su caso, en la Asignación o el Contrato correspondiente.

Artículo 46. De la información que deberá estar disponible. El Operador Petrolero deberá mantener durante todo el tiempo en el que sean vigentes las Asignaciones y los Contratos correspondientes, cualquier información y documentación relacionada con el Plan, incluyendo lo relacionado con los equipos e instrumentos utilizados para la ejecución del mismo.

Artículo 47. De las medidas que se podrán tomar como resultado de la supervisión del cumplimiento. Como resultado de las acciones de supervisión, la Comisión podrá, en términos del artículo 99 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y las demás disposiciones aplicables:

- I. Iniciar un procedimiento de revisión del Plan con el objetivo de dictar las medidas preventivas o correctivas necesarias para evitar posibles riesgos asociados al incumplimiento del mismo, dentro del cual se podrá:
 - a) Solicitar información complementaria para el análisis de la situación;
 - b) Convocar a comparecencias para revisar y analizar, conjuntamente con el Operador Petrolero, las medidas preventivas o correctivas necesarias para cumplir con el Plan;
 - c) Dictaminar las acciones adoptadas por parte del Operador Petrolero, para el cumplimiento del Plan, y
 - d) Dictar las medidas necesarias para que se maximice la incorporación de Reservas de Hidrocarburos y el Factor de Recuperación de Hidrocarburos en el largo plazo.
- II. Iniciar un procedimiento administrativo sancionador para determinar el incumplimiento a los Lineamientos y en su caso, imponer las sanciones pertinentes.

Capítulo II

De las sanciones y principios que rigen la actuación de la Comisión

Artículo 48. De las sanciones que podrá imponer la Comisión. Las infracciones a los Lineamientos serán sancionadas de acuerdo con los principios y bases establecidos en la Ley de Hidrocarburos y de la Asignación o el Contrato para la Exploración y Extracción correspondientes.

La Comisión sustanciará los procedimientos administrativos correspondientes conforme al artículo 85 fracción II y III y 87 de la Ley de Hidrocarburos y en términos del artículo 99 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, para supervisar y, en su caso, imponer las sanciones correspondientes. Lo anterior, tomando en cuenta la gravedad de la infracción y conforme a los procedimientos establecidos en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Artículo 49. De los principios que rigen las actuaciones de la Comisión. Todos los actos previos y aquéllos que deriven del cumplimiento de los Lineamientos que se lleven a cabo al amparo de las mismas, se sujetarán a las normas aplicables en materia de combate a la corrupción.

La actuación de los servidores públicos en el ejercicio de sus atribuciones y facultades que se lleven a cabo al amparo de los Lineamientos se sujetará a los principios constitucionales de legalidad, honradez, lealtad, imparcialidad y eficiencia.

TRANSITORIOS

PRIMERO. Los Lineamientos entrarán en vigor el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. Se abrogan las Resoluciones CNH.06.002/09, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación y CNH.E.03.001/10, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos, conforme al artículo Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo.

De igual forma se abroga la Resolución CNH.E.05.001/15 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite los Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para dictaminar técnicamente los Planes de exploración o de Desarrollo para la Extracción, correspondientes a las asignaciones petroleras.

TERCERO. Los Operadores Petroleros que a la entrada en vigor de los Lineamientos tengan un Plan aprobado por la Comisión, podrán continuar las actividades autorizadas en dicho Plan.

Asimismo, las solicitudes de aprobación de algún trámite relacionado con los procedimientos de aprobación de los Planes, sus modificaciones o bien, la migración de Asignaciones a Contratos, que se hayan recibido con anterioridad a la entrada en vigor del mismo, se substanciará conforme a las disposiciones jurídicas que se encontraban vigentes al momento de iniciado el mismo.

Cualquier trámite que no se haya iniciado con anterioridad a la entrada en vigor de los Lineamientos se substanciará conforme a las reglas procesales establecidas en los presentes Lineamientos.

La Comisión podrá convocar a comparecencias a los Operadores Petroleros, con el objeto de revisar, en su caso, la necesidad de realizar modificaciones a los Planes aprobados. Lo anterior, con el objeto de dar cumplimiento a los principios y criterios de evaluación establecidos en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y 7 de los Lineamientos.

CUARTO. Si al momento de entrar en vigor los Lineamientos, está en curso algún proceso de migración a los que hace referencia el artículo 24 de los Lineamientos, los Operadores deberán presentar a la Comisión una propuesta de Planes provisionales. Lo anterior, de conformidad con los términos señalados en el referido numeral.

Para tal efecto, los Operadores Petroleros y la Comisión realizarán las audiencias o comparecencias necesarias, para establecer el Plan provisional, que permita la continuidad de las actividades.

QUINTO. Los Operadores Petroleros que se encuentren en proceso de migración de Asignaciones o Contratos, así como en caso de asociaciones que se encuentre en proceso de aprobación, deberán presentar el Plan provisional al cual hace referencia el artículo 24 de los Lineamientos.

SEXTO. La Comisión deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación y en su página de internet oficial (www.cnh.gob.mx) los Lineamientos, así como sus formularios, instructivos y guías dentro de los treinta días hábiles posteriores a su aprobación por parte del Órgano de Gobierno. De igual forma, la Comisión habilitará los medios electrónicos de comunicación a través de su página electrónica, a los que hace referencia el artículo 4 de los Lineamientos. Lo anterior, dentro de los próximos 12 meses, posteriores a la publicación de los Lineamientos y siempre que los Operadores Petroleros hayan dado su anuencia, para recibir notificaciones vía electrónica.

SÉPTIMO. Inscribáanse los presentes Lineamientos en el Registro Público.

México, D.F., a 21 de octubre de 2015.- Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Juan Carlos Zepeda Molina**.- Rúbrica.- Comisionados: **Edgar René Rangel Germán**, **Néstor Martínez Romero**, **Sergio Henrivier Pimentel Vargas**, **Héctor Alberto Acosta Félix**.- Rúbricas.

ANEXO I**Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos**

La presente Guía tiene por objetivo establecer el contenido de información en los Planes de Exploración de Hidrocarburos que deberán presentar los Operadores Petroleros a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión). Lo anterior, con el propósito de que la Comisión cuente con los elementos suficientes y necesarios para evaluar los aspectos técnicos, operativos y económicos para aprobar los Planes de Exploración y, también, sus modificaciones.

La estructura de esta Guía cubre los aspectos relevantes de base para documentar los Planes de Exploración en Áreas con recursos prospectivos de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales.

Guía de los Planes de Exploración.**1. Presentación de la información**

El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el Plan de Exploración y la información asociada en formato digital atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Exploración en archivo de texto digital editable en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff ó .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff ó .jpg.
- b) Plan de Exploración integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a) Archivos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b) Cronogramas en el formato más reciente.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- a) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

Carpeta 4. Anexos al Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Programa de Administración de Riesgos en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf
- b) Primer programa de trabajo y primer presupuesto de exploración en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf.
 - Tablas en hojas de cálculo con datos originales en el formato más reciente.
 - Cronogramas como figura y en el formato más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

2. Contenido del Plan de Exploración**I. Resumen Ejecutivo.**

- I.1. Introducción.- descripción del área otorgada mediante el Contrato o Asignación y del Plan de Exploración correspondiente.
- I.2. Objetivos.- descripción de los objetivos generales del Plan de Exploración que incluya las metas físicas, volumétricas e inversiones

- I.3. Estrategia exploratoria.- descripción de la estrategia exploratoria seleccionada, que sea acorde con las características geológicas del área.
 - I.4. Actividades exploratorias principales.- descripción del programa de actividades consideradas en el Plan de Exploración.
 - I.5. Monto de inversión.- Incluir el monto total de inversión considerado en el Plan de Exploración.
 - I.6. Datos de contacto del personal responsable del Plan de Exploración.- nombre, cargo, número de teléfono oficina, correo electrónico.
 - I.7. Cualquier otra información que el Operador Petrolero considere necesaria.
- II. Información General:**
- II.1. Identificación del área.
 - II.1.1. Nombre del Operador Petrolero;
 - II.1.2. Nombre y número de identificación del Contrato o Asignación;
 - II.1.3. Vigencia;
 - II.1.4. Nombre de la cuenca sedimentaria.
 - II.2. **Ubicación geográfica.**- descripción de la ubicación geográfica y mapas regional y local donde se identifique el área de exploración otorgada e incluya, al menos, escala y coordenadas geográficas. Anexar, en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010 y, en su caso, la más reciente:
 - II.2.1. Área de Asignación o contractual;
 - II.2.2. Batimetría o elevación del terreno según corresponda;
 - II.2.3. Prospectos exploratorios;
 - II.2.4. Elementos geográficos y culturales de referencia (ríos, carreteras, poblados, etc.);
 - II.2.5. En su caso, campos, pozos e instalaciones petroleras.
 - II.3. **Contexto geológico regional.**- descripción del contexto geológico regional considerando las unidades geológicas siguientes: cuenca, provincia geológica, provincia petrolera y plays. Incluir la ubicación del área en mapas geológicos en el que se identifiquen las unidades anteriormente mencionadas:
 - II.3.1. Marco tectono-estructural.- descripción de la evolución tectónica de las estructuras tipo del área. Incluir mapas estructurales representativos y secciones sísmicas interpretadas representativas.
 - II.3.2. Marco estratigráfico.- descripción de la secuencia estratigráfica del área con las unidades estratigráficas que conforman la columna tipo.
 - II.3.3. Marco sedimentológico.- descripción y mapas de los sistemas sedimentarios, ambientes de depósito y distribución de facies de los niveles estratigráficos de interés económico.
 - II.4. **Reseña de antecedentes exploratorios.**- descripción de los sistemas petroleros y plays asociados al área así como de las actividades exploratorias previas, incluyendo los resultados obtenidos que permitan ubicar la etapa del proceso exploratorio alcanzado.
 - II.5. **Inventario de información exploratoria inicial.**- incluir para cada etapa la siguiente información, según corresponda:
 - Nombre del estudio.
 - Fecha de elaboración.
 - Objetivos.
 - Mapa de cobertura que identifique el área geográfica del estudio.
 - Parámetros técnicos de adquisición y procesamiento correspondiente a Gravimetría, Magnetometría, Electromagnéticos y Sísmica.
 - Resumen de resultados.
 - Autores.
 - Información complementaria que el Operador Petrolero considere.

- II.5.1. Evaluación del Potencial Petrolero.- Resumen de estudios geofísicos, geológicos y geoquímicos que se hayan realizado en el área o de alcance regional, referentes a cuencas, sistemas petroleros y plays. Incluir relación de estudios, mapa de localización, objetivos, resumen de resultados, fecha de elaboración y autores.
 - II.5.2. Reservas incorporadas.- Resumen de estudios geofísicos, geológicos y geoquímicos disponibles para el área otorgada, referente a plays establecidos, prospectos y pozos exploratorios. Incluir relación de estudios, mapa de localización, objetivos, resumen de resultados, fecha de elaboración y autores.
 - II.5.3. Caracterización y delimitación inicial de los yacimientos.- Resumen de la información referente a estudios geofísicos, geológicos, geoquímicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos que se hayan realizado en el área.
- II.6. En su caso, inventario de pozos exploratorios, campos y reservas.**
- II.6.1. Pozos exploratorios;
 - II.6.1.1. Nombre.
 - II.6.1.2. Coordenadas geográficas.
 - II.6.1.3. Fecha de inicio de perforación y conclusión de la terminación.
 - II.6.1.4. Elevación de la mesa rotaria.
 - II.6.1.5. Tirante de agua o elevación del terreno, según corresponda.
 - II.6.1.6. Profundidad total vertical y desarrollada.
 - II.6.1.7. Columna geológica.
 - II.6.1.8. Intervalos productores.
 - II.6.1.9. Resultados de pruebas de producción.
 - II.6.1.10. Tipo de hidrocarburos.
 - II.6.1.11. Resultado final.
 - II.6.2. Campos y reservas.
 - II.6.2.1. Nombre del campo.
 - II.6.2.2. Año de descubrimiento
 - II.6.2.3. Formación / Edad geológica
 - II.6.2.4. Área
 - II.6.2.5. Espesor
 - II.6.2.6. Profundidad
 - II.6.2.7. Mapa de ubicación geográfica.
 - II.6.2.8. Intervalos productores.
 - II.6.2.9. Principales características petrofísicas.
 - II.6.2.10. Tipo de hidrocarburos.
 - II.6.2.11. Volumen original.
 - II.6.2.12. Reservas originales.
 - II.6.2.13. Reservas remanentes.
 - II.6.2.14. Recuperación final estimada (EUR)
 - II.6.2.15. Factores de recuperación de aceite y gas.

Presentar los volúmenes de reservas 1P, 2P y 3P y/o de recursos contingentes 1C, 2C y 3C correspondientes a cada campo que se encuentre dentro del área otorgada en Asignación o contrato. En el caso de campos que se encuentren parcialmente dentro del área de la Asignación, se deberán presentar los volúmenes de reservas que en su caso correspondan.

- II.7. Estimación preliminar de recursos prospectivos.-** Resultados de las evaluaciones volumétricas de los recursos prospectivos realizadas por el operador por medio de una base de datos de prospectos exploratorios reconocidos y en cartera, incluyendo por objetivo, parámetros volumétricos, volúmenes de recursos prospectivos de aceite y gas, así como probabilidad de éxito geológico. Incluir además fichas ejecutivas de los prospectos identificados por el operador, que contengan:
- II.7.1. Mapa estructural preliminar de cada prospecto;
 - II.7.2. Sección(es) sísmica(s) representativa(s) interpretada(s);
 - II.7.3. Tirante de agua o elevación del terreno;
 - II.7.4. Volumen de recursos prospectivos asociados a los percentiles P10, P50, Pmedia y P90, por objetivo;
 - II.7.5. La probabilidad de éxito geológico estimada, por prospecto y por objetivo;
 - II.7.6. Profundidad de los objetivos;
 - II.7.7. Profundidad total programada.
- III. Plan de Exploración:**
- III.1. Objetivos.**
- III.1.1. Metas físicas.
 - III.1.1.1. Número de pozos exploratorios
 - III.1.1.2. Cobertura en km2 de adquisición de información geofísica
 - III.1.1.3. Cobertura en km2 de procesamiento de información geofísica
 - III.1.1.4. Principal enfoque de los estudios exploratorios dentro de la cadena de valor
 - III.1.2. Metas volumétricas.
 - III.1.2.1. Principal tipo de hidrocarburo esperado
 - III.1.2.2. Evaluación del potencial petrolero
 - III.1.2.3. Documentación de recursos prospectivos
 - III.1.2.4. Incorporación de reservas
 - III.1.3. Inversión total desglosada.
- III.2. Alcances.-** Descripción de los alcances del programa exploratorio multianual dentro de los plazos del Contrato o título de Asignación correspondiente, acorde con los términos y condiciones, así como con el programa mínimo de trabajo y el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo.
- III.3. Estrategia exploratoria.-** Descripción de la estrategia exploratoria correspondiente, de acuerdo con las características geológicas del área, la etapa del proceso exploratorio en que se encuentre y las actividades e inversiones propuestas.
- III.3.1. Análisis de los elementos considerados para definir la estrategia exploratoria contenida en el Plan de Exploración.- Alternativas examinadas para la conformación del Plan de Exploración que incluya, según sea el caso:
 - III.3.1.1. Aspectos estratégicos.
 - III.3.1.2. Escenarios de incorporación de reservas.
 - III.3.1.3. Indicadores económicos de los escenarios considerados.
 - III.3.1.4. Costo-beneficio.
 - III.3.1.5. Riesgos exploratorios.
 - III.3.1.6. Aspectos ambientales.
 - III.3.1.7. Información complementaria que el operador petrolero considere.
 - III.3.2. Criterios de selección de la estrategia exploratoria.- Discusión de los criterios utilizados para la selección de la alternativa más viable y descripción de la estrategia seleccionada.

- III.4.** Programa de actividades.- Los Operadores deberán presentar los programas de actividades exploratorias dando cumplimiento a los términos y condiciones de la Asignación o Contrato correspondiente, considerando las mejores prácticas en la industria petrolera y atendiendo las instrucciones que se detallan a continuación para las tablas. Además deberán presentar todas las actividades indicando fechas estimadas de inicio y término integradas en un cronograma.
- III.4.1.** Programa de adquisición y/o procesamiento de información geofísica: sísmica, métodos potenciales, electromagnéticos, según corresponda;
- III.4.1.1.** Nombre del estudio.
- III.4.1.2.** Objetivos particulares.
- III.4.1.3.** Alcances de las actividades.
- III.4.1.4.** Cubrimiento en km o km².
- III.4.1.5.** Metodologías y tecnologías.
- III.4.1.6.** Parámetros de adquisición y procesamiento.
- III.4.1.7.** Algoritmos y Tipo de procesamiento.
- III.4.1.8.** Periodo.
- III.4.2.** Programa de estudios exploratorios.- Listar y describir los estudios exploratorios, según corresponda, enfocados al contexto regional, evaluación de sistemas petroleros, evaluación de plays, prospectos y/o caracterización de yacimientos, con la siguiente información.
- III.4.2.1.** Nombre del estudio
- III.4.2.2.** Objetivos particulares
- III.4.2.3.** Alcances
- III.4.2.4.** Periodo
- III.4.2.5.** Tipos de estudios.- De acuerdo con la siguiente categorización, la cual es enunciativa mas no limitativa:
- Estudios geológicos:
- Estratigrafía – Bioestratigrafía.
 - Interpretación y modelado estructural.
 - Sistemas sedimentarios, ambientes de depósito y distribución de facies.
 - Diagénesis de secuencias carbonatadas y de secuencias clásticas.
- Estudios geoquímicos:
- Análisis de laboratorio en roca y fluidos.
 - Estudios de Petrografía Orgánica.
 - Cinética composicional.
 - Evaluación de rocas generadoras de Hidrocarburos.
 - Caracterización de Hidrocarburos.
 - Caracterización de arcillas.
- Estudios integrados:
- Modelado geológico-geoquímico.
 - Estudios integrales de sistemas petroleros.
 - Estudios integrales de plays.
 - Estudios integrales de prospectos exploratorios.
 - Delimitación y caracterización inicial de yacimientos.

- III.4.3.** Programa preliminar de perforación de prospectos exploratorios y descripción de unidades de perforación.- Jerarquización de los prospectos exploratorios propuestos en el programa de perforación y programa calendarizado de perforación y terminación de pozos exploratorios. Incluir la siguiente información:
- III.4.3.1.1.** Nombre.
 - III.4.3.1.2.** Coordenadas geográficas.
 - III.4.3.1.3.** Tirante de agua o elevación del terreno, según corresponda.
 - III.4.3.1.4.** Giroscópico programado en hoja de cálculo en el caso de trayectoria no vertical.
 - III.4.3.1.5.** Profundidad total programada, en mv y md para el caso de trayectoria no vertical.
 - III.4.3.1.6.** Columna geológica probable.
 - III.4.3.1.7.** Objetivos y profundidad programados.
 - III.4.3.1.8.** Tipo de hidrocarburo esperado.
 - III.4.3.1.9.** Programa preliminar de toma de información
 - Núcleos
 - Registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales
 - Perfiles sísmicos verticales (VSP)
 - Checkshot.
 - Pruebas de formación.
 - Pruebas PVT.
- III.5. Pronóstico de Incorporación de Reservas.-** Derivado de la cartera de prospectos exploratorios, plan de perforación en la alternativa estratégica más viable:
- III.5.1.** Escenarios de incorporación de reservas.
 - III.5.2.** Criterios de jerarquización de escenarios.
 - III.5.3.** Descripción técnica del mejor escenario de Incorporación de Reservas y sus volúmenes asociados (estimación alta, mejor estimado y estimación baja).
 - III.5.3.1.** Número estimado de pozos de desarrollo asociados al posible éxito exploratorio
 - III.5.3.2.** Recuperación final estimada (EUR).
 - III.5.3.3.** Perfiles de producción de aceite.
 - III.5.3.4.** Perfiles de producción de gas.
- III.6. Opciones tecnológicas.**
- III.6.1.** Identificación de retos tecnológicos.- Descripción de los retos tecnológicos identificados para llevar a cabo las actividades de exploración.
 - III.6.2.** Criterios de selección de tecnologías exploratorias.- Descripción de criterios de selección de las tecnologías exploratorias que permitirán elevar la eficiencia para alcanzar los objetivos y resultados planteados con un menor requerimiento de recursos, o que incrementan la efectividad reduciendo el margen de incertidumbre.
 - III.6.3.** Descripción de tecnologías a utilizar.- Descripción de la(s) alternativa(s) tecnológica(s) a utilizar en el proceso exploratorio del área contractual y una declaración indicando que la(s) tecnología(s) empleada(s) corresponden a las Mejores Prácticas de la industria.
- III.7. Programa de inversiones.-** Presentar una tabla relacionada con las inversiones asociadas a cada elemento del programa de actividades, anualizada para el periodo de exploración y expresada en millones de dólares (MMUSD), considerando:
- III.7.1.** Adquisición y procesamiento de información geofísica;
 - III.7.2.** Estudios exploratorios;
 - III.7.3.** Perforación de pozos exploratorios.
 - III.7.4.** Delimitación y caracterización inicial.

III.8. Evaluación económica.- Evaluación económica antes y después de impuestos del Plan de Exploración, incluyendo las premisas utilizadas en la evaluación por el Operador Petrolero. De dicha evaluación se deberá estimar al menos los valores de los siguientes indicadores:

III.8.1. Premisas:

- Precio del crudo
- Precio de gas
- Precio del condensado
- Tasa de descuento
- Tipo de cambio
- Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente
- Costo de pozos exploratorios
- Costo de pozos de desarrollo
- Costo por transporte
- Y las demás que el Operador Petrolero considere para la evaluación económica

III.8.2. Indicadores.

- Valor Presente Neto (VPN).
- Valor Presente de la Inversión (VPI).
- VPN/VPI.
- Relación de Beneficio-costos (RBC).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Costo de Descubrimiento.

III.9. Programa de administración de riesgos.- Presentar, como un documento anexo al Plan de Exploración, el Programa de administración de riesgos que incluya las acciones y medidas de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como una mejora del desempeño, de conformidad con el Sistema de Administración. Este programa se deriva del Sistema de Administración y deberá ser presentado a la Comisión, quien a su vez lo remitirá a la Agencia Nacional de Seguridad y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos para su aprobación.

IV. Primer programa de trabajo.- En el caso de Contratos para la Exploración de Hidrocarburos, el Operador Petrolero deberá presentar los siguientes programas de acuerdo con los términos contractuales

IV.1. Primer programa de actividades.- El primer Programa de Trabajo será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración para la aprobación de la Comisión. El primer Programa de Trabajo deberá cubrir las Actividades Petroleras a realizarse durante el primer año contractual y durante el resto del año en el que termine el primer año contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Programa de Trabajo de cada Año, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior.

IV.2. Primer presupuesto de Exploración.- El primer Presupuesto de Exploración será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración. El primer Presupuesto deberá incluir los Costos a incurrirse durante el primer Año Contractual y los Costos a incurrirse durante el resto del Año en el que termine el primer Año Contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Presupuesto de cada Año subsiguiente, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior. El presupuesto de Exploración Anual, deberá ser congruente con el Programa de Trabajo correspondiente.

El Operador Petrolero no podrá realizar ninguna modificación al Presupuesto aprobado sin el consentimiento de la Comisión. Cualquier solicitud de modificación al Presupuesto deberá contener la justificación de las desviaciones en los Costos respecto del Presupuesto original.

V. Indicadores clave de desempeño para el Plan de Exploración.

- V.1.** Programa mínimo de trabajo:
Actividades realizadas vs actividades programadas.
- V.2.** Avance en la perforación de pozos:
Pozos perforados vs pozos programados.
- V.3.** Estudios exploratorios:
Estudios realizados vs estudios programados.
- V.4.** Adquisición o procesamiento de información geofísica:
Estudios geofísicos realizados vs estudios geofísicos programados.
- V.5.** Volumen de recursos prospectivos:
Recursos prospectivos iniciales vs recursos prospectivos incrementales.
- V.6.** Volumen de reservas incorporadas:
Reservas incorporadas vs pronóstico de incorporación de reservas.
- V.7.** Contenido nacional:
% de contenido nacional por año.

VI. Plan de Evaluación.- En el caso de que un pozo exploratorio sea exitoso y ocurra un descubrimiento de una acumulación de Hidrocarburos, todo operador petrolero deberá presentar a la Comisión un programa de trabajo y presupuesto correspondiente a efecto de evaluar el descubrimiento. También se presentará un plan de Evaluación en el caso en que los términos de un Contrato o Asignación Petrolera así lo indiquen.

El plan de Evaluación deberá contener los elementos siguientes:

VI.1. Datos generales del Contrato o Asignación

En el caso de un Contrato presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	
Nombre	
Estado y municipio	
Área del Contrato	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de contrato	
Operadora y socios con porcentaje de participación	
Trabajo mínimo	
Incremento en el programa mínimo	%
Otras características	

En el caso de una Asignación presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	Comentarios
Nombre	
Estado y municipio	
Área de Asignación	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de asignación	
Yacimientos y/o campos	
Otras características	

VI.2. Características del área de Evaluación

Explicar a detalle la naturaleza del descubrimiento y su tamaño estimado. Además incluir una tabla como la que se presenta a continuación:

Concepto	
Área de Evaluación	En km ²
Pozo descubridor	
Fecha de descubrimiento	
Formación productora	
Tipo de hidrocarburo	
Profundidad promedio de la o las formaciones productoras	
Otras características	

VI.3. Ubicación geográfica

Explicar las características de ubicación del área del Contrato o Asignación y del área de Evaluación. Presentar un mapa de referencia en donde se muestre:

- El polígono que limita el área contractual o de asignación.
- Área de Evaluación, cuando aplique.
- La ubicación de campos, pozos, instalaciones superficiales dentro y fuera del área del Contrato o Asignación.
- Rasgos topográficos importantes, vías de acceso, poblados cercanos, división estatal y municipal, zonas protegidas, y cualquier otra información importante que aplique.

Anexar el mapa en formato Shapefile.

VI.4. Objetivos, alcance y estrategia del Plan de Evaluación

Presentar de manera clara y concisa los objetivos, los alcances y estrategia del Plan de Evaluación que incluya:

- Total de actividades físicas como perforación de pozos exploratorios, pruebas, tecnologías, instalaciones de superficie, etc., consideradas en el Plan de Evaluación.
- Inversiones asociadas al Plan de Evaluación.

VI.5. Estudios y trabajos que llevaron al descubrimiento

Presentar una descripción general de los estudios y trabajos realizados que llevaron al descubrimiento.

Describir cada uno de los estudios y presentar por lo menos la siguiente información: Nombre del estudio, fecha de elaboración, objetivos, parámetros técnicos de adquisición y procesamiento correspondiente a los estudios realizados, resumen de resultados, autores e información complementaria que el Operador Petrolero considere. Emplear mapas para mostrar la ubicación de la información disponible.

Describir a detalle las características de los trabajos relacionados con el descubrimiento. Estos trabajos pueden incluir perforaciones, pruebas de producción, estudios de fluidos (PVT) y cualquier otro que aplique.

VI.6. Programa de actividades de Evaluación

Presentar las actividades de Evaluación que incluyan perforación, prueba y Evaluación, así como estudios técnicos, económicos, sociales y ambientales a realizarse para determinar factores de recuperación, así como requerimientos de procesamiento y transporte de los hidrocarburos.

Presentar una tabla con la posible ubicación de los pozos de Evaluación a perforar. Incluir un cronograma de actividades, sub actividades y tareas de Evaluación de acuerdo a los lineamientos establecidos por la autoridad correspondiente.

Detallar el periodo de Evaluación de forma consistente con el cronograma de actividades de Evaluación propuesto.

Explicar el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento con el programa de actividades propuesto.

VI.7. Programa de inversiones

Indicar inversiones correspondientes a las actividades, sub-actividades y tareas del Plan de Evaluación de acuerdo a los lineamientos de la autoridad correspondiente. Presentar la metodología utilizada para calcular los costos.

Emplear los gráficos necesarios para sustentar las explicaciones. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan de Evaluación.

Explicar el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento con el programa de inversiones propuesto.

VI.8. Principales indicadores de desempeño

Indicar los principales indicadores de desempeño de acuerdo a las actividades de Evaluación.

VI.9. Medición y Comercialización de hidrocarburos

Describir de forma breve los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos correspondiente al plan propuesto.

Presentar la ubicación en la que se entregarán al Comercializador los hidrocarburos que se obtengan durante cualquier prueba de producción.

VI.10. Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Incluir la identificación de peligros y riesgos de seguridad industrial más relevantes relacionados con las actividades físicas consideradas, así como las actividades que implican riesgos operativos y que podrían afectar las metas del Plan de Evaluación. Contar con planes de contingencia en caso de siniestro asociado al Plan de Evaluación, tomando en cuenta los aspectos de restauración y remediación vertidos en el Manifiesto de Impacto Ambiental y de los estudios de riesgo ambiental; y con una brigada de reacción. Reportar en bitácoras.

Identificar los posibles incidentes que ocasionen algún impacto ambiental y presentar la mejor estrategia para cumplir oportunamente con la responsabilidad en la legislación ambiental en materia de impacto y riesgo ambiental. Así también, incluir las medidas de mitigación, manejo, prevención, minimización, restauración y compensación que se tienen con objeto de evitar o reducir los impactos ambientales que pudieran ocurrir en el área del Contrato o Asignación.

Presentar los requerimientos mínimos de seguridad que cubre el Operador Petrolero, las asociadas, los proveedores, los contratistas y el personal con el fin de evitar incidentes y accidentes durante la ejecución del Plan de Evaluación en el área de Evaluación.

Incluir un plan de prevención de accidentes e incidentes y de capacitación continua. Apegarse a los lineamientos establecidos por las autoridades correspondientes.

VI.11. Administración de riesgos

VI.11.1. Identificación de riesgos

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Presentar el análisis realizado para identificar los riesgos asociados a las actividades propias del Plan de Evaluación propuesto. Definir las categorías de los riesgos identificados, enlistarlos y definirlos. Ejemplos de diferentes tipos de riesgo se presentan a continuación:

- Riesgos técnicos y estratégicos, son los asociados con los elementos que conforman el sistema petrolero, afectan directamente en la estimación de volúmenes originales, recursos prospectivos, recursos técnicamente recuperables y reservas, y principalmente en la producción de hidrocarburos. Dentro de los riesgos técnicos también se incluyen los relacionados con la perforación, terminación, transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos. Además de posibles riesgos en la disponibilidad de insumos, materiales o equipos.
- Riesgos relacionados con la aplicación de tecnologías, son los relacionados con toda la logística necesaria para poder obtener e implementar las herramientas tecnológicas de acuerdo al Plan de Evaluación en tiempo y forma.
- Riesgos operativos, son los asociados principalmente a las actividades de perforación consideradas como parte del Plan de Evaluación.
- Riesgos ambientales y sociales, serán identificados como parte de las evaluaciones de impacto ambiental y social; son los riesgos relacionados con los problemas específicos del área del Contrato o Asignación referentes tanto al medio ambiente como a los habitantes que pueden representar un retraso si no se identifican las medidas necesarias en el área.

VI.11.2. Evaluación de los riesgos

Presentar los resultados de la evaluación de cada uno de los riesgos identificados, incluyendo los mecanismos de detección, la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial.

VI.11.3. Jerarquización de riesgos

Explicar la metodología empleada para jerarquizar los riesgos identificados y evaluados. Mostrar los riesgos jerarquizados según los parámetros considerados, como por ejemplo probabilidad de ocurrencia, impacto potencial, periodo de detección y mitigación, etc. Se puede incluir un análisis de ocurrencia del riesgo y relacionarlo con la severidad o consecuencia.

VI.11.4. Mitigación de riesgos

Presentar las metodologías consideradas para la mitigación de los riesgos identificados, evaluados y jerarquizados según los puntos anteriores. Explicar las características de los mecanismos de mitigación y la forma de su implementación, así como su probabilidad de éxito para la mitigación de los riesgos y los factores clave para lograrlo. Incluir la mejor solución para evitar el riesgo identificado, proponer las medidas específicas a seguir para mitigar dicho problema.

En caso de existir incidentes previos en el área contratada o asignada, explicar con detalle el análisis post-mortem realizado del evento y las medidas consideradas para evitar que suceda de nuevo en el futuro.

Presentar una tabla de riesgos con la siguiente información:

Riesgo	Tipo	Descripción del riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto potencial	Medidas de mitigación	Probabilidad de éxito de las medidas de mitigación

Presentar la matriz de asignación de responsabilidades de acuerdo a los lineamientos establecidos por la dependencia correspondiente.

VI.12. Contenido nacional

Indicar el porcentaje de contenido nacional con el que se realizará el Plan de Evaluación.

Indicar los plazos y las etapas aplicables para garantizar que se alcanzará la meta de Contenido Nacional, así como un programa de transferencia de tecnología.

VI.13. Resultados del periodo de Evaluación

Al terminar el periodo de Evaluación, el Operador Petrolero presentará un informe de Evaluación, que incluya como mínimo la siguiente información:

- Un reporte que describa todas las actividades de Evaluación llevadas a cabo por el Contratista en el Área Contractual durante el Período de Evaluación.
- Los datos técnicos, mapas y reportes relativos al Área Contractual, incluyendo, sin limitación: topográficos, geológicos, geofísicos y de información del análisis del subsuelo; la densidad de potenciales zonas productivas; las profundidades de los distintos contactos de gases y/o fluidos; las propiedades petrofísicas de las rocas del yacimiento; un análisis de los datos de presión-volumen-temperatura (PVT) de los fluidos y gases del yacimiento; las características y el análisis pertinente del Petróleo descubierto, y la profundidad, presión y otras características del yacimiento y los fluidos encontrados en éste.
- Una estimación de los Hidrocarburos encontrados en el lugar y la recuperación final del yacimiento (ultimate recovery).
- El pronóstico de la tasa máxima de eficiencia de producción de cada Pozo individual.
- Un estudio de la viabilidad del desarrollo del Área Contractual, el cual deberá contener un análisis económico basado en pronósticos razonables, Año por Año, de los perfiles de la producción, las inversiones requeridas, los ingresos y los Costos de operación.
- Cualquier opinión elaborada por peritos encargados de llevar a cabo estudios operacionales, técnicos y económicos relacionados con los Campos o descubrimientos.
- Cualquier otro hecho considerado relevante por el Contratista y las conclusiones derivadas de éste.
- Sus conclusiones generales y el desarrollo del razonamiento en el que se basan. En el caso de un plan de Evaluación asociado a un descubrimiento incluir cualquier conclusión acerca de si algún descubrimiento puede ser considerado un descubrimiento comercial.

ANEXO II**Guía para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos**

La presente Guía tiene por objetivo establecer el contenido de información en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos que deberán presentar los Operadores Petroleros a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión). Lo anterior, con el propósito de que la Comisión cuente con los elementos suficientes y necesarios para evaluar los aspectos técnicos, operativos y económicos para aprobar los Planes de Desarrollo para la Extracción y, también, sus modificaciones.

La estructura de esta Guía cubre los aspectos relevantes para documentar los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Convencionales.

Guía de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.**1. Presentación de la información**

El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos y la información asociada en formato digital, atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en archivo de texto digital y editable en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff ó .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff ó .jpg.
- b) Plan de Desarrollo para la Extracción integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a) Archivos anexos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b) Cronogramas en el formato más reciente.
- c) Archivos de datos y proyectos en formato de programas de cómputo especializados.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- a) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

2. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos**I. Resumen Ejecutivo.**

El resumen ejecutivo es una recapitulación general de los elementos contractuales, técnicos, operativos, económicos y de riesgo del área del Contrato o Asignación. Todos los puntos considerados en el resumen ejecutivo se encuentran explicados de forma más detallada en los siguientes apartados.

I.1. Datos generales de la asignación petrolera o contrato.

En el caso de un Contrato presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	
Nombre	
Estado y municipio	
Área contractual	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de contrato	
Operadora y socios con porcentaje de participación	
Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o Campos	
Colindancias	
Otras características	

En el caso de una Asignación presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	Comentarios
Nombre	
Estado y municipio	
Área de Asignación	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de Asignación	
Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o campos	
Colindancias	
Otras características	

I.2. Ubicación geográfica

Explicar las características de la ubicación del área contractual o asignada. Presentar un mapa de referencia en donde se muestre:

- El polígono que limita el área del Contrato o Asignación.
- La ubicación de campos, pozos, instalaciones superficiales dentro y fuera del área contractual o asignada.
- Rasgos topográficos importantes, vías de acceso, poblados cercanos, división estatal y municipal, zonas protegidas, y cualquier otra información importante.

Presentar en una tabla la ubicación de todos los vértices del polígono que limita el área del Contrato o Asignación:

Vértice	Longitud	Latitud
1		

I.3. Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

Explicar de manera clara y concisa el objetivo que incluya:

- Volumen a recuperar separado por tipo de hidrocarburos y en petróleo crudo equivalente para cada yacimiento, campo y para toda el área del Contrato o Asignación. Los anteriores en dos versiones, la primera hasta la vigencia del Contrato o Asignación, y la segunda hasta el límite económico del área.
- Factor de recuperación por tipo de hidrocarburo para cada yacimiento, campo y para toda el área del Contrato o Asignada. Los anteriores en dos versiones, la primera hasta la vigencia del Contrato o Asignación, y la segunda hasta el límite económico del área.
- Total de actividades físicas consideradas en Plan de Desarrollo propuesto como perforación, tecnologías a implementar, métodos de recuperación secundaria y mejorada, instalaciones de superficie, etc.
- Inversiones y gastos de operación asociados al Plan de Desarrollo propuesto.
- Razones detalladas para la modificación al Plan de Desarrollo (cuando aplique).

I.4. Descripción de los campos y yacimientos

Presentar una descripción general de las características principales del campo incluyendo el marco geológico, los aspectos petrofísicos, geológicos y de yacimiento. Se requiere que la información sea consistente con lo presentado en los siguientes apartados de esta guía. Apoyar las explicaciones con mapas, diagramas y figuras representativas.

Presentar una tabla con la información de cada yacimiento dentro del área del Contrato o Asignada como se muestra a continuación:

Características generales	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Área (km ²)		
Año de descubrimiento		
Fecha de inicio de explotación		
Profundidad promedio (m)		
Elevación o tirante de agua (m)		
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados		
Estado actual de pozos		
Tipo de sistemas artificiales de producción		
Marco Geológico		
Era, periodo y época		
Cuenca		
Play		
Régimen tectónico		
Ambiente de depósito		
Litología almacén		
Propiedades petrofísicas		
Mineralogía		
Saturaciones (Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)		
Porosidad y tipo		
Permeabilidad (mD) (Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)		
Espesor neto y bruto promedio (m)		
Relación neto/bruto		

Propiedades de los fluidos

Tipo de hidrocarburos
 Densidad API
 (a condiciones de yacimiento y de superficie)
 Viscosidad (cp)
 (a condiciones de yacimiento y de superficie)
 Relación gas – aceite inicial y actual
 Bo inicial y actual
 Calidad y contenido de azufre
 Presión de saturación o rocío
 Factor de conversión del gas
 Poder calorífico del gas

Propiedades del yacimiento

Temperatura (°C)
 Presión inicial (kg/cm²)
 Presión actual (kg/cm²)
 Mecanismos de empuje principal y secundario

Extracción

Métodos de recuperación secundaria
 Métodos de recuperación mejorada
 Gastos actuales
 Gastos máximos y fecha de observación
 Corte de agua

Agregar tantas columnas como yacimientos a explotar. Indicar la fecha en la que se contabilizan los pozos, su estado y las características del yacimiento.

I.5. Reservas de hidrocarburos

Incluir la siguiente tabla por campo para las últimas reservas cuantificadas o en su caso certificadas

Campo	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Reserva remanente				Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P o 3P								

 Reservas al 1 de enero de 20...

Incluir la siguiente tabla por yacimiento para las últimas reservas cuantificadas o en su caso certificadas

Yacimiento	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Reserva remanente				Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P o 3P								

 Reservas al 1 de enero de 20...

I.6. Descripción de la alternativa de desarrollo propuesta

En caso de que el descubrimiento comercial se extienda más allá del área contractual, proponer un programa para el desarrollo unificado del campo entre las Operadoras involucradas.

Presentar la información de acuerdo a los siguientes puntos:

I.6.1. Actividades físicas

Describir las actividades físicas consideradas durante el periodo que cubre el actual Contrato o Asignación. Estas actividades pueden ser perforación de pozos, reparaciones mayores y menores, taponamiento, instalaciones, abandono, etc.

I.6.2. Pronóstico de producción

Describir brevemente el pronóstico de producción asociado al plan propuesto. En el caso de una modificación explicar el pronóstico asociado al plan aprobado y comparar con el pronóstico del plan propuesto.

Presentar gráficos del pronóstico de producción anualizado de aceite, gas y condensado, un gráfico por cada tipo de hidrocarburo, para toda el área del Contrato o Asignación. Cada uno de estos gráficos incluirá las siguientes curvas:

- Pronóstico asociado al plan aprobado
- Pronóstico del plan propuesto
- Histórico de producción

Indicar en cada gráfico la fecha de inicio y fin de la vigencia del Contrato o Asignación, y la fecha de inicio del plan propuesto en caso de su aprobación.

Presentar un gráfico de barras con la producción acumulada de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente (PCE), calculado desde el inicio del plan propuesto hasta el potencial completo de los yacimientos en el área del Contrato o Asignada. Resaltar en cada una de las barras la producción total considerando la vigencia del Contrato o Asignación.

I.6.3. Inversiones y gastos de operación

Describir brevemente las inversiones y gastos de operación asociados con el Plan de Desarrollo propuesto. En el caso de una modificación describir las inversiones y los gastos de operación del plan aprobado y comparar con el plan propuesto

Presentar una tabla como se muestra a continuación con los rubros de acuerdo a los lineamientos de la SHCP y su modificación indicando actividad, sub-actividad y tarea.

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Total (mmUSD)

Separar los costos asociados a la recuperación secundaria y mejorada y presentarlos de forma explícita. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación propuesta en el Plan de Desarrollo.

I.6.4. Infraestructura

Describir las principales instalaciones de producción, tratamiento e inyección que contemple el Plan de Desarrollo. Incluir diagramas y figuras. Explicar brevemente la forma en la que operan las instalaciones describiendo el flujo de sus procesos y la manera de reestablecerlos en caso de salirse de los parámetros normales. Explicar si se comparte infraestructura con otras áreas Contractuales o Asignadas.

I.6.5. Medición de hidrocarburos

Describir de forma breve los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada y calidad de los hidrocarburos correspondiente al plan propuesto.

I.6.6. Aprovechamiento de gas

Disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas referentes a los trabajos de extracción de hidrocarburos de acuerdo a la normativa correspondiente. Presentar un gráfico anualizado de la meta de aprovechamiento de gas actual.

I.6.7. Indicadores económicos

Explicar brevemente las principales variables y premisas económicas consideradas durante el periodo del Contrato o Asignación para el modelo económico del Plan de Desarrollo propuesto. Presentar una tabla como la que se muestra a continuación:

Indicadores económicos	Unidades	Antes de impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MM\$			
VPI	MM\$			
VPN/VPI	\$/ \$			
RBC	\$/ \$			
TIR	%			

Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación propuesta en el Plan de Desarrollo.

I.6.8. Relación de tecnologías a utilizar

Describir de manera breve el tipo de tecnologías consideradas en el Plan de Desarrollo propuesto, sin incumplir los derechos de propiedad intelectual, así como el beneficio o ventaja esperada de éstas. Dichas tecnologías pueden incluir aspectos como perforación, terminación, toma de información, productividad, instalaciones, caracterización, entre otras.

I.6.9. Subcontrataciones

Describir brevemente las obras, servicios y materiales que se van a ser llevadas a cabo por subcontratistas, así como los criterios para la selección y subcontratación de éstos.

I.6.10. Principales riesgos

Mencionar los principales riesgos identificados para la ejecución del Plan de Desarrollo propuesto para la extracción, así como el posible impacto que éstos podrían tener y las que medidas propuestas para mitigarlos.

I.6.11. Permisos ambientales

Enlistar los permisos sociales y ambientales para las distintas actividades que se tengan contempladas, en conformidad con las normativas vigentes aplicables a la industria petrolera establecidas por las agencias gubernamentales en la materia correspondiente.

II. Antecedentes del área asignada o contratada

Indicar la información que se tiene en el área de Contrato o Asignación, que será la base del Plan de Desarrollo que se presentará a la Comisión para su evaluación. Los datos crudos del área se podrán obtener de la Comisión o de manera particular, para que la empresa Operadora los procese y entregue la mejor alternativa posible para explotar el área.

II.1. Inventario de información, estudios e infraestructura

Descripción general de la información disponible para los yacimientos en consideración dentro del área del Contrato o Asignación. Esta información incluye lo referente a pozos, núcleos, muestras y estudios de fluidos y registros de pozos, además de información y estudios geológicos, geofísicos, de caracterización dinámica, modelos estáticos y dinámicos, y cualquier otro estudio realizado en el área.

Explicar el tipo y características generales de la información en el cuerpo del documento presentado, así como también en formato de tablas, gráficos, archivos técnicos y cualquier otro especificado en los siguientes apartados.

II.1.1. Pozos

Mencionar el número y descripción de pozos perforados en el área del Contrato o Asignación. Redactar el inventario de pozos brevemente en el cuerpo del texto y presentar la información detallada como una tabla resumen que contenga la siguiente información de cada pozo o grupos de pozos en caso de que el área tenga una gran cantidad de pozos perforados:

Pozos	Número de pozos
Productores	Total de productores
Aceite	
Fluyentes	
SAP	
Gas y condensado	
Gas húmedo	
Gas seco	
Inyectores	Total de inyectores
Taponados	Total de taponados
Definitivos	
Temporales	
Letrina	Total de pozos letrina
Total	Total de pozos

Presentar la información detallada de cada pozo, geometría, intervalos disparados, estado mecánico, estimulaciones, terminaciones, fluidos de perforación, resultados de pruebas de producción, tipo de hidrocarburo entre otros, siguiendo el formato presentado por la Comisión. En caso de que el área del Contrato o Asignación tenga muchos pozos perforados, presentar los pozos en grupos representativos.

II.1.2. Infraestructura

Detallar ductos e instalaciones que se encuentran en el área del Contrato o Asignación y su estado de conservación, mencionar si en las condiciones actuales son apropiadas para operar y si son susceptibles de ser reparadas en el caso de ser necesario, anexar listado con infraestructura a manera de inventario.

II.1.3. Núcleos y recortes

Redactar de forma breve el número de pozos con muestreo de núcleos, las formaciones muestreadas y los intervalos muestreados. Explicar de forma resumida los estudios realizados en los núcleos. En este apartado también se incluyen los estudios del sistema roca fluido como pruebas de desplazamiento (incluidas las de doble desplazamiento), curvas de adsorción, pruebas para la determinación propiedades petrofísicas, etc., en el caso que aplique.

Presentar las descripciones y análisis realizados en los recortes obtenidos durante la perforación de los pozos.

II.1.4. Fluidos

Redactar de forma breve las muestras de fluido disponibles de los pozos dentro del área del Contrato o Asignación. Explicar los estudios realizados en las muestras de fluidos como: análisis PVT, pruebas de hinchamiento, y las principales propiedades obtenidas de los análisis disponibles del agua de formación, etc.

II.1.5. Registros de pozos y evaluaciones petrofísicas

Explicar de forma breve la información disponible de registros de pozos tanto básicos como especiales. Los registros básicos pueden incluir registros como rayos gamma, potencial natural, resistividad, sísmico, neutrón, densidad, etc. Se consideran registros especiales algunos como sísmico dipolar, de imagen de pared de pozo, anisotropía sísmico o de resistividad, resonancia magnética nuclear, etc. Incluir los registros de hidrocarburos, de cementación y cualquier otro tipo de medición realizada para conocer las propiedades de la formación o del pozo.

Explicar las evaluaciones petrofísicas disponibles en los pozos perforados dentro del área del Contrato o Asignación. Mencionar el número de pozos evaluados y los modelos petrofísicos empleados.

II.1.6. Geología y geofísica

Describir los marcadores geológicos interpretados a partir de registros de pozos. Explicar la información sísmica 2D y 3D disponible en el área, incluyendo tecnología empleada, fecha de levantamiento y procesamiento, área de cobertura o longitud levantada, etc. Emplear mapas para mostrar la ubicación de la información disponible. Indicar el número y ubicación de pozos con información de perfiles sísmicos verticales y puntos de calibración tiempo – profundidad.

Enlistar los horizontes sísmicos interpretados total o parcialmente en el área del Contrato o Asignación. Describir los estudios geológicos y geofísicos realizados en el área, indicando el objetivo, año de realización y resultados.

II.1.7. Pruebas dinámicas en pozo

Explicar las pruebas de presión-producción, presión de fondo fluyendo y cerrado realizadas en los pozos perforados dentro del área del Contrato o Asignación. Estas pruebas pueden ser de incremento, decremento, interferencia vertical, entre pozos, de inyección, gasto variable, entre otras.

II.1.8. Historia de producción

Explicar en el cuerpo del documento de forma breve, la información disponible de la producción y el comportamiento de la presión de cada campo que se encuentre en el área de Asignación o Contrato.

II.1.9. Modelos estáticos y dinámicos

Indicar qué estudios de caracterización estática y dinámica se han realizado dentro del área del Contrato o Asignación utilizando el programa de cómputo técnico correspondiente. Mencionar en el cuerpo del texto los modelos estáticos y dinámicos, además de ser resumidos en una tabla con las siguientes características:

Nombre del modelo	Tipo de modelo	Área y formación	Propiedades pobladas	Creación	Actualización	Programa de cómputo
-------------------	----------------	------------------	----------------------	----------	---------------	---------------------

II.1.10. Estudios integrales

Indicar si se cuenta con tablas hidráulicas que modelen el comportamiento de flujo de los pozos en el modelo de yacimiento y los criterios de operación. Se consideran como estudios integrales aquellos que involucran información y análisis de varias disciplinas como geología, petrofísica, geofísica, yacimientos, producción, estadística, administración, etc. Enlistar los estudios integrales realizados dentro del área del Contrato o Asignación. Estos estudios pueden ser modelos geomecánicos, modelos estadísticos, identificación de zonas de interés, análisis de campos análogos, entre otros. Resumir los estudios realizados en forma de tabla con las siguientes características:

Nombre del estudio	Disciplinas relacionadas	Objetivo del estudio
--------------------	--------------------------	----------------------

II.1.11. Información geográfica

Incluir toda la información geográfica o susceptible de ser geo referenciada como anexos en formato Shapefile. Esta información puede incluir entre otras cosas:

- Rasgos geomorfológicos, elevación del terreno o tirante de agua,
- Información cultural como poblados o ciudades cercanas, límites de estados y municipios, vías de comunicación, ductos, tuberías, infraestructura superficial, etc.,
- Polígono del área del Contrato o Asignación,
- Ubicación de pozos en superficie, en el objetivo y en la profundidad total, ubicación de pozos con muestreo de núcleos y fluidos,
- Ubicación de localizaciones e infraestructura superficial propuesta,
- Mapas asociados a los estudios geológicos y geofísicos, como mapas estructurales, de espesores y de distribución de propiedades,
- Pozos con información de pruebas dinámicas y con historia de producción,
- Ubicación y superficies de modelos estáticos y dinámicos, mapas estructurales de intervalos de interés, mapas de propiedades, etc.

II.1.12. Otros aspectos

Anexar la información que se crea conveniente para complementar los antecedentes del área asignada o contratada, en caso de ser necesario complementar con documentos e información general siguiendo los formatos anteriormente mencionados.

II.2. Antecedentes de exploración y desarrollo

Presentar la información del área de Asignación o Contrato previa al Plan de Desarrollo o modificación del Plan de Desarrollo. Los datos podrán en parte ser adquiridos de la base de datos de la Comisión y en parte de manera particular.

II.2.1. Exploración

Describir las actividades y estudios realizados en la fase exploratoria del área del Contrato o Asignación, y que sirvieron como base para plantear el desarrollo del campo.

II.2.2. Evaluación

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de evaluación dentro del área del Contrato o Asignación y que han servido como base para proponer el Plan de Desarrollo. Estos antecedentes pueden incluir la aplicación de proyectos piloto.

II.2.3. Desarrollo

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de desarrollo ya sea por otro Operador o por el mismo Operador en seguimiento a un Plan de Desarrollo aprobado. Esto último aplica para el caso de las modificaciones al Plan de Desarrollo para la extracción de Hidrocarburos.

II.3. Marco geológico regional

II.3.1. Descripción de la cuenca

Descripción de la provincia y/o cuenca en la que se ubica el área del Contrato o Asignación. Incluir un mapa geológico de la cuenca y explicar los detalles del mapa en el texto.

II.3.2. Marco tectónico regional

Describir el régimen tectónico de la cuenca a lo largo del tiempo geológico y las principales estructuras y fallas en el área. Sustentar la información con mapas, secciones representativas, figuras y diagramas.

II.3.3. Marco sedimentario y estratigráfico regional

Presentar la descripción de los principales ambientes de depósito, características litológicas y tipos de sedimentos o de roca predominantes. Incluir, la descripción de la estratigrafía y que contenga tiempo geológico, formación, litología, ambiente de depósito, espesor, episodios de depósito y eventos geológicos de interés. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas, modelos y diagramas.

II.3.4. Sistema petrolero

Describir el sistema petrolero al cual pertenecen los yacimientos a desarrollar incluyendo la edad y característica de la roca generadora, de la roca almacén y de la roca sello, descripción de los tipos de trampa presentes en los yacimientos del área y los procesos de migración y sincronía, preferentemente mediante los resultados de modelado de cuencas. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas, modelos y diagramas.

Resumir toda la información del marco tectónico, sedimentario, estratigráfico y del sistema petrolero en una figura – columna que incluya tiempo geológico, formación, litología, ambiente de depósito, eventos geológicos de interés, plays probados, y la tabla de sistema petrolero.

II.4. Aspectos petrofísicos

II.4.1. Composición y tipo de sedimentos

Describir la metodología empleada para la estimación de la composición mineralógica y especificar la Información de los registros de pozos empleados para la determinación de la composición mineralógica e indicar los intervalos en los que se encuentran las formaciones de interés e indicar en qué núcleos o recortes de formación se realizó la estimación de composición mineralógica.

Sustentar del documento mediante el uso de figuras representativas, por ejemplo, secciones de registros de pozos con columnas litológicas, fotografías de los núcleos, recortes o láminas delgadas.

II.4.2. Porosidad y permeabilidad

Explicar los resultados de los estudios para caracterizar el sistema poroso y las permeabilidades de las formaciones de interés. Definir los valores promedio o representativos para cada formación analizada.

Sustentar la información reportada mediante el uso de figuras representativas como registros de pozos con columnas litológicas, fotografías de los núcleos, recortes o láminas delgadas.

II.4.3. Saturación de fluidos

Explicar la metodología empleada para la determinación de saturación de fluidos. Sustentar la información mediante el uso figuras representativas como registros de pozos con columnas litológicas, fotografías de los núcleos, recortes o láminas delgadas.

II.4.4. Propiedades mecánicas y eléctricas

Describir los estudios realizados en las muestras físicas para estimar sus propiedades mecánicas y eléctricas. Incluir un resumen con las propiedades promedio o representativas de cada una de las formaciones.

II.4.5. Análisis de registros de pozos y evaluación petrofísica

Describir los análisis y estudios realizados con los registros de pozos y las evaluaciones petrofísicas realizadas, justificando las metodologías y modelos empleados, mencionar los algoritmos y programas de cómputo utilizados. Explicar la calibración de la evaluación petrofísica con los estudios en muestras físicas.

Describir los resultados de la evaluación petrofísica integral en una tabla resumen que contenga, por ejemplo, las propiedades de porosidad total, porosidad efectiva, porosidad de matriz y fractura (cuando aplique), permeabilidades absolutas y relativas, saturaciones iniciales, críticas y residuales, relación neto/bruto, propiedades geomecánicas, geoquímicas, composición, etc., de cada uno de los horizontes de interés.

En el caso de usar valores de corte para definir los intervalos de interés discutir ampliamente la forma en la que se seleccionaron dichos valores.

II.4.6. Otros estudios petrofísicos

Incluir estudios petrofísicos realizados en muestras físicas o a partir de registros de pozos no presentados en los puntos anteriores que aporte información importante para el entendimiento geológico del área y para el Plan de Desarrollo. Por ejemplo, estos estudios pueden ser modelado e inversión de propiedades petrofísicas, clasificación de facies, tomografías en núcleos, imágenes de microscopio, etc.

Resumir las propiedades petrofísicas de los yacimientos en una tabla general como la que se muestra a continuación:

Características	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Porosidad (Tipo, valor en %)		
Permeabilidad (Tipo, valor en mD)		
Saturación (Tipo, valor en %)		
Salinidad del agua de formación		
Resistividad del agua de formación		
Parámetros de Archie		
Capacidad de intercambio catiónico (cuando aplique)		
Espesor neto y bruto promedio (m)		
Relación net/bruto		
Espesor neto impregnado promedio (m)		
Valores de corte		
Otros		

II.5. Aspectos geológicos y geofísicos

II.5.1. Modelo estructural

Describir la calibración mediante sismogramas sintéticos de la curva TZ de los pozos con perfil sísmico vertical. Mostrar la correlación sísmica de los principales pozos de amarre para la selección de los reflectores sísmicos más representativos de la zona.

Explicar con detalle el procedimiento empleado para la conversión a profundidad de la información sísmica. Esto incluye la calibración de los intervalos de interés, la construcción del modelo de velocidad con diferentes datos de entrada como velocidades de apilamiento, velocidades de pozo, etc.

Describir la interpretación de los principales horizontes y fallas.

Mostrar el modelo estructural. Se recomienda emplear secciones representativas, mapas y diagramas para sustentar las hipótesis presentadas.

Explicar en el texto la interpretación detallada de las formaciones productoras por yacimiento y apoyarse con mapas y secciones geológicas. Es necesario que los mapas correspondan con los principales intervalos productores en donde se muestren con detalle los elementos estructurales del yacimiento, como cierre estructural echado abajo, contra falla, cresta, polígonos de fallas, etc., además de la ubicación de los pozos perforados en la zona, límite del yacimiento, límite del área del Contrato o Asignación, etc. También presentar mapas de espesor bruto mediante la interpretación de las principales unidades sísmicas calibradas con pozos.

Presentar los mapas, secciones estructurales y demás figuras que se consideren necesarias en los anexos con un formato extendido para una mejor apreciación del contenido de los mismos.

II.5.2. Modelo sedimentario y estratigráfico

En el resumen sobre el modelo sedimentario, describir detalladamente la creación e interpretación del modelo del o de los yacimientos. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas y figuras que permitan observar lo reportado. Es necesario que exista consistencia entre la creación del modelo sedimentario y la información y estudios de núcleos, registros geofísicos de pozos, evaluación petrofísica, atributos sísmicos, etc.

En caso de sustentar el modelo sedimentario con procesos sísmicos especiales como inversión sísmica, AVO, clasificación de facies, presentar una descripción detallada del flujo de trabajo empleado.

Para la creación de los mapas de distribución de facies, o de soporte para el modelo sedimentario, se recomienda el uso de colores adecuados que permitan una clara identificación de los rasgos por resaltar.

En el resumen del modelo estratigráfico, describir detalladamente la creación e interpretación del modelo del o de los yacimientos. Sustentar la información presentada con la columna estratigráfica, mapas de espesores, correlación de horizontes, secciones representativas y figuras que permitan observar lo reportado. Es necesario que exista consistencia entre la creación del modelo estratigráfico y la información y estudios de núcleos, registros geofísicos de pozos, evaluación petrofísica, atributos sísmicos, etc.

En caso de sustentar el modelo estratigráfico con procesos sísmicos especiales como inversión sísmica, AVO, clasificación de facies, presentar una descripción detallada del flujo de trabajo empleado

II.5.3. Análisis de discontinuidades naturales

Describir las metodologías o procedimientos empleados para la identificación y caracterización de discontinuidades naturales como fracturas a diferentes escalas, explicar los resultados y sustentarlos mediante el uso de imágenes representativas. Comentar sobre el posible impacto de las discontinuidades naturales en el Plan de Desarrollo.

II.5.4. Distribución espacial de propiedades

Describir la metodología empleada para estimar la distribución lateral y vertical de propiedades petrofísicas, mecánicas, eléctricas, etc., de interés para la caracterización de la o las formaciones dentro del área del Contrato o Asignación.

En el caso de emplear inversión sísmica, explicar con detalle el análisis de física de rocas realizado para la calibración sísmica con los estudios de muestras y con los registros de pozos. También, explicar detalladamente el flujo de proceso sísmico y los atributos obtenidos.

En el caso de haber realizado un modelo estático, explicar detalles del proceso de creación de la malla geocelular con el nivel de detalle adecuado, explicar qué horizontes y fallas se emplearon en la malla. Resumir las características geométricas de la malla geocelular en una tabla con las siguientes características:

Características	Modelo 1	Modelo 2
Formación (es)		
Horizontes empleados		
Número de intervalos y zonas		
Número de celdas		
Tamaño horizontal de celdas		
Número de mini-capas		
Espesor promedio de celda		
Volumen total del modelo		
Propiedades pobladas		
Otros		

Si el modelo estructural fue simplificado para la construcción del modelo geocelular, explicar las consideraciones realizadas y sus posibles consecuencias en la construcción final del modelo. Incluir imágenes representativas.

Con respecto a la propagación de las propiedades petrofísicas para la construcción del modelo estático, es recomendable que se explique detalladamente cada uno de los pasos en el flujo de trabajo. Estos pasos pueden incluir:

- Escalado numérico de los registros de evaluación petrofísica a la escala de las celdas: Explicar si el espesor de las celdas permite reproducir de forma adecuada la variabilidad vertical en la o las formaciones de interés.

- Análisis geo-estadístico de las celdas con datos de pozos: Es importante presentar de forma explícita los resultados de este análisis, por ejemplo distribución de probabilidad de cada parámetro petrofísico, presencia de valores anómalos, el tipo de variograma empleado, alcance en cada dirección, valor del efecto pepita, etc.
- Propagación de propiedades petrofísicas: Especificar el tipo y parámetros del variograma empleado, el algoritmo de propagación, por ejemplo kriging, cokriging, simulación secuencial gaussiana, etc. En el caso de emplear una propagación guiada por medio de otra propiedad se recomienda sustentar de forma adecuada la correlación entre ambas propiedades. Mostrar controles de calidad sobre la propagación de propiedades, por ejemplo: histogramas comparativos de la propiedad petrofísica con diferentes resoluciones, por ejemplo la resolución original del registro, la escalada en las celdas y las celdas interpoladas en todo el modelo.
- Uso de atributos sísmicos para la propagación: Si se emplearon atributos sísmicos como apoyo para la construcción del modelo estático, por ejemplo λ/ρ , μ/ρ , impedancia acústica, etc., explicar detalladamente el procedimiento empleado y la justificación técnica de su uso. Para esta justificación técnica se pueden presentar ejercicios de modelado sísmico mediante modelo efectivo, análisis estadísticos multivariable, identificación de patrones.
- Creación de una red discreta de fracturas: En los yacimientos en donde geológicamente se justifique el uso de redes de fracturas como apoyo para la estimación de la permeabilidad secundaria, explicar el procedimiento empleado con el nivel de detalle adecuado.

Los puntos anteriores son un ejemplo del flujo de trabajo para la construcción de un modelo estático y pueden incluirse o no de acuerdo a las características geológicas del o los yacimientos en el área del Contrato o Asignación.

II.6. Aspectos de ingeniería de yacimientos

II.6.1. Propiedades de los fluidos

Incluir los estudios PVT realizados en muestras de fluido obtenidas en el o los yacimientos que se encuentren dentro del área del Contrato o Asignación. Si se cuenta con estudios PVT realizados en varias muestras, mostrar los resultados de cada una de ellas. Explicar los resultados y sustentar con el uso de gráficos representativos como de densidad, viscosidad, factor volumétrico y relación de solubilidad éstos en función de la presión.

Presentar la validación de los estudios PVT realizada en las muestras de fluido disponibles. En el caso de contar con un PVT composicional, incluir una tabla resumen con la composición del fluido analizado. Explicar en el texto otros estudios de fluidos con el apoyo de gráficas y figuras representativas.

Explicar y analizar cualquier otro estudio que se haya realizado para estimar las propiedades de los hidrocarburos de los yacimientos dentro del área del Contrato o Asignación.

Resumir las características de los fluidos en el o los yacimientos en una tabla como la que se muestra a continuación:

Características	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Pozo		
Formación (es)		
Intervalo disparado		
Profundidad del muestreo		
Presión muestreo		
Temperatura muestreo		
Tipo de fluido		
Densidad °API		
Viscosidad		
Presión inicial (kg/cm ²)		
Presión de saturación (kg/cm ²)		
Relaciones de saturación		
Factores volumétricos de gas y aceite		
H ₂ S (% mol)		
CO ₂ (% mol)		
Factor de conversión del gas		

Para el caso del agua, incluir análisis como stiff & davis, análisis de compatibilidad agua-roca, entre otros, indicando las consideraciones, análisis, resultados y conclusiones más significativas y cómo impactan éstas en la producción de hidrocarburos.

II.6.2. Propiedades del sistema roca-fluido

Presentar los resultados de las pruebas realizadas en núcleos para caracterizar el sistema roca fluido como presión capilar, mojabilidad, permeabilidades relativas en dos fases, pruebas de desplazamiento, compresibilidad de la roca, etc.

- Explicar la metodología empleada en cada análisis y presentar los resultados en formato de tablas y apoyarse de gráficas representativas.
- En el cálculo de las permeabilidades relativas, presentar las gráficas de permeabilidad relativa en función de la saturación para todas las muestras analizadas.

II.6.3. Pruebas de estimulación y fracturamiento

Describir con detalle las pruebas de estimulación y fracturamiento realizadas en los pozos que se encuentran dentro del área asignada o contractual, así como los resultados obtenidos. En este análisis especificar qué aspectos fueron los más importantes durante el diseño la estimulación. En el caso del fracturamiento, indicar el número de intervalos a disparar y la metodología para definir la posición de los disparos. En este apartado se incluyen los resultados de las pruebas de compatibilidad del sistema roca-fluido y reactivos, cuando aplique.

II.6.4. Caracterización dinámica

Describir con el mayor detalle posible todo lo concerniente al comportamiento dinámico de yacimientos y a la caracterización dinámica derivada de éste. Dentro de la información y análisis mínimos para lograr una adecuada caracterización dinámica, incluir y detallar lo siguiente:

- Pruebas presión-producción: Detallar las características y los resultados de las pruebas representativas, mencionando aquellos puntos que se consideren importantes. Resaltar el impacto de estas pruebas para la caracterización dinámica.
- Aforos: Explicar cuántos aforos se realizaron e indicar los valores de gastos y volúmenes representativos

II.6.5. Recuperación secundaria y mejorada

En caso de aplicar, explicar las pruebas piloto realizadas para la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada. Describir detalladamente los resultados obtenidos y el impacto en el Plan de Desarrollo propuesto.

II.6.6. Análisis y ajuste de perfiles de presión producción

Incluir el análisis del comportamiento de pozos o análisis nodal, entendiendo esto como las condiciones de flujo y productividad bajo distintos estados mecánicos, aparejos de producción y sistemas artificiales de producción, de acuerdo al potencial del yacimiento. En el análisis hacer énfasis en el impacto sobre el Plan de Desarrollo propuesto.

Describir detalladamente la metodología empleada para ajustar los perfiles de producción y para estimar la recuperación final en los pozos disponibles. En el caso de emplear curvas de declinación, es necesario incluir una explicación adecuada y el uso de campos análogos cuando aplique.

En el caso de emplear modelos de simulación para la propagación y fracturas y para la dinámica de fluidos, explicar detalladamente las características del modelo, los algoritmos y programas de cómputo empleados, parámetros de entrada para el modelo, y otros aspectos importantes. Sustentar la explicación con figuras representativas.

II.7. Estudios integrales

II.7.1. Análisis de campos análogos

Incluir un resumen de las propiedades geológicas, petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas, dinámicas, de producción, etc., así como de los fluidos presentes en el o los yacimientos localizados dentro del área del Contrato o Asignación Comparar estos yacimientos de interés con análogos en México y en el mundo. Construir una tabla comparativa entre el o los yacimientos de interés y los análogos. También, mostrar un análisis estadístico que indique en qué percentil se encuentra la formación de interés en contexto con los análogos. Emplear este análisis para comparar la historia de producción de los campos en producción con el pronóstico de los pozos tipo o de simulación para el yacimiento en estudio.

Mencionar las tecnologías y estrategias de desarrollo empleadas en los campos análogos en función de sus propiedades geológicas y de yacimientos. Realizar un análisis de estas prácticas internacionales para su posible aplicación el área asignada o contractual.

II.7.2. Otros estudios

Incluir en este apartado cualquier otro estudio realizado para caracterizar el o los yacimientos

III. Descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción

III.1. Alternativas analizadas para la selección del Plan de Desarrollo

Describir las alternativas propuestas haciendo énfasis en las diferencias entre ellas. Presentar una tabla con las siguientes características:

Características	Alternativa 1 (seleccionada)	Alternativa 2 ...	Alternativa n
Actividades físicas			
Producción			
Incorporación de reservas			
Gastos de operación			
Inversiones			
Tecnologías			
Otros parámetros			

Presentar información con un nivel de detalle adecuado que permita comparar las alternativas, como producción, gasto e inversión en forma de figuras y tablas anualizadas como se muestra a continuación:

Producción de aceite (mbd), Gas (mmpcd) o Condensado (mbd)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
Alternativa 1								
Alternativa 2								
Alternativa 3								

Inversiones o gastos (mmUSD)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
Alternativa 1								
Alternativa 2								
Alternativa 3								

Discutir ampliamente los criterios considerados para seleccionar la mejor alternativa en función de sus características. Presentar archivos anexos siguiendo el formato indicado por la Comisión. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan de Desarrollo.

III.2. Descripción técnica de la alternativa seleccionada para el Plan de Desarrollo

En caso de que el Descubrimiento Comercial se extienda más allá del Área Contractual, presentar una propuesta del programa para el desarrollo unificado de los Campos.

III.2.1. Actividades de desarrollo y metas físicas

Explicar con detalle las actividades consideradas en el escenario seleccionado para la etapa de desarrollo para la extracción de hidrocarburos en el área asignada o de contrato. Esta información también se detallará en una tabla como la que se muestra a continuación y en función de las actividades propias de cada plan:

Actividad, sub-actividad o tarea	Año 1	Año 2	...	Año n	Total

III.2.2. Pozos

Describir con detalle los pozos tipo considerados en el Plan de Desarrollo en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, recuperación final estimada (EUR), y otros parámetros de importancia. Esta información será resumida en una tabla con las siguientes características:

Características	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Objetivo general			
Formación			
Geometría			
Profundidad			
Diseño de tuberías			
Terminación			
Tecnologías			
Distancia entre pozos			
Costo			
Tiempo de ejecución			
Equipo			
Recuperación final estimada			
Otras			

Apoyar la descripción de los pozos tipo con figuras y diagramas. Las características de tuberías, fluidos de perforación, e integridad de pozos, así como actividades de cementación y fracturamiento hidráulico serán consideradas en estricto apego a los lineamientos correspondientes en la materia.

Presentar a manera de resumen una tabla con la siguiente información de los pozos a perforar:

Nombre de pozo o grupo de pozos	Ubicación	Pozo tipo

Describir los sistemas artificiales de producción, las reparaciones y abandono a emplear en los pozos preexistentes en el área o en los pozos a perforar, cuando aplique.

III.2.3. Toma de información y estudios

Describir a detalle los estudios y toma de información considerados en alternativa propuesta para el Plan de Desarrollo. La información a obtener incluye registros de pozos, toma de núcleos, monitoreo microsísmico, sísmica superficial, pruebas de presión-producción etc. Mientras que los estudios considerados son, por ejemplo, evaluaciones petrofísicas, caracterización estática y dinámica, etc.

En este apartado también se incluyen las pruebas piloto para la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada.

Estas actividades serán consistentes con el Plan de Desarrollo, perforación y terminación. Se recomienda presentar un calendario de actividades.

III.2.4. Infraestructura

Describir de manera general la infraestructura que va a ser construida y empleada como parte del Plan de Desarrollo, por ejemplo, ductos e instalaciones, entre otras. Presentar en forma de resumen la siguiente tabla:

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación

Describir la infraestructura necesaria para el desarrollo del proyecto, pero que no tiene una aplicación directa para la extracción o procesamiento de los hidrocarburos, Ejemplos de infraestructura alternativa son caminos, puentes, etc. Justificar su construcción o adquisición y especificar el beneficio que presentará.

Incluir a manera de resumen una tabla con las siguientes características:

Infraestructura alternativa	Justificación	A desarrollar o complemento	Fecha de entrega
-----------------------------	---------------	-----------------------------	------------------

III.2.4.1. Medición de hidrocarburos

Establecer de manera clara los procedimientos de Medición de los Hidrocarburos asociados al Plan de Desarrollo.

Para las instalaciones relacionadas con la medición de hidrocarburos agregar los isométricos de las instalaciones de producción, recolección y almacenamiento y en general de la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición.

Incluir diagramas de los instrumentos de medición con la conexión a las instalaciones de producción y a los sistemas de medición.

Presentar un 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.

Incluir bitácora de registro, programa de diagnóstico, competencias técnicas, indicadores de desempeño y el nombre del responsable oficial en turno.

La medición de los hidrocarburos se realizará conforme a lo establecido en los Lineamientos emitidos por la Comisión. Presentar una tabla con la siguiente información:

Fluido	Tipo medidor	Punto de medición	Características metrológicas		Calibración	
			Alcance de medición (b, litros)	Exactitud (%)	(Sí o No)	Fecha de última calibración
1						
2						
...						

Continuación de tabla

Presupuesto de incertidumbre	± % , k	Incertidumbre	
		Fuentes que afectan la incertidumbre (FAI)	Valores de FAI para estar fuera de parámetros conforme a los lineamientos de medición
1			
2			
...			

III.2.4.2. Aprovechamiento de Gas

El objetivo del apartado es la conservación y el uso eficiente del Gas Natural Asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución del mismo en condiciones técnicas y económicamente viables.

Los Operadores presentarán Programas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado económicamente viables que incluyan los objetivos mencionados, a lo largo del ciclo productivo del área de Contrato o Asignación.

Característica	Meta de aprovechamiento de Gas Natural	Año 1	Año 2	Año 3	Año n
Fórmula o descripción del cálculo de la meta					

Para el cumplimiento de lo anterior es necesario se atiendan los siguientes puntos:

- Presentar la planeación para proyectar la capacidad que se instalará por año a lo largo del ciclo de vida del proyecto, para manejo, aprovechamiento y conservación del Gas Natural Asociado.
- Evitar la destrucción del hidrocarburo, realizar las inversiones que sean necesarias en tiempo y forma para incrementar o mantener el Aprovechamiento del Gas Natural. Es importante promover esfuerzos para alcanzar y mantener los estándares internacionales y las mejores prácticas de la industria.
- Se deberá privilegiar la quema o incineración de gas, sobre el venteo en lo que se instala la infraestructura necesaria para el aprovechamiento del hidrocarburo.

Los Programas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, incluirán:

- Objetivos y premisas del programa de aprovechamiento de gas natural asociado.
- Meta de aprovechamiento anualizada utilizando la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

Donde: $t =$ Año del cálculo

$A =$ Autoconsumo (volumen/año)

$B =$ Uso en bombeo neumático (volumen/año)

$C =$ Conservación (volumen/año)

$T =$ Transferencia (volumen/año)

$G_p =$ Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

~~$G_n =$ Gas Natural Asociado adicional no producido en el área (volumen/año)~~

El Gas Natural no aprovechado considera el Gas Natural Asociado que se incinera, quema, fuga o ventea y debe reportarse en forma conjunta como Gas no aprovechado o G_{NA}

$$G_{NA} = 1 - MAG$$

- Composición del Gas Natural Asociado a producir.
- Precio de venta del Gas Natural Asociado a producir.
- Pronóstico de producción del Gas Natural Asociado de forma mensual para los primeros 3 años y anual para el resto de la vigencia de la Asignación o Contrato.
- Acciones, proyectos y actividades contempladas por año.
- Descripción de las instalaciones, equipos e identificación de su ubicación y planos correspondientes.
- Cálculo de la capacidad de manejo del Gas Natural por año.
- Programa de inversiones por año para el Aprovechamiento, Conservación, Transferencia y Destrucción Controlada.
- Plan de contingencia operativa, que permita en caso de emergencia mantener o regresar a la continuidad de las actividades de Aprovechamiento.
- Programa de paros programados, libranzas y mantenimiento de equipos críticos para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado
- Análisis Técnico-Económico y documentos con los que el Operador acredite su solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera. Conforme a lo establecido en el artículo 27 de la ley de Hidrocarburos.

El operador podrá aprovechar el Gas Natural Asociado a la extracción de hidrocarburos en los siguientes casos, incluir la planeación si alguno se llegara a contemplar en el Plan de Desarrollo para el futuro seguimiento por parte de la Comisión.

- Autoconsumo dentro de la misma área para los equipos
- Implementación de sistemas artificiales que utilicen gas
- Generación o cogeneración de energía eléctrica
- Reinyección al propio yacimiento para almacenarlo en lo que se transfiere.

Se podrá realizar la destrucción controlada de Gas, es necesario incluir el análisis de las áreas donde se llevará a cabo y los volúmenes de Gas que serán sujetos a la destrucción controlada en los casos siguientes:

- Cuando de acuerdo al análisis técnico económico, la Comisión concluya que la única alternativa es la destrucción controlada y de acuerdo al programa de aprovechamiento aprobado.
- Circunstancia de riesgo para la operación segura del personal y las instalaciones.
- Durante las pruebas de pozo

La pérdida del hidrocarburo se considera como pérdida o menoscabo del patrimonio de la Nación, por lo que el Operador cubrirá los prejuicios económicos generados a la Nación.

Se solicitará hacer una modificación al Plan de Desarrollo respecto al Aprovechamiento del Gas Natural cuando:

- Las metas de aprovechamiento de Gas Natural necesiten una adecuación por circunstancias económicas, tecnológicas u operacionales
- Por cuestiones de seguridad o fuerza mayor se necesite modificar las metas de aprovechamiento.

Las Operadoras darán aviso, sin necesidad de una autorización previa de la Comisión en caso de ser una mejora o incremento de las metas o niveles de Aprovechamiento del Gas Natural respecto al plan aprobado, se incluirá en la modificación el análisis Técnico-Económico, justificado según las siguientes consideraciones:

- Composición del Gas Natural Asociado
- Volumen de Gas Natural Asociado a producir
- Cercanía entre el punto de extracción y las instalaciones de proceso.
- Ubicación de las estructuras para el transporte y almacenamiento del gas
- Precio de venta del Gas Natural y el monto de las inversiones que permiten mantener la continuidad operativa para garantizar el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado.

III.2.4.3. Manejo y comercialización del gas

Indicar la capacidad de procesamiento y distribución de la infraestructura que se tiene en el área del Contrato o Asignación, para el manejo del Gas en la superficie. Agregar los isométricos de las instalaciones de procesamiento del gas como separadores, compresores, entre otras y la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde los centros de proceso hasta los puntos de distribución del gas identificados. Incluir las especificaciones de los estándares para la comercialización del gas.

III.2.4.4. Manejo y disposición de fluidos

Describir el equipo disponible que se tiene en el área del Contrato o Asignación, para transporte, tratamiento y comercialización de los fluidos. Incluir isométricos de las instalaciones e identificar los puntos de distribución y procesamiento en los que se descargará el aceite, para condicionarlo hasta alcanzar los estándares necesarios para su comercialización.

III.2.4.5. Mantenimiento y abandono

Presentar de manera anualizada, los planes de mantenimiento de ductos e instalaciones necesarios para su uso óptimo, incluir los estándares de seguridad requeridos.

Explicar la logística del abandono de las instalaciones en forma consistente con el Plan de Desarrollo propuesto, justificando las causas del abandono y explicar, de ser el caso, si son susceptibles a una reparación.

III.2.5. Recuperación secundaria y mejorada

Describir ampliamente la tecnología a implementar para la recuperación secundaria o mejorada, explicar a detalle el método que se utilizará en los yacimientos localizados dentro del área del Contrato o Asignación. Justificar la selección del tipo de recuperación mencionando los beneficios para el área, esto será consistente con los estudios piloto reportados como antecedentes.

Con ayuda de un gráfico mostrar el incremento o mantenimiento de la presión y la producción debido a la recuperación secundaria o mejorada.

III.2.6. Subcontrataciones

Describir detalladamente las obras, servicios y materiales que van a ser llevados a cabo por subcontratistas, así como los criterios para seleccionar a éstos.

El Contratista deberá realizar una propuesta de trabajo incluyendo un plan con la información que considere necesaria para su evaluación, cumpliendo además con los requerimientos solicitados por la Comisión en su momento.

Obras, materiales o servicios a subcontratar expresados como Actividad, Sub-actividad y Tarea	Justificación para la subcontratación	Criterios de selección	Fecha de contratación aproximada	Costo del rubro a subcontratar
---	---------------------------------------	------------------------	----------------------------------	--------------------------------

III.2.7. Inversión y gastos de operación, mantenimiento y reparación

Indicar inversiones y gastos de operación correspondientes a las actividades, sub-actividades y tareas de acuerdo a los lineamientos de la autoridad correspondiente. Presentar la metodología utilizada para calcular los costos.

Realizar una tabla anualizada en donde se indiquen los montos de los gastos e inversiones de las actividades, sub-actividades y tareas, de acuerdo a los Lineamientos correspondientes.

Actividad, Sub-actividad y Tarea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
----------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

Las inversiones y los gastos de operación y mantenimiento se presentarán en consistencia con las actividades presentadas en el Plan de Desarrollo. Emplear los gráficos necesarios para sustentar las explicaciones. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan de Desarrollo.

Presentar por separado la inversión y gastos de operación asociados a la recuperación secundaria y mejorada.

Recuperación secundaria o mejorada	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

III.2.8. Pronóstico de producción

Describir detalladamente la forma de calcular los pronósticos de producción asociados a la alternativa seleccionada para aceite, gas y condensado. Presentar los pronósticos de producción para el potencial total o completo de cada campo o yacimiento dentro del área contratada o asignada. Presentar los pronósticos de producción en las siguientes categorías:

- Por pozo o grupo de pozos, por yacimiento, por campo, y por toda el área del Contrato o Asignación. Presentar una tabla con el pronóstico de producción de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd), una gráfica por tipo de hidrocarburo, como se muestra a continuación:

Campo	Yacimiento	Pozo o grupo de pozos	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año n	Total
Campo 1	Yacimiento 1	Pozo 1						
		Pozo 2						
	Yacimiento 2	Pozo 3						
		Pozo 4						
Campo 2	Yacimiento 3	Pozo 5						
		Pozo 6						
	Yacimiento 4	Pozo 7						
		Pozo 8						
Total por área contratada o asignada	----	----						

- Por tipo de recuperación como primaria, secundaria y mejorada. Presentar una tabla con el pronóstico de producción de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd), una gráfica por tipo de hidrocarburo, como se muestra a continuación:

Yacimiento	Recuperación	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año n	Total
Yacimiento 1	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Yacimiento 2	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Total por área contratada o asignada	---						

En el caso de una modificación explicar el pronóstico asociado al plan aprobado y comparar con el pronóstico del plan propuesto.

Presentar los siguientes gráficos del pronóstico de producción anualizado de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd) para toda la vida de los yacimientos dentro del área contratada o asignada:

- Gráfico de tiempo con histórico de producción del área, pronóstico de producción del plan aprobado y el pronóstico de producción del plan propuesto.
- Gráfico de tiempo con histórico de producción del área, pronóstico de producción del plan aprobado y el pronóstico de producción del plan propuesto, este último en sus escenarios alto, medio y bajo.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de la recuperación primaria, secundaria y mejorada.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de cada yacimiento.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de cada pozo o grupo de pozos.

Indicar en cada uno de los gráficos anteriores la fecha de inicio y de fin del Contrato o Asignación, fecha de inicio del plan propuesto, límite económico y potencial total del área.

Presentar un gráfico de barras con la producción acumulada de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente (PCE), calculado desde el inicio del plan propuesto hasta el potencial total o completo del área, considerando el plan propuesto y el plan aprobado. Resaltar en cada una de las barras la producción total a la vigencia del Contrato o Asignación.

III.2.9. Factores de recuperación

Presentar los factores de recuperación asociados al Plan de Desarrollo propuesto para aceite y gas, considerando cada yacimiento, campo y toda el área contratada o asignada. Estos factores de recuperación serán consistentes con los pronósticos de producción presentados y con el volumen original. Resumir los factores de recuperación en tablas como las siguientes:

Contrato o Asignación	Volumen original		Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmpc	Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmpc

Campo	Volumen original		Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmpc	Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmpc

Yacimiento	Volumen original		Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmpc	Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmpc

III.3. Indicadores clave de desempeño en los Planes de Desarrollo para la Extracción

Definición de los indicadores de desempeño clave presentados en el Artículo 12, fracción II de los 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.

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$	$TRP = \left(\frac{TRP_{real} - TRP_{plan}}{TRP_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo

Característica	Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de un yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPDI = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) * 100$	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) * 100$	$DRMA = \left(\frac{RM_{Areal} - RM_{Aplan}}{RM_{Aplan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \left(\frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} \right) * 100$	$DTP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \left(\frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \right) * 100$	$DGO = \left(\frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Desarrollo de reservas	Inyección de fluido
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \left(\frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \right) * 100$	$DIF = \left(\frac{IF_{real} - IF_{plan}}{IF_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \left(\frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

IV.2. Reservas de hidrocarburos

Presentar la cuantificación de las reservas al límite contractual o de la Asignación, y al límite económico para las categorías 1P, 2P y 3P para aceite, gas, condensado y petróleo crudo equivalente (PCE), a nivel de Contrato/Asignación, campo, yacimiento, pozo o grupo de pozos. Presentar las siguientes tablas:

Contrato o Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes al límite económico			
						Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb
1 de enero de ...					1P				
					2P				
					3P				

Contrato o Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes a la vigencia del Contrato o Asignación			
						Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb
1 de enero de ...					1P				
					2P				
					3P				

IV.3. Pronóstico de producción

Presentar y explicar el pronóstico de producción asociado a cada categoría de reservas 1P, 2P y 3P para los productos aceite, gas, y condensado mismos que deberán ser consistentes con la alternativa seleccionada para el Plan de Desarrollo propuesto. Estos pronósticos de producción se deben de presentar al final de la Asignación o contrato, y al límite económico considerando lo siguiente:

- Los pronósticos de producción anualizados por Contrato o Asignación.
- Los pronósticos de producción anualizados por campo asociado al Contrato o Asignación.
- Los pronósticos de producción anualizados por yacimiento asociados al Contrato o Asignación.

Incluir de manera gráfica los pronósticos por producto y especificar el horizonte.

Todos los perfiles de producción se presentarán de forma anualizada durante el periodo que cubre el Contrato o Asignación; y serán consistentes con los aspectos de geociencias, con el Plan de Desarrollo calendarizado propuesto y con los pozos tipo definidos en el mismo plan.

IV.4. Factores de recuperación

Presentar los factores de recuperación asociados a las categorías de reservas 1P, 2P y 3P para aceite y gas de forma consistente con el volumen original y con los pronósticos de producción, de esta forma se presentarán los factores de recuperación considerando lo siguiente:

Asignación o Contrato	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P, 3P				

Campo	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P, 3P				

Yacimiento	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P, 3P				

V. Evaluación económica**V.1. Estructura de precios**

Incluir al menos un escenario bajo, medio y alto de precio de hidrocarburos. Desarrollar la metodología empleada para calcular los escenarios de precios de hidrocarburos considerados en el análisis económico.

Los escenarios de precios del aceite incluirán los pronósticos de precios de los crudos marcadores utilizados en la estimación, así como los ajustes por calidad del hidrocarburo y la estimación diferencial de precios debido al costo de transporte. En caso de que por calidad sea necesario valuar los crudos a distintos precios, incluir la estimación para cada tipo de aceite como se muestra en la siguiente tabla:

Escenario:				
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n
Crudo Marcador (usd/b)				
Ajuste por calidad				
Ajuste por transporte				
Precio de venta del crudo ajustado				

Para el gas, también se presentará la metodología empleada para estimar la proyección de precio en función de su poder calorífico. En caso de que el gas tenga contaminantes, se explicará la metodología para aplicar la penalización de su precio. Además, incluir la proyección del precio de referencia utilizado y el ajuste necesario. Presentar esta información con el siguiente formato:

Escenario:				
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n
Precio de referencia (usd/b)				
Ajuste por calidad				
Ajuste por transporte				
Precio de venta del gas ajustado				

En el caso de los condensados incluir el precio de referencia utilizado, así como los ajustes por calidad y por costo de transporte. Presentar la información en una tabla con el siguiente formato:

Escenario:				
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n
Precio de referencia (usd/b)				
Ajuste por calidad				
Ajuste por transporte				
Precio de venta de los condensados ajustado				

Las proyecciones de precios de los hidrocarburos, pueden ir acompañadas de gráficos de apoyo en donde se muestren claramente las proyecciones y los valores de referencia.

En este apartado incluir también las estimaciones que se hayan realizado para el tipo de cambio y los supuestos que se hayan considerado sobre la inflación, con las explicaciones de las metodologías. Presentar esta información con el formato que se muestra a continuación:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Tipo de cambio (pesos/usd)				
Pronóstico de inflación (%)				

Incluir las hojas de cálculo para las estimaciones de la estructura de precios en dólares americanos.

V.2. Estimación de costos de pozos e infraestructura principal

Presentar de manera desglosada los factores y actividades involucradas al estimar los costos de los pozos, ductos e instalaciones previstas para el desarrollo del campo, así como al realizar mejoras en el área asignada o contractual; esto incluye aspectos como perforación, terminación y abandono, entre otros.

Presentar el costo estimado unitario para la infraestructura principal, o en su caso, su valor de arrendamiento al menos para los siguientes conceptos. Esta información se entregará con el siguiente formato:

Infraestructura	Costo estimado (mmUSD)	Actividad			Comparación en el mercado internacional (mmUSD)	Observaciones sobre la comparación internacional
		1	2	n		
Pozos exploratorios						
Pozos delimitadores						
Pozos de desarrollo						
Plataformas/Equipos de perforación						
Instalaciones principales						
Ductos						

Las actividades solicitadas en esta tabla se refieren a aquellas principales que justifican el costo.

Además, sustentar los costos obtenidos mediante comparativos a nivel nacional e internacional. Presentar un análisis de costos por cada pozo tipo e infraestructura considerados.

Presentar el desglose de los costos operativos de acuerdo a la siguiente tabla:

Monto (mmUSD)	Año 1	Año 2	...	Año n
Mano De Obra				
Materiales				
Servicios Corporativos				
Servicios Generales				
Administración del corporativo				
Compras				
Compras de gas				
Reserva Laboral				
Jubilados				

Así también, presentar los costos de inversión de acuerdo a los lineamientos emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público acorde a las categorías incluidas en el anexo de inversiones.

V.3. Evaluación económica del Plan de Desarrollo

Presentar detalladamente la metodología empleada para analizar la evaluación económica del Plan de Desarrollo propuesto. La evaluación económica se presentará de forma anualizada durante el periodo de vigencia del Contrato o Asignación.

El contratista deberá presentar la siguiente información sobre la producción de las alternativas analizadas y para el caso de la alternativa seleccionada, el contratista presentará un escenario bajo, medio y alto; así como los supuestos que utilizó para integrarlo.

Escenario:					
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n	
Producción de petróleo crudo equivalente (mbpce)					
Producción de aceite (mb)					
Producción de gas asociado (mmpc)					
Producción de gas no asociado (mmpc)					
Producción de condensado (mbpce)					

Presentar la información de costos, inversiones e ingresos utilizados para el cálculo del régimen fiscal con el siguiente formato:

Escenario:					
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n	
Costo operativo					
Costos Fijos					
Costos Variables					
Costos de Transporte					
Inversiones					
Inversión en exploración					
Perforación					
Otros					
Inversión en desarrollo					
Perforación					
Infraestructura					
Otros					
Inversión en recuperación mejorada					
Inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte					
Ingresos totales					
Ingresos por la venta de aceite					
Ingresos por la venta de gas natural asociado					
Ingresos por la venta de gas natural no asociado					
Ingresos por la venta de condensados					

Presentar la estimación de los flujos de la depreciación y de las deducciones utilizadas para el cálculo de los derechos y para la estimación de la recuperación de costos en caso de que ésta sea aplicable. Resumir la información con el siguiente formato:

Escenario:					
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n	
Depreciación de la inversión en exploración y recuperación mejorada (1 año)					
Depreciación de la inversión en desarrollo (4 años)					
Depreciación de la inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte (10 años)					
Costos recuperables					
Costos recuperados (cost oil)					
Costos no recuperados acarreados al siguiente periodo					

Incluir la evaluación del régimen fiscal para las alternativas presentadas, así como las variables utilizadas en el cálculo; en caso de que algún rubro no aplique presentarlo en ceros. Resumir esta información con el siguiente formato:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Bono a la firma				
Cuota exploración				
Regalías				
Aceite				
Gas natural no asociado				
Gas natural asociado				
Condensados				
Contraprestación (utilidad compartida)				
Impuesto por actividad de exploración y explotación				
Ingreso gravable por el ISR				
Servidumbre producción				
Servidumbre instalaciones				

Presentar con el formato que se muestra a continuación las utilidades y los flujos esperados del proyecto:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Utilidad operativa contractual				
Utilidad operativa contractual a favor del contratista				
Flujo de efectivo antes de impuestos				
Flujo de efectivo después de impuestos				

Presentar y explicar los indicadores económicos empleados para realizar la evaluación económica para cada una de las alternativas evaluadas y para los tres escenarios de la alternativa elegida. Los indicadores obtenidos se resumirán en una tabla como la siguiente:

Indicadores económicos	Unidades	Después de impuestos	
		Antes de impuestos	Contratista/Asignatario Estado
VPN	MM\$		
VPI	MM\$		
VPN/VPI	\$\$		
RBC	\$\$		
TIR	%		

El contratista presentará los análisis de sensibilidad para cada una de las alternativas como para los escenarios de la alternativa seleccionada con respecto a las siguientes variables:

- Precios de hidrocarburos
- Producción de hidrocarburos
- Costos operativos
- Inversión

VI. Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Identificar peligros y riesgos de la seguridad industrial más relevantes relacionados con las actividades físicas consideradas, así como las actividades que implican riesgos operativos y que podrían afectar las metas del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contar con planes de contingencia en caso de siniestro asociado al Plan de Extracción de Hidrocarburos, tomar en cuenta los aspectos de restauración y remediación presentados en el Manifiesto de Impacto Ambiental y de los estudios de riesgo ambiental. Contar también con una brigada de reacción. Reportar en bitácoras.

Identificar los posibles incidentes que ocasionen algún impacto ambiental y presentar la mejor estrategia para cumplir oportunamente con la responsabilidad en la legislación ambiental en materia de impacto y riesgo ambiental. Así también, incluir las medidas de mitigación, manejo, prevención, minimización, restauración y compensación que se tienen con objeto de evitar o reducir los impactos ambientales que pudieran ocurrir en el área del Contrato o Asignación.

Presentar los requerimientos mínimos de seguridad que cubre el Operador Petrolero, las asociadas, los proveedores, los contratistas y el personal con el fin de evitar incidentes y accidentes durante la ejecución del Plan de Evaluación en el área de Evaluación.

Incluir un plan de prevención de accidentes e incidentes y de capacitación continua. Apegarse a los lineamientos establecidos por las autoridades correspondientes.

Describir la filosofía de operación de las instalaciones, incluyendo la manera en la que opera las instalaciones, explicar el flujo del proceso en el que operan y mencionar los límites funcionales. En caso de un incidente, explicar detalladamente la manera de reestablecerlos a la normalidad, de tal forma que siempre se encuentren en los parámetros normales para su óptima función y evitar riesgos en operación.

VII. Administración de riesgos

VII.1. Identificación de riesgos

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Presentar el análisis realizado para identificar los riesgos asociados a las actividades propias del Plan de Desarrollo propuesto. Definir las categorías de los riesgos identificados, enlistarlos y definirlos. Ejemplos de diferentes tipos de riesgo se presentan a continuación:

- Riesgos técnicos y estratégicos, son los asociados con los elementos que conforman el sistema petrolero, afectan directamente en la estimación de volúmenes originales, recursos prospectivos, recursos técnicamente recuperables y reservas, y principalmente en la producción de hidrocarburos. Dentro de los riesgos técnicos también se incluyen los relacionados con la perforación, terminación, abandono y todo lo relacionado con la extracción, transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos. Además de posibles riesgos en la disponibilidad de insumos, materiales o equipos.
- Riesgos relacionados con la aplicación de tecnologías, son los relacionados con toda la logística necesaria para poder obtener e implementar las herramientas tecnológicas de acuerdo al Plan de Desarrollo en tiempo y forma.
- Riesgos operativos, son los asociados principalmente a las actividades de perforación consideradas como parte del Plan de Desarrollo, por ejemplo, presencia de gases peligrosos, problemas geomecánicos, accidentes mecánicos, altas temperaturas.
- Riesgos económicos y financieros, serán identificados durante la evaluación económica del Plan de Desarrollo.
- Riesgos ambientales y sociales, serán identificados como parte de las evaluaciones de impacto ambiental y social; son los riesgos relacionados con los problemas específicos del área contratada o asignada, referentes tanto al medio ambiente como a los habitantes que pueden representar un imprevisto de no ser ponderado el riesgo.

VII.2. Evaluación de los riesgos

Presentar los resultados de la evaluación de cada uno de los riesgos identificados, incluyendo los mecanismos de detección, la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial.

VII.3. Jerarquización de riesgos

Explicar la metodología empleada para jerarquizar los riesgos identificados y evaluados. Mostrar los riesgos jerarquizados según los parámetros considerados, como por ejemplo probabilidad de ocurrencia, impacto potencial, periodo de detección y mitigación, etc. Se puede incluir un análisis de ocurrencia del riesgo y relacionarlo con la severidad o consecuencia.

VII.4. Mitigación de riesgos

Presentar las metodologías consideradas para la mitigación de los riesgos identificados, evaluados y jerarquizados según los puntos anteriores. Explicar las características de los mecanismos de mitigación y la forma de su implementación, así como su probabilidad de éxito y los factores clave para lograrlo. Incluir la mejor solución para evitar el riesgo identificado, proponer las medidas específicas a seguir para mitigar dicho problema.

En caso de existir incidentes previos en el área contratada o asignada, explicar con detalle el análisis post-mortem realizado del evento y las medidas consideradas para evitar que suceda de nuevo en el futuro.

Presentar una tabla de riesgos con la siguiente información:

Riesgo	Tipo	Descripción del riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto potencial	Medidas de mitigación	Probabilidad de éxito de las medidas de mitigación
--------	------	------------------------	----------------------------	-------------------	-----------------------	--

Presentar la matriz de asignación de responsabilidades de acuerdo a los lineamientos establecidos por la dependencia correspondiente.

VIII. Contenido nacional

Presentar el programa de cumplimiento de las metas de contenido nacional, incluyendo los principales supuestos y los posibles riesgos.

Detallar de manera anual la evolución del porcentaje de contenido nacional desde el inicio del Plan de Desarrollo hasta el fin del contrato, señalando las principales adquisiciones y contrataciones necesarias para el cumplimiento de las metas.

Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Adquisición 1				
Adquisición 2				
...				
Adquisición n				

Incluir una estimación de los principales componentes del contenido nacional de acuerdo a la metodología establecida por la Secretaría de Economía:

Variable (pesos)	Año 1	Año 2	...	Año n
Gasto total				
Bienes				
Mano de obra				
Servicios				
Servicios de capacitación				
Inversión en infraestructura física local y regional				
Transferencia de tecnología				
Contenido nacional				
Bienes				
Mano de obra				
Servicios				
Servicios de capacitación				
Porcentaje de contenido nacional				

Además de presentar un programa de transferencia de tecnología de alto impacto o estratégica, incluyendo los plazos y las etapas aplicables.

ANEXO III**Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas**

La presente Guía tiene por objetivo establecer el contenido de información en los Planes de Exploración y Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas que deberán presentar los Operadores Petroleros a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión). Lo anterior, con el propósito de que la Comisión cuente con los elementos suficientes y necesarios para evaluar los aspectos técnicos, operativos y económicos para aprobar los Planes de Exploración y Desarrollo para la Extracción y, también, sus modificaciones.

La estructura de esta Guía cubre los aspectos relevantes de base para documentar los Planes de Exploración y Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas.

Guía de los Planes de Exploración asociados a Lutitas**1. Presentación de la información**

El Operador Petrolero entregará a la Comisión el Plan de Exploración y la información asociada en formato digital atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Exploración en archivo de texto digital editables en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff o .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff o .jpg.
- b) Plan de Exploración integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a) Archivos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b) Cronogramas en el formato más reciente.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- a) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

Carpeta 4. Anexos al Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Programa de Administración de Riesgos en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf
- b) Primer programa de trabajo y primer presupuesto de exploración en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf.
 - Tablas en hojas de cálculo con datos originales en el formato más reciente.
 - Cronogramas como figuras y en el formato más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

2. Contenido del Plan de Exploración**I. Resumen Ejecutivo.**

- I.1. Introducción.- descripción del área otorgada mediante el Contrato o Asignación y del Plan de Exploración correspondiente.
- I.2. Objetivos.- descripción de los objetivos generales del Plan de Exploración que incluya las metas físicas, volumétricas e inversiones

- I.3. Estrategia exploratoria.- descripción de la estrategia exploratoria seleccionada, que sea acorde con las características geológicas del área.
- I.4. Actividades exploratorias principales.- descripción del programa de actividades consideradas en el Plan de Exploración.
- I.5. Monto de inversión.- Incluir el monto total de inversión considerado en el Plan de Exploración.
- I.6. Datos de contacto del personal responsable del Plan de Exploración.- nombre, cargo, número de teléfono oficina, correo electrónico.
- I.7. Cualquier otra información que el Operador Petrolero considere necesaria.

II. Información General:

- II.1. Identificación del área.
 - II.1.1. Nombre del Operador Petrolero;
 - II.1.2. Nombre y número de identificación del Contrato o Asignación;
 - II.1.3. Vigencia;
 - II.1.4. Nombre de la cuenca sedimentaria.
- II.2. **Ubicación geográfica.**- descripción de la ubicación geográfica y mapas regional y local donde se identifique el área de exploración otorgada e incluya, al menos, escala y coordenadas geográficas. Anexar, en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010 y, en su caso, la más reciente:
 - II.2.1. Área del Contrato o Asignación;
 - II.2.2. Batimetría o elevación del terreno según corresponda;
 - II.2.3. Prospectos exploratorios;
 - II.2.4. Elementos geográficos y culturales de referencia (ríos, carreteras, poblados, etc.);
 - II.2.5. En su caso, campos, pozos e instalaciones petroleras.
- II.3. **Contexto geológico regional.**- descripción del contexto geológico regional considerando las unidades geológicas siguientes: cuenca, provincia geológica, provincia petrolera y plays. Incluir la ubicación del área en mapas geológicos en el que se identifiquen las unidades anteriormente mencionadas:
 - II.3.1. Marco tectono-estructural.- descripción de la evolución tectónica de las estructuras tipo del área. Incluir mapas estructurales representativos y secciones sísmicas interpretadas representativas.
 - II.3.2. Marco estratigráfico.- descripción de la secuencia estratigráfica del área con las unidades estratigráficas que conforman la columna tipo.
 - II.3.3. Marco sedimentológico.- descripción y mapas de los sistemas sedimentarios, ambientes de depósito y distribución de facies de los niveles estratigráficos de interés económico.
- II.4. **Reseña de antecedentes exploratorios.**- descripción de los sistemas petroleros y plays asociados al área así como de las actividades exploratorias previas, incluyendo los resultados obtenidos que permitan ubicar la etapa del proceso exploratorio alcanzado.
- II.5. **Inventario de información exploratoria inicial.**- incluir para cada etapa la siguiente información, según corresponda:
 - Nombre del estudio.
 - Fecha de elaboración.
 - Objetivos.
 - Mapa de cobertura que identifique el área geográfica del estudio.
 - Parámetros técnicos de adquisición y procesamiento correspondiente a Gravimetría, Magnetometría, Electromagnéticos y Sísmica.
 - Resumen de resultados.
 - Autores.
 - Información complementaria que el Operador Petrolero considere.

- II.5.1. Evaluación del Potencial Petrolero.- Resumen de estudios geofísicos, geológicos y geoquímicos que se hayan realizado en el área o de alcance regional, referentes a cuencas, sistemas petroleros y plays. Incluir relación de estudios, mapa de localización, objetivos, resumen de resultados, fecha de elaboración y autores.
 - II.5.2. Reservas incorporadas.- Resumen de estudios geofísicos, geológicos y geoquímicos disponibles para el área otorgada, referente a plays establecidos, prospectos y pozos exploratorios. Incluir relación de estudios, mapa de localización, objetivos, resumen de resultados, fecha de elaboración y autores.
 - II.5.3. Caracterización y delimitación inicial de los yacimientos.- Resumen de la información referente a estudios geofísicos, geológicos, geoquímicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos que se hayan realizado en el área.
- II.6. En su caso, inventario de pozos exploratorios, plays productores y reservas.**
- II.6.1. Pozos exploratorios;
 - II.6.1.1. Nombre.
 - II.6.1.2. Coordenadas geográficas.
 - II.6.1.3. Fecha de inicio de perforación y conclusión de la terminación.
 - II.6.1.4. Elevación de la mesa rotaria.
 - II.6.1.5. Tirante de agua o elevación del terreno, según corresponda.
 - II.6.1.6. Profundidad total vertical y desarrollada.
 - II.6.1.7. Columna geológica.
 - II.6.1.8. Intervalos productores.
 - II.6.1.9. Desplazamiento horizontal total.
 - II.6.1.10. Resultados de pruebas de producción.
 - II.6.1.11. Tipo de hidrocarburos.
 - II.6.1.12. Resultado final.
 - II.6.2. Plays productores y reservas.
 - II.6.2.1. Nombre del campo
 - II.6.2.2. Año de descubrimiento
 - II.6.2.3. Formación / Edad geológica
 - II.6.2.4. Área,
 - II.6.2.5. Espesor
 - II.6.2.6. Profundidad
 - II.6.2.7. Presión del yacimiento
 - II.6.2.8. Intervalos productores
 - II.6.2.9. Arreglo geométrico de pozos
 - II.6.2.10. Principales características petrofísicas
 - II.6.2.11. Tipo de hidrocarburos
 - II.6.2.12. Volumen original
 - II.6.2.13. Factores de recuperación de aceite y gas
 - II.6.2.14. Reservas originales
 - II.6.2.15. Reservas remanentes
 - II.6.2.16. Recuperación final estimada (EUR)
 - II.6.2.17. Promedio de Contenido Orgánico Total
 - II.6.2.18. Madurez termal
 - II.6.2.19. Contenido de arcilla
 - II.6.2.20. Mapa de ubicación geográfica
- Presentar los volúmenes de reservas 1P, 2P y 3P y/o de recursos contingentes 1C, 2C y 3C correspondientes a cada campo que se encuentre dentro del área del Contrato o Asignación. En el caso de campos que se encuentren parcialmente dentro del área del Contrato o Asignación, se deberán presentar los volúmenes de reservas que en su caso correspondan.

- II.7. Estimación preliminar de recursos prospectivos.-** Resultados de las evaluaciones volumétricas de los recursos prospectivos realizadas por el operador por medio de una base de datos de prospectos exploratorios reconocidos y en cartera, incluyendo por objetivo, parámetros volumétricos, volúmenes de recursos prospectivos de aceite y gas, así como probabilidad de éxito geológico. Incluir además fichas ejecutivas de los prospectos identificados por el operador, que contengan:
- II.7.1. Mapa estructural preliminar de cada prospecto;
 - II.7.2. Sección(es) sísmica(s) representativa(s) interpretada(s);
 - II.7.3. Tirante de agua o elevación del terreno;
 - II.7.4. Volumen de recursos prospectivos asociados a los percentiles P10, P50, Pmedia y P90, por objetivo;
 - II.7.5. La probabilidad de éxito geológico estimada, por prospecto y por objetivo;
 - II.7.6. Profundidad de los objetivos;
 - II.7.7. Profundidad total programada
- III. Plan de Exploración:**
- III.1. Objetivos.**
- III.1.1. Metas físicas.
 - III.1.1.1. Número de pozos exploratorios
 - III.1.1.2. Cobertura en km2 de adquisición de información geofísica
 - III.1.1.3. Cobertura en km2 de procesamiento de información geofísica
 - III.1.1.4. Principal enfoque de los estudios exploratorios dentro de la cadena de valor
 - III.1.2. Metas volumétricas.
 - III.1.2.1. Principal tipo de hidrocarburo esperado
 - III.1.2.2. Evaluación del potencial petrolero
 - III.1.2.3. Documentación de recursos prospectivos
 - III.1.2.4. Incorporación de reservas
 - III.1.3. Inversión total desglosada.
- III.2. Alcances.-** Descripción de los alcances del programa exploratorio multianual dentro de los plazos del Contrato o título de Asignación correspondiente, acorde con los términos y condiciones, así como con el programa mínimo de trabajo y el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo.
- III.3. Estrategia exploratoria.-** Descripción de la estrategia exploratoria correspondiente, de acuerdo con las características geológicas del área, la etapa del proceso exploratorio en que se encuentre y las actividades e inversiones propuestas.
- III.3.1. Análisis de los elementos considerados para definir la estrategia exploratoria contenida en el Plan de Exploración.- Alternativas examinadas para la conformación del Plan de Exploración que incluya, según sea el caso:
 - III.3.1.1. Aspectos estratégicos.
 - III.3.1.2. Escenarios de incorporación de reservas.
 - III.3.1.3. Indicadores económicos de los escenarios considerados.
 - III.3.1.4. Costo-beneficio.
 - III.3.1.5. Riesgos exploratorios.
 - III.3.1.6. Aspectos ambientales.
 - III.3.1.7. Información complementaria que el operador petrolero considere.
 - III.3.2. Criterios de selección de la estrategia exploratoria.- Discusión de los criterios utilizados para la selección de la alternativa más viable y descripción de la estrategia seleccionada.

III.4. Programa de actividades.- Los Operadores deberán presentar los programas de actividades exploratorias dando cumplimiento a los términos y condiciones del Contrato o Asignación, considerando las mejores prácticas en la industria petrolera y atendiendo las instrucciones que se detallan a continuación. Además deberán presentar todas las actividades indicando fechas estimadas de inicio y término integradas en un cronograma.

III.4.1. Programa de adquisición y/o procesamiento de información geofísica: sísmica, métodos potenciales, electromagnéticos, según corresponda;

III.4.1.1. Nombre del estudio.

III.4.1.2. Objetivos particulares.

III.4.1.3. Alcances de las actividades.

III.4.1.4. Cubrimiento en km o km².

III.4.1.5. Metodologías y tecnologías.

III.4.1.6. Parámetros de adquisición y procesamiento.

III.4.1.7. Algoritmos y Tipo de procesamiento.

III.4.1.8. Periodo.

III.4.2. Programa de estudios exploratorios.- Listar y describir los estudios exploratorios, según corresponda, enfocados al contexto regional, evaluación de sistemas petroleros, evaluación de plays, prospectos y/o caracterización de yacimientos, con la siguiente información.

III.4.2.1. Nombre del estudio

III.4.2.2. Objetivos particulares

III.4.2.3. Alcances

III.4.2.4. Periodo

III.4.2.5. Tipos de estudios.- Describir los estudios a realizar, de acuerdo con la siguiente categorización, la cual es enunciativa mas no limitativa:

Marco Estratigráfico y Sedimentológico.- Análisis e interpretación de las secuencias sedimentarias, así como la determinación del marco cronoestratigráfico:

- Caracterización de facies
- Bioestratigrafía

Caracterización Petrográfica y de Propiedades Petrofísicas.- Determinación y cuantificación de la composición mineralógica de las lutitas:

- Análisis de Laboratorio.
- Caracterización litológica y mineralógica.
- Caracterización sistemas porosos y permeabilidad.
- Modelado geomecánico de rocas.
- Evaluación de formaciones de lutitas.

Caracterización Geoquímica de rocas generadoras y de hidrocarburos.- Descripción de los estudios para determinar los tipos de kerógeno y la riqueza orgánica de las formaciones de lutitas, así como el cálculo de los volúmenes de gas en estado libre y en estado adsorbido:

- Desorción termo-mecánica
- Análisis de laboratorio
- Caracterización geoquímica de hidrocarburos

Modelado Geológico de Sistemas Petroleros y de Plays de gas/aceite en lutitas.- Describir las actividades orientadas a determinar los modelos numéricos de generación y acumulación de gas y de aceite en las formaciones de lutitas:

- Modelos 3D y secciones 2D.
- Calibración de historia térmica.
- Modelado geoquímico composicional.
- Generación y saturación de HC.
- Modelado composicional y de distribución espacio-temporal de hidrocarburos generados.

Análisis de incertidumbre y de riesgo.- Cuantificación de la incertidumbre de los factores geológicos críticos en los modelos de los procesos y elementos de los sistemas petroleros, para apoyar la toma de decisiones con los escenarios de menor riesgo.

Estimación de recursos prospectivos.- Determinación del potencial in situ de gas y aceite en las formaciones objetivo:

- Jerarquización de oportunidades y localizaciones exploratorias.
- Evaluación de recursos prospectivos de gas/aceite.

Programa preliminar de perforación.- Descripción de las tecnologías de perforación a utilizar en yacimientos de gas/aceite en lutitas:

- Perforación y terminación de pozos piloto y pozos horizontales.
- Coordenadas geográficas.
- Elevación del terreno.
- Profundidad total programada.
- Desplazamiento horizontal total programado.
- Columna geológica probable.
- Objetivos stratigráficos y profundidades.
- Tipo de hidrocarburo esperado.
- Programa preliminar de toma de información y muestreo de núcleos.
- Registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales.
- Estudios de micro sismicidad.
- Perfiles sísmicos verticales (VSP)
- Pruebas de formación.
- Pruebas PVT.
- Fracturamiento hidráulico.

III.5. Pronóstico de Incorporación de Reservas.- Derivado de la cartera de prospectos exploratorios y del plan de perforación con la alternativa estratégica más viable:

III.5.1. Escenarios de incorporación de reservas.

III.5.2. Criterios de jerarquización de escenarios.

III.5.3. Descripción técnica del mejor escenario de Incorporación de Reservas y sus volúmenes asociados (estimación alta, mejor estimado y estimación baja).

III.5.3.1. Número estimado de pozos de desarrollo asociados al posible éxito exploratorio

III.5.3.2. Arreglo geométrico preliminar de pozos.

III.5.3.3. Recuperación final estimada (EUR).

III.5.3.4. Perfiles de producción de aceite.

III.5.3.5. Perfiles de producción de gas.

III.6. Opciones tecnológicas.

III.6.1. Identificación de retos tecnológicos.- Descripción de los retos tecnológicos identificados para llevar a cabo las actividades de exploración.

III.6.2. Criterios de selección de tecnologías exploratorias.- Descripción de criterios de selección de las tecnologías exploratorias que permitirán elevar la eficiencia para alcanzar los objetivos y resultados planteados con un menor requerimiento de recursos, o que incrementan la efectividad reduciendo el margen de incertidumbre.

III.6.3. Descripción de tecnologías a utilizar.- Descripción de la(s) alternativa(s) tecnológica(s) a utilizar en el proceso exploratorio del área contractual y una declaración indicando que la(s) tecnología(s) empleada(s) corresponden a las Mejores Prácticas de la industria.

III.7. Programa de inversiones.- Presentar una tabla relacionada con las inversiones asociadas a cada elemento del programa de actividades, anualizada para el periodo de exploración y expresada en millones de dólares (MMUSD), considerando:

III.7.1. Adquisición y procesamiento de información geofísica;

III.7.2. Estudios exploratorios;

III.7.3. Perforación de pozos exploratorios.

III.7.4. Delimitación y caracterización inicial.

III.8. Evaluación económica.- Evaluación económica antes y después de impuestos del Plan de Exploración, incluyendo las premisas utilizadas en la evaluación por el Operador Petrolero. De dicha evaluación se deberá estimar al menos los valores de los siguientes indicadores:

III.8.1. Premisas:

- Precio del crudo
- Precio de gas
- Precio del condensado
- Tasa de descuento
- Tipo de cambio
- Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente
- Costo de pozos exploratorios
- Costo de pozos de desarrollo
- Costo por transporte
- Y las demás que el Operador Petrolero considere para la evaluación económica

III.8.2. Indicadores.

- Valor Presente Neto (VPN).
- Valor Presente de la Inversión (VPI).
- VPN/VPI.
- Relación de Beneficio-costo (RBC).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Costo de Descubrimiento.

III.9. Programa de administración de riesgos.- Presentar, como un documento anexo al Plan de Exploración, el Programa de administración de riesgos que incluya las acciones y medidas de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como de mejora del desempeño, de conformidad con el Sistema de Administración. Este programa se deriva del Sistema de Administración y deberá ser presentado a la Comisión, quien a su vez lo remitirá a la Agencia Nacional de Seguridad y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos para su aprobación.

IV. Primer programa de trabajo.- En el caso de Contratos para la Exploración de Hidrocarburos, el Operador Petrolero deberá presentar los siguientes programas de acuerdo con los términos contractuales

IV.1. Primer programa de actividades.- El primer Programa de Trabajo será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración para la aprobación de la Comisión. El primer Programa de Trabajo deberá cubrir las Actividades Petroleras a realizarse durante el primer año contractual y durante el resto del año en el que termine el primer año contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Programa de Trabajo de cada Año, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior.

IV.2. Primer presupuesto de Exploración.- El primer Presupuesto de Exploración será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración. El primer Presupuesto deberá incluir los Costos a incurrirse durante el primer Año Contractual y los Costos a incurrirse durante el resto del Año en el que termine el primer Año Contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Presupuesto de cada Año subsiguiente, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior. El presupuesto de Exploración Anual, deberá ser congruente con el Programa de Trabajo correspondiente.

El Operador Petrolero no podrá realizar ninguna modificación al Presupuesto aprobado sin el consentimiento de la Comisión. Cualquier solicitud de modificación al Presupuesto deberá contener la justificación de las desviaciones en los Costos respecto del Presupuesto original.

V. Indicadores clave de desempeño para el Plan de Exploración.

V.1. Programa mínimo de trabajo:

Actividades realizadas vs actividades programadas.

V.2. Avance en la perforación de pozos:

Pozos perforados vs pozos programados.

V.3. Estudios exploratorios:

Estudios realizados vs estudios programados.

V.4. Adquisición o procesamiento de información geofísica:

Estudios geofísicos realizados vs estudios geofísicos programados.

V.5. Volumen de recursos prospectivos:

Recursos prospectivos iniciales vs recursos prospectivos incrementales.

V.6. Volumen de reservas incorporadas:

Reservas incorporadas vs pronóstico de incorporación de reservas.

V.7. Contenido nacional:

% de contenido nacional por año.

VI. Programa de Evaluación de Descubrimiento.- En el caso de que un pozo exploratorio sea exitoso y ocurra un descubrimiento de una acumulación de Hidrocarburos, todo operador petrolero deberá presentar a la Comisión un programa de trabajo y presupuesto correspondiente a efecto de evaluar el descubrimiento. El programa de Evaluación del descubrimiento deberá contener los elementos siguientes:

I. Resumen ejecutivo del Programa de Evaluación propuesto.

II. Información General del Descubrimiento.

Datos generales del descubrimiento;

Localización geográfica;

Informe de los estudios, pozos y trabajos realizados que llevaron al Descubrimiento;

Informe geológico y petrofísico;

Estimación preliminar de reservas.

III. Programa de Evaluación.

Objetivos, alcances y estrategia;

Programa de actividades;

Programa de inversiones, e

Indicadores de desempeño para el Programa de Evaluación

IV. Resultados del Periodo de Evaluación:

Informe de actividades del Periodo de Evaluación;

Certificación inicial de reservas;

Declaración de comercialidad.

Guía de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas

3. Presentación de la información

El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas y la información asociada en formato digital, atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Desarrollo para la Extracción

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Desarrollo para la Extracción en archivos de texto digitales y editables en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff o .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff o .jpg.
- b) Plan de Desarrollo para la Extracción integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a) Archivos anexos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b) Cronogramas en el formato más reciente.
- c) Archivos de datos y proyectos en formato de programas de cómputo especializados.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- a) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

4. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas

I. Resumen Ejecutivo.

El resumen ejecutivo es una recapitulación general de los elementos contractuales, técnicos, operativos, económicos y de riesgo del área del Contrato o Asignación. Todos los puntos considerados en el resumen ejecutivo se encuentran explicados de forma más detallada en los siguientes apartados.

I.1. Datos generales de la asignación petrolera o contrato

En el caso de un Contrato presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	
Nombre	
Estado y municipio	
Área contractual	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de contrato	
Operadora y socios con porcentaje de participación	
Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o Campos	
Colindancias	
Otras características	

En el caso de una Asignación presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	Comentarios
Nombre	
Estado y municipio	
Área de Asignación	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de Asignación	
Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o campos	
Colindancias	
Otras características	

1.2. Ubicación geográfica

Explicar las características de la ubicación del área del Contrato o Asignada. Presentar un mapa de referencia en donde se muestre:

- El polígono que limita el área del Contrato o Asignación.
- La ubicación de campos, pozos, instalaciones superficiales dentro y fuera del área del Contrato o Asignada.
- Rasgos topográficos importantes, vías de acceso, poblados cercanos, división estatal y municipal, zonas protegidas, y cualquier otra información importante.

Presentar en una tabla la ubicación de todos los vértices del polígono que limita el área del Contrato o Asignación:

Vértice	Longitud	Latitud
1		

1.3. Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

Explicar de manera clara y concisa el objetivo que incluya:

- Volumen a recuperar separado por tipo de hidrocarburos y en petróleo crudo equivalente para cada yacimiento, campo y para toda el área del Contrato o Asignada. Los anteriores en dos versiones, la primera hasta la vigencia del Contrato o Asignación, y la segunda hasta el límite económico del área.
- Factor de recuperación por tipo de hidrocarburo para cada yacimiento, campo y para toda el área del Contrato o Asignada. Los anteriores en dos versiones, la primera hasta la vigencia del Contrato o Asignación, y la segunda hasta el límite económico del área.
- Total de actividades físicas consideradas en el Plan de Desarrollo propuesto como perforación, tecnologías a implementar, métodos de recuperación secundaria y mejorada, instalaciones de superficie, etc.
- Inversiones y gastos de operación asociados al Plan de Desarrollo propuesto.
- Razones detalladas para la modificación al Plan de Desarrollo (cuando aplique).

1.4. Descripción de los campos y yacimientos

Presentar una descripción general de las características principales de las formaciones de lutitas productoras dentro del campo incluyendo el marco geológico, los aspectos petrofísicos, geológicos y de yacimiento. Se requiere que la información sea consistente con lo presentado en los siguientes apartados de esta guía. Apoyar las explicaciones con mapas, diagramas y figuras representativas.

Presentar una tabla con la información de cada yacimiento dentro del área contratada o asignada como se muestra a continuación:

Características generales	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Área (km ²)		
Año de descubrimiento		
Fecha de inicio de explotación		
Profundidad promedio (m)		
Elevación promedio (m)		
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados		
Estado actual de pozos		
Tipo de sistemas artificiales de producción		
Marco Geológico		
Era, periodo y época		
Cuenca		
Play		
Régimen tectónico		
Ambiente de depósito		
Propiedades petrofísicas y geomecánicas		
Contenido de cuarzo (%)		
Contenido de carbonatos (%)		
Contenido de arcilla (%)		
Contenido de materia orgánica (%)		
Madurez térmica		
Porosidad (%)		
(especificar tipo)		
Permeabilidad		
(especificar tipo)		
Saturación		
(especificar tipo)		
Espesor neto y bruto promedio (m)		
Relación neto/bruto		
Módulo de Young		
Cociente de Poisson		
Propiedades de los fluidos		
Tipo de hidrocarburos		
Densidad API		
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		
Viscosidad (cp)		
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		
Relación gas – aceite inicial y actual		
Bo inicial y actual		
Calidad y contenido de azufre		
Presión de saturación o rocío		
(kg/cm ²)		
Factor de conversión del gas		
(pc/bl)		
Poder calorífico del gas		

Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	
Presión inicial (kg/cm ²)	
Presión actual (kg/cm ²)	
Perforación y terminación	
Longitud horizontal (m)	
Distancia entre pozos (m)	
Tecnología de fracturamiento	
Tipo de apuntalante	
Número y distancia de fracturas (m)	
Volumen de agua por pozo (m ³)	
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	
Métodos de recuperación mejorada	
Gastos actuales (mbd)	
Gastos máximos (mbd) y fecha de observación	
Recuperación final estimada por pozo tipo (mmb)	
Tipo de declinación	

Agregar tantas columnas como yacimientos a explotar. Indicar la fecha en la que se contabilizan los pozos, su estado y las características del yacimiento.

I.5. Reservas de hidrocarburos

Incluir la siguiente tabla por campo para las últimas reservas cuantificadas o en su caso certificadas

Campo	Volumen original		Categoría de reservas 1P, 2P o 3P	Factor de recuperación		Reserva remanente				Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc

Reservas al 1 de enero de 20...

Incluir la siguiente tabla por yacimiento para las últimas reservas cuantificadas o en su caso certificadas

Yacimiento	Volumen original		Categoría de reservas 1P, 2P o 3P	Factor de recuperación		Reserva remanente				Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc

Reservas al 1 de enero de 20...

I.6. Descripción de la alternativa de desarrollo propuesta

En caso de que el descubrimiento comercial se extienda más allá del área contractual, proponer un programa para el desarrollo unificado del campo entre las Operadoras involucradas.

Presentar la información de acuerdo a los siguientes puntos:

I.6.1. Actividades físicas

Describir las actividades físicas consideradas durante el periodo que cubre el actual Contrato o Asignación. Estas actividades pueden ser perforación de pozos, reparaciones mayores y menores, taponamiento, instalaciones, abandono, etc.

I.6.2. Pronóstico de producción

Describir brevemente el pronóstico de producción asociado al plan propuesto. En el caso de una modificación explicar el pronóstico asociado al plan aprobado y comparar con el pronóstico del plan propuesto.

Presentar gráficos del pronóstico de producción anualizado de aceite, gas y condensado, un gráfico por cada tipo de hidrocarburo, para toda el área asignada o contratada. Cada uno de estos gráficos incluirá las siguientes curvas:

- Pronóstico asociado al plan aprobado
- Pronóstico del plan propuesto
- Histórico de producción

Indicar en cada gráfico la fecha de inicio y fin de la vigencia del Contrato o Asignación, y la fecha de inicio del plan propuesto en caso de su aprobación.

Presentar un gráfico de barras con la producción acumulada de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente (PCE), calculado desde el inicio del plan propuesto hasta el potencial completo de los yacimientos en el área contractada o asignada. Resaltar en cada una de las barras la producción total considerando la vigencia del Contrato o Asignación.

I.6.3. Inversiones y gastos de operación

Describir brevemente las inversiones y gastos de operación asociados con el Plan de Desarrollo propuesto. En el caso de una modificación describir las inversiones y los gastos de operación del plan aprobado y comparar con el plan propuesto

Presentar una tabla como se muestra a continuación con los rubros de acuerdo a los lineamientos de la SHCP y su modificación indicando actividad, sub-actividad y tarea.

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Total (mmUSD)
------------------	----------------------	--------------	----------------------

Separar los costos asociados a la recuperación secundaria y mejorada y presentarlos de forma explícita. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación propuesta en el Plan de Desarrollo.

I.6.4. Infraestructura

Describir las principales instalaciones de producción, tratamiento e inyección que contemple el Plan de Desarrollo. Incluir diagramas y figuras. Explicar brevemente la forma en la que operan las instalaciones describiendo el flujo de sus procesos y la manera de reestablecerlos en caso de salirse de los parámetros normales. Explicar si se comparte infraestructura con otras áreas contractuales o asignadas.

I.6.5. Medición de hidrocarburos

Describir de forma breve los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada y calidad de los hidrocarburos correspondiente al plan propuesto.

I.6.6. Aprovechamiento de gas

Cumplir con las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas referentes a los trabajos de extracción de hidrocarburos de acuerdo a la normativa correspondiente. Presentar un gráfico anualizado de la meta de aprovechamiento de gas.

I.6.7. Indicadores económicos

Explicar brevemente las principales variables y premisas económicas consideradas durante el periodo del Contrato o Asignación para el modelo económico del Plan de Desarrollo propuesto. Presentar una tabla como la que se muestra a continuación:

Indicadores económicos	Unidades	Antes de impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MM\$			
VPI	MM\$			
VPN/VPI	\$\$			
RBC	\$\$			
TIR	%			

Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación propuesta en el Plan de Desarrollo.

I.6.8. Relación de tecnologías a utilizar

Describir de manera breve el tipo de tecnologías consideradas en el Plan de Desarrollo propuesto, sin incumplir los derechos de propiedad intelectual, así como el beneficio o ventaja esperada de éstas. Dichas tecnologías pueden incluir aspectos como perforación, terminación, toma de información, productividad, instalaciones, caracterización, entre otras.

I.6.9. Subcontrataciones

Describir brevemente las obras, servicios y materiales que se van a ser llevadas a cabo por subcontratistas, así como los criterios para la selección y subcontratación de éstos.

I.6.10. Principales riesgos

Mencionar los principales riesgos identificados para la ejecución del Plan de Desarrollo propuesto para la extracción, así como el posible impacto que éstos podrían tener y las medidas propuestas para mitigarlos.

I.6.11. Permisos ambientales

Enlistar los permisos sociales y ambientales para las distintas actividades que se tengan contempladas, en conformidad con las normativas vigentes aplicables a la industria petrolera establecidas por las agencias gubernamentales en la materia correspondiente.

II. Antecedentes del área asignada o contratada

Indicar la información que se tiene en el área de Contrato o Asignación, que será la base del Plan de Desarrollo que se presentará a la Comisión para su evaluación. Los datos crudos del área se podrán obtener de la Comisión o de manera particular, para que la empresa Operadora los procese y entregue la mejor alternativa posible para explotar el área.

II.1. Inventario de información, estudios e infraestructura

Descripción general de la información disponible para los yacimientos en consideración dentro del área del Contrato o Asignación. Esta información incluye lo referente a pozos, núcleos, muestras y estudios de fluidos y registros de pozos, además de información y estudios geológicos, geofísicos, de caracterización dinámica, modelos estáticos y dinámicos, y cualquier otro estudio realizado en el área.

Explicar el tipo y características generales de la información en el cuerpo del documento presentado, así como también en formato de tablas, gráficos, archivos técnicos y cualquier otro especificado en los siguientes apartados.

II.1.1. Pozos

Mencionar el número y descripción de pozos perforados en el área del Contrato o Asignación. Redactar el inventario de pozos brevemente en el cuerpo del texto y presentar la información detallada como una tabla resumen que contenga la siguiente información de cada pozo o grupos de pozos en caso de que el área tenga una gran cantidad de pozos perforados:

Pozos	Número de pozos
Productores	Total de productores
Aceite	
Fluyentes	
SAP	
Gas y condensado	
Gas húmedo	
Gas seco	
Inyectores	Total de inyectores
Taponados	Total de taponados
Definitivos	
Temporales	
Total	Total de pozos

Presentar la información detallada de cada pozo, geometría, intervalos disparados, estado mecánico, estimulaciones, terminaciones, fluidos de perforación entre otros, siguiendo el formato presentado por la Comisión. En caso de que el área del Contrato o Asignación tenga muchos pozos perforados, presentar los pozos en grupos representativos.

II.1.2. Infraestructura

Detallar ductos e instalaciones que se encuentran en el área asignada o contratada y su estado de conservación, mencionar si en las condiciones actuales son apropiadas para operar y si son susceptibles de ser reparadas en el caso de ser necesario, anexas listado con infraestructura a manera de inventario.

II.1.3. Núcleos y recortes

Redactar de forma breve el número de pozos con muestreo de núcleos, las formaciones muestreadas y los intervalos muestreados. Explicar de forma resumida los estudios realizados en los núcleos. En este apartado también se incluyen los estudios del sistema roca fluido como pruebas de desplazamiento (incluidas las de doble desplazamiento), curvas de adsorción, pruebas para la determinación propiedades petrofísicas, etc., en el caso que aplique.

Presentar las descripciones y análisis realizados en los recortes obtenidos durante la perforación de los pozos.

II.1.4. Fluidos

Redactar de forma breve las muestras de fluido disponibles de los pozos dentro del área contratada o asignada. Explicar los estudios realizados en las muestras de fluidos como: análisis PVT, pruebas de hinchamiento, y las principales propiedades obtenidas de los análisis disponibles del agua de formación, etc.

II.1.5. Registros de pozos y evaluaciones petrofísicas

Explicar de forma breve la información disponible de registros de pozos tanto básicos como especiales. Los registros básicos pueden incluir registros como rayos gamma, potencial natural, resistividad, sísmico, neutrón, densidad, etc. Se consideran registros especiales algunos como sísmico dipolar, de imagen de pared de pozo, anisotropía sísmico o de resistividad, resonancia magnética nuclear, etc. Incluir los registros de hidrocarburos, de cementación y cualquier otro tipo de medición realizada para conocer las propiedades de la formación o del pozo.

Explicar las evaluaciones petrofísicas disponibles en los pozos perforados dentro del área contratada o asignada. Mencionar el número de pozos evaluados y los modelos petrofísicos empleados.

II.1.6. Geología y geofísica

Describir los marcadores geológicos interpretados a partir de registros de pozos. Explicar la información sísmica 2D y 3D disponible en el área, incluyendo tecnología empleada, fecha de levantamiento y procesamiento, área de cobertura o longitud levantada, etc. Emplear mapas para mostrar la ubicación de la información disponible. Indicar el número y ubicación de pozos con información de perfiles sísmicos verticales y puntos de calibración tiempo – profundidad.

Enlistar los horizontes sísmicos interpretados total o parcialmente en el área contratada o asignada. Describir los estudios geológicos y geofísicos realizados en el área, indicando el objetivo, año de realización y resultados.

II.1.7. Pruebas dinámicas en pozo

Explicar las pruebas de presión-producción, presión de fondo fluyendo y cerrado realizadas en los pozos perforados dentro del área del Contrato o Asignación. Estas pruebas pueden ser de incremento, decremento, interferencia vertical, entre pozos, de inyección, gasto variable, entre otras.

II.1.8. Historia de producción

Explicar en el cuerpo del documento de forma breve, la información disponible de la producción y el comportamiento de la presión de cada campo que se encuentre en el área de Asignación o Contrato.

II.1.9. Modelos estáticos y dinámicos

Indicar qué estudios de caracterización estática y dinámica se han realizado dentro del área del Contrato o Asignación utilizando el programa de cómputo técnico correspondiente. Mencionar en el cuerpo del texto los modelos estáticos y dinámicos, además de ser resumidos en una tabla con las siguientes características:

Nombre del modelo	Tipo de modelo	Área y formación	Propiedades pobladas	Creación	Actualización	Programa de cómputo

II.1.10. Estudios integrales

Indicar si se cuenta con tablas hidráulicas que modelen el comportamiento de flujo de los pozos en el modelo de yacimiento y los criterios de operación. Se consideran como estudios integrales aquellos que involucran información y análisis de varias disciplinas como geología, petrofísica, geofísica, yacimientos, producción, estadística, administración, etc. Enlistar los estudios integrales realizados dentro del área del Contrato o Asignación. Estos estudios pueden ser modelos geomecánicos, modelos estadísticos, identificación de zonas de interés, análisis de campos análogos, entre otros. Resumir los estudios realizados en forma de tabla con las siguientes características:

Nombre del estudio	Disciplinas relacionadas	Objetivo del estudio

II.1.11. Información geográfica

Incluir toda la información geográfica o susceptible de ser geo referenciada como anexos en formato Shapefile. Esta información puede incluir entre otras cosas:

- Rasgos geomorfológicos, elevación del terreno o tirante de agua,
- Información cultural como poblados o ciudades cercanas, límites de estados y municipios, vías de comunicación, ductos, tuberías, infraestructura superficial, etc.,
- Polígono del área del Contrato o Asignación,
- Ubicación de pozos en superficie, en el objetivo y en la profundidad total, ubicación de pozos con muestreo de núcleos y fluidos,
- Ubicación de localizaciones e infraestructura superficial propuesta,
- Mapas asociados a los estudios geológicos y geofísicos, como mapas estructurales, de espesores y de distribución de propiedades,
- Pozos con información de pruebas dinámicas y con historia de producción,
- Ubicación y superficies de modelos estáticos y dinámicos, mapas estructurales de intervalos de interés, mapas de propiedades, etc.

II.1.12. Otros aspectos

Anexar la información que se crea conveniente para complementar los antecedentes del área asignada o contratada, en caso de ser necesario complementar con documentos e información general siguiendo los formatos anteriormente mencionados.

II.2. Antecedentes de exploración y desarrollo

Presentar la información del área de Asignación o Contrato previa al Plan de Desarrollo o modificación del Plan de Desarrollo. Los datos podrán en parte ser adquiridos de la base de datos de la Comisión y en parte de manera particular.

II.2.1. Exploración

Describir las actividades y estudios realizados en la fase exploratoria del área del Contrato o Asignación, y que sirvieron como base para plantear el desarrollo del campo.

II.2.2. Evaluación

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de evaluación dentro del área del Contrato o Asignación y que han servido como base para proponer el Plan de Desarrollo. Estos antecedentes pueden incluir la aplicación de proyectos piloto.

II.2.3. Desarrollo

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de desarrollo ya sea por otro Operador o por el mismo Operador en seguimiento a un Plan de Desarrollo aprobado. Esto último aplica para el caso de las modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas.

II.3. Marco geológico regional

II.3.1. Descripción de la cuenca

Descripción de la provincia y/o cuenca en la que se ubica el área de asignación o contractual. Incluir un mapa geológico de la cuenca y explicar los detalles del mapa en el texto.

II.3.2. Marco tectónico regional

Describir el régimen tectónico de la cuenca a lo largo del tiempo geológico y las principales estructuras y fallas en el área. Sustentar la información con mapas, secciones representativas, figuras y diagramas.

II.3.3. Marco sedimentario y estratigráfico regional

Presentar la descripción de los principales ambientes de depósito, características litológicas y tipos de sedimentos o de roca predominantes. Incluir, la descripción de la estratigrafía y que contenga tiempo geológico, formación, litología, ambiente de depósito, espesor, episodios de depósito y eventos geológicos de interés. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas, modelos y diagramas.

II.3.4. Sistema petrolero

Describir el sistema petrolero de Lutitas al cual pertenecen los yacimientos a desarrollar probados en el área del Contrato o Asignación incluyendo la edad y característica de la roca generadora, madurez térmica, contenido de materia orgánica, fragilidad. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas, modelos y diagramas.

Resumir toda la información del marco tectónico, sedimentario, estratigráfico y del sistema petrolero en una figura – columna que incluya tiempo geológico, formación, litología, ambiente de depósito, eventos geológicos de interés, plays probados, y la tabla de sistema petrolero.

II.4. Aspectos petrofísicos

II.4.1. Composición y madurez térmica

Describir la metodología empleada para la estimación de la composición mineralógica de las lutitas y especificar la información de los registros de pozos empleados para la determinación de la composición mineralógica e indicar los intervalos en los que se encuentran las formaciones de interés e indicar en qué núcleos o recortes de formación se realizó la estimación de composición mineralógica. Además, explicar los procedimientos empleados para estimar el contenido de materia orgánica total (TOC) y la madurez térmica en reflectancia de vitrinita o temperatura máxima de pirólisis.

Sustentar el documento mediante el uso de figuras representativas, por ejemplo, secciones de registros de pozos con columnas litológicas, fotografías de los núcleos, recortes o láminas delgadas.

II.4.2. Porosidad y permeabilidad

Explicar los estudios y métodos empleados para la estimación de porosidad y permeabilidad en los núcleos o recortes obtenidos en las formaciones de lutitas. Describir el uso de los métodos empleados en función de su aplicabilidad en yacimientos no convencionales de lutitas. Describir los valores promedio o representativos para cada formación de lutitas analizada.

Sustentar la información reportada mediante el uso de figuras representativas como registros de pozos con columnas litológicas, fotografías de los núcleos, recortes o láminas delgadas.

II.4.3. Contenido de fluidos y capacidad de adsorción

Explicar y justificar la metodología empleada para estimar el contenido de fluidos y la capacidad de adsorción en las formaciones de lutitas a partir de estudios en muestras físicas. Definir los valores promedio o representativos de cada una de las formaciones de lutitas.

II.4.4. Propiedades mecánicas y eléctricas

Describir los estudios realizados en las muestras físicas para estimar sus propiedades mecánicas y eléctricas. Incluir un resumen con las propiedades promedio o representativas de cada una de las formaciones.

II.4.5. Análisis de registros de pozos y evaluación petrofísica

Describir los análisis y estudios realizados con los registros de pozos y las evaluaciones petrofísicas realizadas, justificando las metodologías y modelos empleados, mencionar los algoritmos y programas de cómputo utilizados. Explicar la calibración de la evaluación petrofísica con los estudios en muestras físicas.

Describir los resultados de la evaluación petrofísica integral en una tabla resumen que contenga, por ejemplo, las propiedades de porosidad total, porosidad efectiva, porosidad de matriz y fractura, permeabilidades absolutas y relativas, saturaciones iniciales, críticas y residuales, relación neto/bruto, propiedades geomecánicas, geoquímicas, composición, etc., de cada uno de los horizontes de interés.

En el caso de usar valores de corte para definir los intervalos de interés discutir ampliamente la forma en la que se seleccionaron dichos valores.

II.4.6. Otros estudios petrofísicos

Incluir estudios petrofísicos realizados en muestras físicas o a partir de registros de pozos no presentados en los puntos anteriores que aporte información importante para el entendimiento geológico del área y para el Plan de Desarrollo. Por ejemplo, estos estudios pueden ser modelado e inversión de propiedades petrofísicas, clasificación de facies, tomografías en núcleos, imágenes de microscopio, etc.

Resumir las propiedades petrofísicas de los yacimientos en una tabla general como la que se muestra a continuación:

Características	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Porosidad (Tipo, valor en %)		
Permeabilidad (Tipo, valor en mD)		
Saturación (Tipo, valor en %)		
Salinidad del agua de formación		
Resistividad del agua de formación		
Parámetros de Archie		
Capacidad de intercambio catiónico (cuando aplique)		
Módulo de Young		
Cociente de Poisson		
Otros		

II.5. Aspectos geológicos y geofísicos

II.5.1. Modelo estructural

Describir la calibración mediante sismogramas sintéticos de la curva TZ de los pozos con perfil sísmico vertical. Mostrar la correlación sísmica de los principales pozos de amarre para la selección de los reflectores sísmicos más representativos de la zona.

Explicar con detalle el procedimiento empleado para la conversión a profundidad de la información sísmica. Esto incluye la calibración de los intervalos de interés, la construcción del modelo de velocidad con diferentes datos de entrada como velocidades de apilamiento, velocidades de pozo, etc.

Describir la interpretación de los principales horizontes y fallas.

Mostrar el modelo estructural. Se recomienda emplear secciones representativas, mapas y diagramas para sustentar las hipótesis presentadas.

Explicar en el texto la interpretación detallada de las formaciones de lutitas productoras por yacimiento y apoyarse con mapas y secciones geológicas. Es necesario que los mapas correspondan con los principales intervalos productores en donde se muestren con detalle los elementos estructurales del yacimiento, además de la ubicación de los pozos perforados en la zona, límite del yacimiento, límite del área del Contrato o Asignación, etc. También presentar mapas de espesor bruto mediante la interpretación sísmica de la cima y base las formaciones de lutitas calibradas con pozos.

Presentar los mapas, secciones estructurales y demás figuras que se consideren necesarias en los anexos con un formato extendido para una mejor apreciación del contenido de los mismos.

II.5.2. Modelo sedimentario y estratigráfico

En el resumen sobre el modelo sedimentario, describir detalladamente la creación e interpretación del modelo del o de los yacimientos. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas y figuras que permitan observar lo reportado. Es necesario que exista consistencia entre la creación del modelo sedimentario y la información y estudios de núcleos, registros geofísicos de pozos, evaluación petrofísica, atributos sísmicos, etc.

En caso de sustentar el modelo sedimentario con procesos sísmicos especiales como inversión sísmica, AVO, clasificación de facies, presentar una descripción detallada del flujo de trabajo empleado.

Para la creación de los mapas de distribución de facies, o de soporte para el modelo sedimentario, se recomienda el uso de colores adecuados que permitan una clara identificación de los rasgos por resaltar.

En el resumen del modelo estratigráfico, describir detalladamente la creación e interpretación del modelo del o de los yacimientos. Sustentar la información presentada con la columna estratigráfica, mapas de espesores, correlación de horizontes, secciones representativas y figuras que permitan observar lo reportado. Es necesario que exista consistencia entre la creación del modelo estratigráfico y la información y estudios de núcleos, registros geofísicos de pozos, evaluación petrofísica, atributos sísmicos, etc.

En caso de sustentar el modelo estratigráfico con procesos sísmicos especiales como inversión sísmica, AVO, clasificación de facies, presentar una descripción detallada del flujo de trabajo empleado

II.5.3. Análisis de discontinuidades naturales

Explicar las metodologías o procedimientos empleados para la identificación y caracterización de discontinuidades naturales como fracturas a diferentes escalas, explicar los resultados y sustentarlos mediante el uso de imágenes representativas.

Comentar sobre el posible impacto de las discontinuidades naturales en el Plan de Desarrollo.

II.5.4. Distribución espacial de propiedades

Describir la metodología empleada para estimar la distribución lateral y vertical de propiedades petrofísicas, mecánicas, eléctricas, etc., de interés para la caracterización de la o las formaciones de lutitas dentro del área del Contrato o Asignación.

En el caso de emplear inversión sísmica, explicar con detalle el análisis de física de rocas realizado para la calibración sísmica con los estudios de muestras y con los registros de pozos. También, explicar detalladamente el flujo de proceso sísmico y los atributos obtenidos.

En el caso de haber realizado un modelo estático, explicar detalles del proceso de creación de la malla geocelular con el nivel de detalle adecuado, explicar qué horizontes y fallas se emplearon en la malla. Resumir las características geométricas de la malla geocelular en una tabla con las siguientes características:

Características	Modelo 1	Modelo 2
Formación (es)		
Horizontes empleados		
Número de intervalos y zonas		
Número de celdas		
Tamaño horizontal de celdas		
Número de mini-capas		
Espesor promedio de celda		
Volumen total del modelo		
Propiedades pobladas		
Otros		

Si el modelo estructural fue simplificado para la construcción del modelo geocelular, explicar las consideraciones realizadas y sus posibles consecuencias en la construcción final del modelo. Incluir imágenes representativas.

Con respecto a la propagación de las propiedades petrofísicas para la construcción del modelo estático, es recomendable que se explique detalladamente cada uno de los pasos en el flujo de trabajo. Estos pasos pueden incluir:

- Escalado numérico de los registros de evaluación petrofísica a la escala de las celdas: Explicar si el espesor de las celdas permite reproducir de forma adecuada la variabilidad vertical en la o las formaciones de interés.
- Análisis geo-estadístico de las celdas con datos de pozos: Es importante presentar de forma explícita los resultados de este análisis, por ejemplo distribución de probabilidad de cada parámetro petrofísico, presencia de valores anómalos, el tipo de variograma empleado, alcance en cada dirección, valor del efecto pepita, etc.

- Propagación de propiedades petrofísicas: Especificar el tipo y parámetros del variograma empleado, el algoritmo de propagación, por ejemplo kriging, cokriging, simulación secuencial gaussiana, etc. En el caso de emplear una propagación guiada por medio de otra propiedad se recomienda sustentar de forma adecuada la correlación entre ambas propiedades. Mostrar controles de calidad sobre la propagación de propiedades, por ejemplo: histogramas comparativos de la propiedad petrofísica con diferentes resoluciones, por ejemplo la resolución original del registro, la escalada en las celdas y las celdas interpoladas en todo el modelo.
- Uso de atributos sísmicos para la propagación: Si se emplearon atributos sísmicos como apoyo para la construcción del modelo estático, por ejemplo λ/ρ , μ/ρ , impedancia acústica, etc., explicar detalladamente el procedimiento empleado y la justificación técnica de su uso. Para esta justificación técnica se pueden presentar ejercicios de modelado sísmico mediante modelo efectivo, análisis estadísticos multivariable, identificación de patrones.
- Creación de una red discreta de fracturas: En los yacimientos en donde geológicamente se justifique el uso de redes de fracturas como apoyo para la estimación de la permeabilidad secundaria, explicar el procedimiento empleado con el nivel de detalle adecuado.

Los puntos anteriores son un ejemplo del flujo de trabajo para la construcción de un modelo estático y pueden incluirse o no en función de las características geológicas del o los yacimientos de lutitas en el área del Contrato o Asignación.

II.6. Aspectos de ingeniería de yacimientos

II.6.1. Propiedades de los fluidos

Incluir los estudios PVT realizados en muestras de fluido obtenidas en el o los yacimientos que se encuentren dentro del área del Contrato o Asignación. Si se cuenta con estudios PVT realizados en varias muestras, mostrar los resultados de cada una de ellas. Explicar los resultados y sustentar con el uso de gráficos representativos como de densidad, viscosidad, factor volumétrico y relación de solubilidad estos en función de la presión.

Presentar la validación de los estudios PVT realizada en las muestras de fluido disponibles. En el caso de contar con un PVT composicional, incluir una tabla resumen con la composición del fluido analizado. Explicar en el texto otros estudios de fluidos con el apoyo de gráficas y figuras representativas.

Explicar y analizar cualquier otro estudio que se haya realizado para estimar las propiedades de los hidrocarburos de los yacimientos dentro del área de asignación o contractual.

Resumir las características de los fluidos en el o los yacimientos en una tabla como la que se muestra a continuación:

Características	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Pozo		
Formación (es)		
Intervalo disparado		
Profundidad del muestreo		
Presión muestreo		
Temperatura muestreo		
Tipo de fluido		
Densidad °API		
Viscosidad		
Presión inicial (kg/cm ²)		
Presión de saturación (kg/cm ²)		
Relaciones de saturación		
Factores volumétricos de gas y aceite		
H ₂ S (% mol)		
CO ₂ (% mol)		
Factor de conversión del gas		

Para el caso del agua, incluir análisis como stiff & davis, análisis de compatibilidad agua-roca, entre otros, indicando las consideraciones, análisis, resultados y conclusiones más significativas y cómo impactan éstas en la producción de hidrocarburos.

II.6.2. Propiedades del sistema roca-fluido

Presentar los resultados de las pruebas realizadas en núcleos para caracterizar el sistema roca fluido como presión capilar, mojabilidad, permeabilidades relativas en dos fases, pruebas de desplazamiento, compresibilidad de la roca, etc.

- Explicar la metodología empleada en cada análisis y presentar los resultados en formato de tablas y apoyarse de gráficas representativas.
- En el cálculo de las permeabilidades relativas, presentar las gráficas de permeabilidad relativa en función de la saturación para todas las muestras analizadas.

II.6.3. Pruebas de estimulación y fracturamiento

Describir con detalle las pruebas de estimulación y fracturamiento realizadas en los pozos que se encuentran dentro del área del Contrato o Asignación, así como los resultados obtenidos. En este análisis especificar qué aspectos fueron los más importantes durante el diseño la estimulación, tipo y espaciamiento entre pozos. En el caso del fracturamiento, indicar el número de intervalos a disparar y la metodología para definir la posición de los disparos. En este apartado se incluyen los resultados de las pruebas de compatibilidad del sistema roca-fluido y reactivos, cuando aplique.

Incluir el análisis realizado para definir los parámetros óptimos de fracturamiento, a considerarse en el Plan de Desarrollo. También incluir una discusión sobre los aspectos logísticos asociados al fracturamiento hidráulico como la disponibilidad y manejo de agua, suministro de apuntalantes y otros materiales, equipo necesario, etc.

II.6.4. Caracterización dinámica

Describir con el mayor detalle posible todo lo concerniente al comportamiento dinámico de yacimientos y a la caracterización dinámica derivada de éste. Dentro de la información y análisis mínimos para lograr una adecuada caracterización dinámica, incluir y detallar lo siguiente:

- Pruebas presión-producción: Detallar las características y los resultados de las pruebas representativas, mencionando aquellos puntos que se consideren importantes. Resaltar el impacto de estas pruebas para la caracterización dinámica.
- Aforos: Explicar cuántos aforos se realizaron e indicar los valores de gastos y volúmenes representativos

II.6.5. Recuperación secundaria y mejorada

En caso de aplicar, explicar las pruebas piloto realizadas para la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada. Describir detalladamente los resultados obtenidos y el impacto en el Plan de Desarrollo propuesto.

II.6.6. Análisis y ajuste de perfiles de presión producción

Incluir el análisis del comportamiento de pozos, entendiendo esto como las condiciones de flujo y productividad bajo distintos estados mecánicos, aparejos de producción y sistemas artificiales de producción, de acuerdo al potencial del yacimiento. En el análisis hacer énfasis en el impacto en el Plan de Desarrollo propuesto.

Describir detalladamente la metodología empleada para ajustar los perfiles de producción y para estimar la recuperación final en los pozos disponibles. En el caso de emplear curvas de declinación, es necesario incluir una explicación adecuada y el uso de campos análogos cuando aplique.

En el caso de emplear modelos de simulación para la propagación y fracturas y para la dinámica de fluidos, explicar detalladamente las características del modelo, los algoritmos y programas de cómputo empleados, parámetros de entrada para el modelo, y otros aspectos importantes. Sustentar la explicación con figuras representativas.

II.7. Estudios integrales

II.7.1. Análisis de campos análogos

Incluir un resumen de las propiedades geológicas, petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas, dinámicas, de producción, etc., así como de los fluidos presentes en el o los yacimientos localizados dentro del área del Contrato o Asignación Comparar estos yacimientos de interés con análogos en México y en el mundo. Construir una tabla comparativa entre el o los yacimientos de interés y los análogos. También, mostrar un análisis estadístico que indique en qué percentil se encuentra la formación de interés en contexto con los análogos. Emplear este análisis para comparar la historia de producción de los campos en producción con el pronóstico de los pozos tipo o de simulación para el yacimiento en estudio.

Mencionar las tecnologías y estrategias de desarrollo empleadas en los campos análogos en función de sus propiedades geológicas y de yacimientos. Realizar un análisis de estas prácticas internacionales para su posible aplicación el área del Contrato o Asignación.

II.7.2. Otros estudios

Incluir en este apartado cualquier otro estudio realizado para caracterizar el o los yacimientos

III. Descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción

III.1. Alternativas analizadas para la selección del Plan de Desarrollo

Describir las alternativas propuestas haciendo énfasis en las diferencias entre ellas. Presentar una tabla con las siguientes características:

Características	Alternativa 1 (seleccionada)	Alternativa 2 ...	Alternativa n
Actividades físicas			
Producción			
Incorporación de reservas			
Gastos de operación			
Inversiones			
Tecnologías			
Otros parámetros			

Presentar información con un nivel de detalle adecuado que permita comparar las alternativas, como producción, gasto e inversión en forma de figuras y tablas anualizadas como se muestra a continuación:

Producción de aceite (mbd), Gas (mmpcd) o Condensado (mbd)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
Alternativa 1								
Alternativa 2								
Alternativa 3								

Inversiones o gastos (mmUSD)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
Alternativa 1								
Alternativa 2								
Alternativa 3								

Discutir ampliamente los criterios considerados para seleccionar la mejor alternativa en función de sus características. Presentar archivos anexos siguiendo el formato indicado por la Comisión. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan de Desarrollo.

III.2. Descripción técnica de la alternativa seleccionada para el Plan de Desarrollo

En caso de que el Descubrimiento Comercial se extienda más allá del Área Contractual, presentar una propuesta del programa para el desarrollo unificado de los Campos.

Todos los puntos considerados en la descripción técnica seleccionada se encuentran explicados de forma más detallada en los siguientes apartados.

III.2.1. Actividades de desarrollo y metas físicas

Explicar con detalle las actividades consideradas en el escenario seleccionado para la etapa de desarrollo para la extracción de hidrocarburos en el área asignada o de contrato. Esta información también se detallará en una tabla como la que se muestra a continuación y en función de las actividades propias de cada plan:

Actividad, sub-actividad o tarea	Año 1	Año 2	...	Año n	Total

III.2.2. Pozos

Describir con detalle los pozos tipo considerados en el Plan de Desarrollo en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, recuperación final estimada (EUR), y otros parámetros de importancia. Esta información será resumida en una tabla con las siguientes características:

Características	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Objetivo general			
Formación			
Geometría			
Profundidad			
Diseño de tuberías			
Terminación			
Tecnologías			
Distancia entre pozos			
Costo			
Tiempo de ejecución			
Equipo			
Recuperación final estimada			
Otras			

Apoyar la descripción de los pozos tipo con figuras y diagramas. Las características de tuberías, fluidos de perforación, e integridad de pozos, así como actividades de cementación y fracturamiento hidráulico serán consideradas en estricto apego a los lineamientos correspondientes en la materia.

Presentar a manera de resumen una tabla con la siguiente información de los pozos a perforar:

Nombre de pozo o grupo de pozos	Ubicación	Pozo tipo

Describir los sistemas artificiales de producción, las reparaciones y abandono a emplear en los pozos preexistentes en el área o en los pozos a perforar, cuando aplique.

III.2.3. Toma de información y estudios

Describir a detalle los estudios y toma de información considerados en alternativa propuesta para el Plan de Desarrollo. La información a obtener incluye registros de pozos de cable y durante la perforación, toma de núcleos, monitoreo microsísmico, sísmica superficial, pruebas de presión-producción etc. Mientras que los estudios considerados son, por ejemplo, evaluaciones petrofísicas, caracterización estática y dinámica, etc.

En este apartado también se incluyen las pruebas piloto para la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada.

Estas actividades serán consistentes con el Plan de Desarrollo, perforación y terminación. Se recomienda presentar un calendario de actividades.

III.2.4. Infraestructura

Describir de manera general la infraestructura que va a ser construida y empleada como parte del Plan de Desarrollo, por ejemplo, ductos e instalaciones, entre otras. Presentar en forma de resumen la siguiente tabla:

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación

Describir la infraestructura necesaria para el desarrollo del proyecto, pero que no tiene una aplicación directa para la extracción o procesamiento de los hidrocarburos, Ejemplos de infraestructura alternativa son caminos, puentes, etc. Justificar su construcción o adquisición y especificar el beneficio que presentará.

Incluir a manera de resumen una tabla con las siguientes características:

Infraestructura alternativa	Justificación	A desarrollar o complemento	Fecha de entrega
-----------------------------	---------------	-----------------------------	------------------

III.2.4.1. Medición de hidrocarburos

Establecer de manera clara los procedimientos de Medición de los Hidrocarburos asociados al Plan de Desarrollo.

Para las instalaciones relacionadas con la medición de hidrocarburos agregar los isométricos de las instalaciones de producción, recolección y almacenamiento y en general de la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición.

Incluir diagramas de los instrumentos de medición con la conexión a las instalaciones de producción y a los sistemas de medición.

Presentar un 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.

Incluir bitácora de registro, programa de diagnóstico, competencias técnicas, indicadores de desempeño y el nombre del responsable oficial en turno.

La medición de los hidrocarburos se realizará conforme a lo establecido en los Lineamientos emitidos por la Comisión. Presentar una tabla con la siguiente información:

Fluido	Tipo medidor	Punto de medición	Características metrológicas		Calibración	
			Alcance de medición (b, litros)	Exactitud (%)	(Si o No)	Fecha de última calibración
1						
2						
...						

Continuación de tabla

Presupuesto de incertidumbre	$\pm \%$, k	Incertidumbre	
		Fuentes que afectan la incertidumbre (FAI)	Valores de FAI para estar fuera de parámetros conforme a los lineamientos de medición
1			
2			
...			

III.2.4.2. Aprovechamiento de Gas

El objetivo del apartado es la conservación y el uso eficiente del Gas Natural Asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución del mismo en condiciones técnicas y económicamente viables.

Los Operadores presentarán Programas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado económicamente viables que incluyan los objetivos mencionados, a lo largo del ciclo productivo del área del Contrato o Asignación.

Característica	Meta de aprovechamiento de Gas Natural	Año 1	Año 2	Año 3	Año n
Fórmula o descripción del cálculo de la meta					

Para el cumplimiento de lo anterior es necesario se atiendan los siguientes puntos:

- Presentar la planeación para proyectar la capacidad que se instalará por año a lo largo del ciclo de vida del proyecto, para manejo, aprovechamiento y conservación del Gas Natural Asociado.
- Evitar la destrucción del hidrocarburo, realizar las inversiones que sean necesarias en tiempo y forma para incrementar o mantener el Aprovechamiento del Gas Natural tanto en los yacimientos como en las vetas de carbón. Es importante promover esfuerzos para alcanzar y mantener los estándares internacionales y las mejores prácticas de la industria.
- Se deberá privilegiar la quema o incineración de gas, sobre el venteo en lo que se instala la infraestructura necesaria para el aprovechamiento del hidrocarburo.

Los Programas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, incluirán:

- Objetivos y premisas del programa de aprovechamiento de gas natural asociado.
- Meta de aprovechamiento anualizada utilizando la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

Donde: $t =$ Año del cálculo

$A =$ Autoconsumo (volumen/año)

$B =$ Uso en bombeo neumático ($\frac{\text{volumen}}{\text{año}}$)

$C =$ Conservación (volumen/año)

$T =$ Transferencia (volumen/año)

$G_p =$ Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

$G_A =$ Gas Natural Asociado adicional no producido en el área (volumen/año)

El Gas Natural no aprovechado considera el Gas Natural Asociado que se incinera, quema, fuga o ventea y debe reportarse en forma conjunta como Gas no aprovechado o G_{NA}

$$G_{NA} = 1 - MAG$$

- Composición del Gas Natural Asociado a producir.
- Precio de venta del Gas Natural Asociado a producir.
- Pronóstico de producción del Gas Natural Asociado de forma mensual para los primeros 3 años y anual para el resto de la vigencia de la Asignación o Contrato.
- Acciones, proyectos y actividades contempladas por año.
- Descripción de las instalaciones, equipos e identificación de su ubicación y planos correspondientes.
- Cálculo de la capacidad de manejo del Gas Natural por año.
- Máxima relación Gas-Aceite a la cual los pozos pueden operar.
- Programa de inversiones por año para el Aprovechamiento, Conservación, Transferencia y Destrucción Controlada.
- Plan de contingencia operativa, que permita en caso de emergencia mantener o regresar a la continuidad de las actividades de Aprovechamiento.

- Programa de paros programados, libranzas y mantenimiento de equipos críticos para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado
- Análisis Técnico-Económico y documentos con los que el Operador acredite su solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera. Conforme a lo establecido en el artículo 27 de la ley de Hidrocarburos.

El operador podrá aprovechar el Gas Natural Asociado a la extracción de hidrocarburos en los siguientes casos, incluir la planeación si alguno se llegara a contemplar en el Plan de Desarrollo para el futuro seguimiento por parte de la Comisión.

- Autoconsumo dentro de la misma área para los equipos
- Implementación de sistemas artificiales que utilicen gas
- Generación o cogeneración de energía eléctrica
- Reinyección al propio yacimiento para almacenarlo en lo que se transfiere.

Se podrá realizar la destrucción controlada de Gas, es necesario incluir el análisis de las áreas donde se llevará a cabo y los volúmenes de Gas que serán sujetos a la destrucción controlada en los casos siguientes:

- Cuando de acuerdo al análisis técnico económico, la Comisión concluya que la única alternativa es la destrucción controlada y de acuerdo al programa de aprovechamiento aprobado.
- Circunstancia de riesgo para la operación segura del personal y las instalaciones.
- Durante las pruebas de pozo

La pérdida del hidrocarburo se considera como pérdida o menoscabo del patrimonio de la Nación, por lo que el Operador cubrirá los prejuicios económicos generados a la Nación.

Se solicitará hacer una modificación al Plan de Desarrollo respecto al Aprovechamiento del Gas Natural cuando:

- Las metas de aprovechamiento de Gas Natural necesiten una adecuación por circunstancias económicas, tecnológicas u operacionales
- Por cuestiones de seguridad o fuerza mayor se necesite modificar las metas de aprovechamiento.

Las Operadoras darán aviso, sin necesidad de una autorización previa de la Comisión en caso de ser una mejora o incremento de las metas o niveles de Aprovechamiento del Gas Natural respecto al plan aprobado, se incluirá en la modificación el análisis Técnico-Económico, justificado según las siguientes consideraciones:

- Composición del Gas Natural Asociado
- Volumen de Gas Natural Asociado a producir
- Cercanía entre el punto de extracción y las instalaciones de proceso.
- Ubicación de las estructuras para el transporte y almacenamiento del gas
- Precio de venta del Gas Natural y el monto de las inversiones que permiten mantener la continuidad operativa para garantizar el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado.

III.2.4.3. Manejo y comercialización del gas

Indicar la capacidad de procesamiento y distribución de la infraestructura que se tiene en el área del Contrato o Asignación, para el manejo del Gas en la superficie. Agregar los isométricos de las instalaciones de procesamiento del gas como separadores, compresores, entre otras y la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde los centros de proceso hasta los puntos de distribución del gas identificados. Incluir las especificaciones de los estándares para la comercialización del gas.

III.2.4.4. Manejo y disposición de fluidos

Describir el equipo disponible que se tiene en el área del Contrato o Asignación, para transporte, tratamiento y comercialización de los fluidos. Incluir isométricos de las instalaciones e identificar los puntos de distribución y procesamiento en los que se descargará el aceite, para condicionarlo hasta alcanzar los estándares necesarios para su comercialización.

Presentar con detalle aspectos de abastecimiento de agua y demás fluidos, además de la logística asociada para su tratamiento, almacenamiento y reincorporación al medio ambiente.

III.2.4.5. Mantenimiento y abandono

Presentar de manera anualizada, los planes de mantenimiento de ductos e instalaciones necesarios para su uso óptimo, incluir los estándares de seguridad requeridos.

Explicar la logística del abandono de las instalaciones en forma consistente con el Plan de Desarrollo propuesto, justificando las causas del abandono y explicar, de ser el caso, si son susceptibles a una reparación.

III.2.5. Recuperación secundaria y mejorada

Describir ampliamente la tecnología a implementar para la recuperación secundaria o mejorada, explicar a detalle el método que se utilizará en los yacimientos localizados dentro del área del Contrato o Asignación. Justificar la selección del tipo de recuperación mencionando los beneficios para el área, esto será consistente con los estudios piloto reportados como antecedentes.

Con ayuda de un gráfico mostrar el incremento o mantenimiento de la presión y la producción debido a la recuperación secundaria o mejorada.

III.2.6. Subcontrataciones

Describir detalladamente las obras, servicios y materiales que van a ser llevados a cabo por subcontratistas, así como los criterios para seleccionar a éstos.

El Contratista deberá realizar una propuesta de trabajo incluyendo un plan con la información que considere necesaria para su evaluación, cumpliendo además con los requerimientos solicitados por la Comisión en su momento.

Obras, materiales o servicios a subcontratar expresados como Actividad, Sub-actividad y Tarea	Justificación para la subcontratación	Criterios de selección	Fecha de contratación aproximada	Costo del rubro a subcontratar
---	---------------------------------------	------------------------	----------------------------------	--------------------------------

III.2.7. Inversión y gastos de operación, mantenimiento y reparación

Indicar inversiones y gastos de operación correspondientes a las actividades, sub-actividades y tareas de acuerdo a los lineamientos de la autoridad correspondiente. Presentar la metodología utilizada para calcular los costos.

Realizar una tabla anualizada en donde se indiquen los montos de los gastos e inversiones de las actividades, sub-actividades y tareas, de acuerdo a los Lineamientos correspondientes.

Actividad, Sub-actividad y Tarea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
----------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

Las inversiones y los gastos de operación y mantenimiento se presentarán en consistencia con las actividades presentadas en el Plan de Desarrollo. Emplear los gráficos necesarios para sustentar las explicaciones. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan de Desarrollo.

Presentar por separado la inversión y gastos de operación asociados a la recuperación secundaria y mejorada.

Recuperación secundaria o mejorada	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

III.2.8. Pronóstico de producción

Describir detalladamente la forma de calcular los pronósticos de producción asociados a la alternativa seleccionada para aceite, gas y condensado. Presentar los pronósticos de producción para el potencial total o completo de cada campo o yacimiento dentro del área contratada o asignada. Presentar los pronósticos de producción en las siguientes categorías:

- Por pozo o grupo de pozos, por yacimiento, por campo, y por toda el área asignada o contratada. Presentar una tabla con el pronóstico de producción de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd), una gráfica por tipo de hidrocarburo, como se muestra a continuación:

Campo	Yacimiento	Pozo o grupo de pozos	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año n	Total
Campo 1	Yacimiento 1	Pozo 1						
		Pozo 2						
	Yacimiento 2	Pozo 3						
		Pozo 4						
Campo 2	Yacimiento 3	Pozo 5						
		Pozo 6						
	Yacimiento 4	Pozo 7						
		Pozo 8						
Total por área contratada o asignada		----						

- Por tipo de recuperación como primaria, secundaria y mejorada. Presentar una tabla con el pronóstico de producción de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd), una gráfica por tipo de hidrocarburo, como se muestra a continuación:

Yacimiento	Recuperación	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año n	Total
Yacimiento 1	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Yacimiento 2	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Total por área contratada o asignada		----					

En el caso de una modificación explicar el pronóstico asociado al plan aprobado y comparar con el pronóstico del plan propuesto.

Presentar los siguientes gráficos del pronóstico de producción anualizado de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd) para toda la vida de los yacimientos dentro del área contratada o asignada:

- Gráfico de tiempo con histórico de producción del área, pronóstico de producción del plan aprobado y el pronóstico de producción del plan propuesto.
- Gráfico de tiempo con histórico de producción del área, pronóstico de producción del plan aprobado y el pronóstico de producción del plan propuesto, este último en sus escenarios alto, medio y bajo.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de la recuperación primaria, secundaria y mejorada.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de cada yacimiento.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de cada pozo o grupo de pozos.

Indicar en cada uno de los gráficos anteriores la fecha de inicio y de fin del contrato o de asignación, fecha de inicio del plan propuesto, límite económico y potencial total del área.

Presentar un gráfico de barras con la producción acumulada de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente (PCE), calculado desde el inicio del plan propuesto hasta el potencial total o completo del área, considerando el plan propuesto y el plan aprobado. Resaltar en cada una de las barras la producción total a la vigencia del Contrato o Asignación.

III.2.9. Factores de recuperación

Presentar los factores de recuperación asociados al Plan de Desarrollo propuesto para aceite y gas, considerando cada yacimiento, campo y toda el área contratada o asignada. Estos factores de recuperación serán consistentes con los pronósticos de producción presentados y con el volumen original. Resumir los factores de recuperación en tablas como las siguientes:

Contrato o Asignación	Volumen original		Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc

Campo	Volumen original		Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc

Yacimiento	Volumen original		Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc

III.3. Indicadores clave de desempeño en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados en Lutitas

Definición de los indicadores de desempeño clave presentados en el Artículo 12, fracción III de los 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.

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$	$TRP = \left(\frac{TRP_{real} - TRP_{plan}}{TRP_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo

Característica	Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de una yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPDI = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) * 100$	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) * 100$	$DRMA = \left(\frac{RMAreal - RMAplan}{RMAplan} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \left(\frac{PPreal - PPplan}{PPplan} \right) * 100$	$DTP = \left(\frac{TPreal - TPplan}{TPplan} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación

Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \left(\frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \right) * 100$	$DGO = \left(\frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Desarrollo de reservas	Inyección de fluido
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \left(\frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \right) * 100$	$DIF = \left(\frac{IF_{real} - IF_{plan}}{IF_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Avance del proceso perforación fracturamiento	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre las actividades de perforación y fracturamiento reales con respecto a las planeadas en un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DPF = \left(\frac{PF_{real} - PF_{plan}}{PF_{plan}} \right) * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Producción acumulada post-fractura	Factor de recuperación
Metas o parámetros de medición	Producción acumulada por pozo o grupo de pozos entre el total de pozos del grupo, en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Miles de barriles (mb)	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	Producción acumulada por pozo o por grupo de pozos entre el total de pozos productores en el yacimiento	$DFR = \left(\frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

IV.2. Recursos técnicamente recuperables

Presentar la metodología empleada para la estimación de recursos técnicamente recuperables. Mostrar por lo menos un mapa en donde se muestre el área de la o las formaciones de Lutitas dentro del área de asignación o contractual, considerada como recursos técnicamente recuperables.

En el caso de emplear mapas de diferentes propiedades petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas y geológicas en general, se recomienda incluir los mapas considerados así como su sobre posición. Indicar con detalle los valores de corte empleados en cada una de las propiedades analizadas.

Presentar los resultados de la estimación de recursos técnicamente recuperables en las siguientes agrupaciones:

- Recursos técnicamente recuperables de la Asignación o área Contractual para aceite y gas.
- Recursos técnicamente recuperables por campo asociado a la Asignación o área Contractual para aceite y gas.
- Recursos técnicamente recuperables por yacimiento asociado a la Asignación o área Contractual para aceite y gas.

Incluir una tabla donde se incluyan las estimaciones.

IV.3. Reservas de hidrocarburos

Presentar la cuantificación de las reservas al límite contractual o de la asignación, y al límite económico para las categorías 1P, 2P y 3P para aceite, gas, condensado y petróleo crudo equivalente (PCE), a nivel de asignación/contrato, campo, yacimiento, pozo o grupo de pozos. Presentar las siguientes tablas:

Contrato o Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes al límite económico			
						Aceite mmb	Gas mmmmpc	Condensado mmb	PCE mmb
				1 de enero de ...	1P				
					2P				
					3P				

Contrato o Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes a la vigencia del Contrato o Asignación			
						Aceite mmb	Gas mmmmpc	Condensado mmb	PCE mmb
				1 de enero de ...	1P				
					2P				
					3P				

Explicar con detalle la metodología empleada para la estimación de reservas a nivel de pozo o grupo de pozos en función del tipo de perforación, terminación, estimulación, etc. Mostrar y explicar con detalle los resultados de por lo menos una corrida de sensibilidad aplicada en los parámetros de entrada para el cálculo de reservas a nivel de pozo. Mostrar los resultados en escenarios como por ejemplo optimista, medio y pesimista.

IV.4. Pronóstico de producción

Presentar y explicar el pronóstico de producción asociado a cada categoría de reservas 1P, 2P y 3P para los productos aceite, gas, y condensado mismos que deberán ser consistentes con la alternativa seleccionada para el Plan de Desarrollo propuesto. Estos pronósticos de producción se deben de presentar al final del Contrato o Asignación, y al límite económico considerando lo siguiente:

- Los pronósticos de producción anualizados por Contrato o Asignación.
- Los pronósticos de producción anualizados por campo asociado al Contrato o Asignación.
- Los pronósticos de producción anualizados por yacimiento asociados al Contrato o Asignación.

Incluir de manera gráfica los pronósticos por producto y especificar el horizonte.

Todos los perfiles de producción se presentarán de forma anualizada durante el periodo que cubre el Contrato o la Asignación; y serán consistentes con los aspectos de geociencias, con el Plan de Desarrollo calendarizado propuesto y con los pozos tipo definidos en la misma propuesta del Plan de Desarrollo.

IV.5. Factores de recuperación

Presentar los factores de recuperación asociados a las categorías de reservas 1P, 2P y 3P para aceite y gas de forma consistente con el volumen original y con los pronósticos de producción, de esta forma se presentarán los factores de recuperación considerando lo siguiente:

Contrato o Asignación	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P, 3P				

Campo	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P, 3P				

Yacimiento	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmpc
			1P, 2P, 3P				

V. Evaluación económica

V.1. Estructura de precios

Incluir al menos un escenario bajo, medio y alto de precio de hidrocarburos. Desarrollar la metodología empleada para calcular los escenarios de precios de hidrocarburos considerados en el análisis económico.

Los escenarios de precios del aceite incluirán los pronósticos de precios de los crudos marcadores utilizados en la estimación, así como los ajustes por calidad del hidrocarburo y la estimación diferencial de precios debido al costo de transporte. En caso de que por calidad sea necesario valuar los crudos a distintos precios, incluir la estimación para cada tipo de aceite como se muestra en la siguiente tabla:

Escenario:					
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n	
Crudo Marcador (usd/b)					
Ajuste por calidad					
Ajuste por transporte					
Precio de venta del crudo ajustado					

Para el gas, también se presentará la metodología empleada para estimar la proyección de precio en función de su poder calorífico. En caso de que el gas tenga contaminantes, se explicará la metodología para aplicar la penalización de su precio. Además, incluir la proyección del precio de referencia utilizado y el ajuste necesario. Presentar esta información con el siguiente formato:

Escenario:				
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n
Precio de referencia (usd/b)				
Ajuste por calidad				
Ajuste por transporte				
Precio de venta del gas ajustado				

En el caso de los condensados incluir el precio de referencia utilizado, así como los ajustes por calidad y por costo de transporte. Presentar la información en una tabla con el siguiente formato:

Escenario:				
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n
Precio de referencia (usd/b)				
Ajuste por calidad				
Ajuste por transporte				
Precio de venta de los condensados ajustado				

Las proyecciones de precios de los hidrocarburos, pueden ir acompañadas de gráficos de apoyo en donde se muestren claramente las proyecciones y los valores de referencia.

En este apartado incluir también las estimaciones que se hayan realizado para el tipo de cambio y los supuestos que se hayan considerado sobre la inflación, con las explicaciones de las metodologías. Presentar esta información con el formato que se muestra a continuación:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Tipo de cambio (pesos/usd)				
Pronóstico de inflación (%)				

Incluir las hojas de cálculo para las estimaciones de la estructura de precios en dólares americanos.

V.2. Estimación de costos de pozos e infraestructura principal

Presentar de manera desglosada los factores y actividades involucradas al estimar los costos de los pozos, ductos e instalaciones previstas para el desarrollo del campo, así como al realizar mejoras en el área del Contrato o Asignación; esto incluye aspectos como perforación, terminación y abandono, entre otros.

Presentar el costo estimado unitario para la infraestructura principal, o en su caso, su valor de arrendamiento al menos para los siguientes conceptos. Esta información se entregará con el siguiente formato:

Infraestructura	Costo estimado (mmUSD)	Actividad 1	Actividad 2	Actividad n	Comparación en el mercado internacional (mmUSD)	Observaciones sobre la comparación internacional
Pozos exploratorios						
Pozos delimitadores						
Pozos de desarrollo						
Plataformas /Equipos de perforación						
Instalaciones principales						
Ductos						

Las actividades solicitadas en ésta tabla se refieren a aquellas principales que justifican el costo.

Además, sustentar los costos obtenidos mediante comparativos a nivel nacional e internacional. Presentar un análisis de costos por cada pozo tipo e infraestructura considerados.

Presentar el desglose de los costos operativos de acuerdo a la siguiente tabla:

Monto (mmUSD)	Año 1	Año 2	...	Año n
Mano De Obra				
Materiales				
Servicios Corporativos				
Servicios Generales				
Administración del corporativo				
Compras				
Compras de gas				
Reserva Laboral				
Jubilados				

Así también, presentar los costos de inversión de acuerdo a los lineamientos emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público acorde a las categorías incluidas en el anexo de inversiones.

V.3. Evaluación económica del Plan de Desarrollo

Presentar detalladamente la metodología empleada para analizar la evaluación económica del Plan de Desarrollo propuesto. La evaluación económica se presentará de forma anualizada durante el periodo de vigencia del Contrato o Asignación.

El contratista deberá presentar la siguiente información sobre la producción de las alternativas analizadas y para el caso de la alternativa seleccionada, el contratista presentará un escenario bajo, medio y alto; así como los supuestos que utilizó para integrarlo.

Escenario:	Año 1	Año 2	...	Año n
Variable				
Producción de petróleo crudo equivalente (mbpce)				
Producción de aceite (mb)				
Producción de gas asociado (mmpc)				
Producción de gas no asociado (mmpc)				
Producción de condensado (mbpce)				

Presentar la información de costos, inversiones e ingresos utilizados para el cálculo del régimen fiscal con el siguiente formato:

Escenario:					
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n	
Costo operativo					
Costos Fijos					
Costos Variables					
Costos de Transporte					
Inversiones					
Inversión en exploración					
Perforación					
Otros					
Inversión en desarrollo					
Perforación					
Infraestructura					
Otros					
Inversión en recuperación mejorada					
Inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte					
Ingresos totales					
Ingresos por la venta de aceite					
Ingresos por la venta de gas natural asociado					
Ingresos por la venta de gas natural no asociado					
Ingresos por la venta de condensados					

Presentar la estimación de los flujos de la depreciación y de las deducciones utilizadas para el cálculo de los derechos y para la estimación de la recuperación de costos en caso de que ésta sea aplicable. Resumir la información con el siguiente formato:

Escenario:					
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n	
Depreciación de la inversión en exploración y recuperación mejorada (1 año)					
Depreciación de la inversión en desarrollo (4 años)					
Depreciación de la inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte (10 años)					
Costos recuperables					
Costos recuperados (cost oil)					
Costos no recuperados acarreados al siguiente periodo					

Incluir la evaluación del régimen fiscal para las alternativas presentadas, así como las variables utilizadas en el cálculo; en caso de que algún rubro no aplique presentarlo en ceros. Resumir esta información con el siguiente formato:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Bono a la firma				
Cuota exploración				
Regalías				
Aceite				
Gas natural no asociado				
Gas natural asociado				
Condensados				
Contraprestación (utilidad compartida)				
Impuesto por actividad de exploración y explotación				
Ingreso gravable por el ISR				
Servidumbre producción				
Servidumbre instalaciones				

Presentar con el formato que se muestra a continuación las utilidades y los flujos esperados del proyecto:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Utilidad operativa contractual				
Utilidad operativa contractual a favor del contratista				
Flujo de efectivo antes de impuestos				
Flujo de efectivo después de impuestos				

Presentar y explicar los indicadores económicos empleados para realizar la evaluación económica para cada una de las alternativas evaluadas y para los tres escenarios de la alternativa elegida. Los indicadores obtenidos se resumirán en una tabla como la siguiente:

Indicadores económicos	Unidades	Antes de	Después de impuestos
		impuestos	Contratista/Asignatario Estado
VPN	MM\$		
VPI	MM\$		
VPN/VPI	\$/ \$		
RBC	\$/ \$		
TIR	%		

El contratista presentará los análisis de sensibilidad para cada una de las alternativas como para los escenarios de la alternativa seleccionada con respecto a las siguientes variables:

- Precios de hidrocarburos
- Producción de hidrocarburos
- Costos operativos
- Inversión

VI. Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Identificar peligros y riesgos de la seguridad industrial más relevantes relacionados con las actividades físicas consideradas, así como las actividades que implican riesgos operativos y que podrían afectar las metas del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas. Contar con planes de contingencia en caso de siniestro asociado al Plan de Extracción de Hidrocarburos, tomar en cuenta los aspectos de restauración y remediación presentados en el Manifiesto de Impacto Ambiental y de los estudios de riesgo ambiental. Contar también con una brigada de reacción. Reportar en bitácoras.

Identificar los posibles incidentes que ocasionen algún impacto ambiental y presentar la mejor estrategia para cumplir oportunamente con la responsabilidad en la legislación ambiental en materia de impacto y riesgo ambiental. Así también, incluir las medidas de mitigación, manejo, prevención, minimización, restauración y compensación que se tienen con objeto de evitar o reducir los impactos ambientales que pudieran ocurrir en el área del Contrato o Asignación.

Presentar los requerimientos mínimos de seguridad que cubre el Operador Petrolero, las asociadas, los proveedores, los contratistas y el personal con el fin de evitar incidentes y accidentes durante la ejecución del Plan de Evaluación en el área de Evaluación.

Incluir un plan de prevención de accidentes e incidentes y de capacitación continua. Apegarse a los lineamientos establecidos por las autoridades correspondientes.

Describir la filosofía de operación de las instalaciones, incluyendo la manera en la que opera las instalaciones, explicar el flujo del proceso en el que operan y mencionar los límites funcionales. En caso de un incidente, explicar detalladamente la manera de reestablecerlos a la normalidad, de tal forma que siempre se encuentren en los parámetros normales para su óptima función y evitar riesgos en operación.

VII. Administración de riesgos

VII.1. Identificación de riesgos

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Presentar el análisis realizado para identificar los riesgos asociados a las actividades propias del Plan de Desarrollo propuesto. Definir las categorías de los riesgos identificados, enlistarlos y definirlos. Ejemplos de diferentes tipos de riesgo se presentan a continuación:

- Riesgos técnicos y estratégicos, son los asociados con los elementos que conforman el sistema petrolero, afectan directamente en la estimación de volúmenes originales, recursos prospectivos, recursos técnicamente recuperables y reservas, y principalmente en la producción de hidrocarburos. Dentro de los riesgos técnicos también se incluyen los relacionados con la perforación, terminación, abandono y todo lo relacionado con la extracción, transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos. Además de posibles riesgos en la disponibilidad de insumos, materiales o equipos.
- Riesgos relacionados con la aplicación de tecnologías, son los relacionados con toda la logística necesaria para poder obtener e implementar las herramientas tecnológicas de acuerdo al Plan de Desarrollo en tiempo y forma.
- Riesgos operativos, son los asociados principalmente a las actividades de perforación consideradas como parte del Plan de Desarrollo, por ejemplo, presencia de gases peligrosos, problemas geomecánicos, accidentes mecánicos, altas temperaturas.
- Riesgos económicos y financieros, serán identificados durante la evaluación económica del Plan de Desarrollo.
- Riesgos ambientales y sociales, serán identificados como parte de las evaluaciones de impacto ambiental y social; son los riesgos relacionados con los problemas específicos del área contratada o asignada, referentes tanto al medio ambiente como a los habitantes que pueden representar un imprevisto de no ser ponderado el riesgo.

VII.2. Evaluación de los riesgos

Presentar los resultados de la evaluación de cada uno de los riesgos identificados, incluyendo los mecanismos de detección, la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial.

VII.3. Jerarquización de riesgos

Explicar la metodología empleada para jerarquizar los riesgos identificados y evaluados. Mostrar los riesgos jerarquizados según los parámetros considerados, como por ejemplo probabilidad de ocurrencia, impacto potencial, periodo de detección y mitigación, etc. Se puede incluir un análisis de ocurrencia del riesgo y relacionarlo con la severidad o consecuencia.

VII.4. Mitigación de riesgos

Presentar las metodologías consideradas para la mitigación de los riesgos identificados, evaluados y jerarquizados según los puntos anteriores. Explicar las características de los mecanismos de mitigación y la forma de su implementación, así como su probabilidad de éxito y los factores clave para lograrlo. Incluir la mejor solución para evitar el riesgo identificado, proponer las medidas específicas a seguir para mitigar dicho problema.

En caso de existir incidentes previos en el área contratada o asignada, explicar con detalle el análisis post-mortem realizado del evento y las medidas consideradas para evitar que suceda de nuevo en el futuro.

Presentar una tabla de riesgos con la siguiente información:

Riesgo	Tipo	Descripción del riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto potencial	Medidas de mitigación	Probabilidad de éxito de las medidas de mitigación
--------	------	------------------------	----------------------------	-------------------	-----------------------	--

Presentar la matriz de asignación de responsabilidades de acuerdo a los lineamientos establecidos por la dependencia correspondiente.

VIII. Contenido nacional

Presentar el programa de cumplimiento de las metas de contenido nacional, incluyendo los principales supuestos y los posibles riesgos.

Detallar de manera anual la evolución del porcentaje de contenido nacional desde el inicio del Plan de Desarrollo hasta el fin del contrato, señalando las principales adquisiciones y contrataciones necesarias para el cumplimiento de las metas.

Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Adquisición 1				
Adquisición 2				
...				
Adquisición n				

Incluir una estimación de los principales componentes del contenido nacional de acuerdo a la metodología establecida por la Secretaría de Economía:

Variable (pesos)	Año 1	Año 2	...	Año n
Gasto total				
Bienes				
Mano de obra				
Servicios				
Servicios de capacitación				
Inversión en infraestructura física local y regional				
Transferencia de tecnología				
Contenido nacional				
Bienes				
Mano de obra				
Servicios				
Servicios de capacitación				
Porcentaje de contenido nacional				

Además de presentar un programa de transferencia de tecnología de alto impacto o estratégica, incluyendo los plazos y las etapas aplicables.

ANEXO IV**Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral**

La presente Guía tiene por objetivo establecer el contenido de información de los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral que deberán presentar los Operadores Petroleros que, conforme al Artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, lleven a cabo actividades de Exploración o desarrollo del gas natural contenido en vetas de carbón mineral, de tal manera que la Comisión esté en capacidad de contar con los elementos suficientes y necesarios para evaluar los aspectos técnicos, operativos y económicos, entre otros, para aprobar dichos planes y, en su caso, sus modificaciones.

La estructura de esta Guía cubre los aspectos relevantes de base para documentar los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral.

Guía de los Planes de Exploración de Gas Natural contenido en la Veta de Carbón Mineral**1. Presentación de la información**

El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el Plan de Exploración y la información asociada en formato digital, atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Exploración en archivo de texto digital editable en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff o .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff o .jpg.
- b) Plan de Exploración integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a) Archivos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b) Cronogramas en el formato más reciente.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- c) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

Carpeta 4. Anexos al Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Programa de Administración de Riesgos en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf
- b) Primer programa de trabajo y primer presupuesto de exploración en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf.
 - Tablas en hojas de cálculo con datos originales en el formato más reciente.
 - Cronograma como figura y en el formato más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

2. Contenido del Plan de Exploración

I. Resumen Ejecutivo.

- I.1. Introducción.- descripción del área otorgada mediante el Contrato o Asignación, y del Plan de Exploración correspondiente en relación con el área de concesión minera.
- I.2. Objetivos.- descripción de los objetivos generales del Plan de Exploración de Gas Natural que incluya las metas físicas, volumétricas e inversiones
- I.3. Estrategia exploratoria.- descripción de la estrategia exploratoria seleccionada, que sea acorde con las características geológicas del área.
- I.4. Actividades exploratorias principales.- descripción del programa de actividades consideradas en el Plan de Exploración.
- I.5. Monto de inversión.- Incluir el monto total de inversión considerado en el Plan de Exploración.
- I.6. Datos de contacto del personal responsable del Plan de Exploración.- nombre, cargo, número de teléfono oficina, correo electrónico.
- I.7. Cualquier otra información que el Operador Petrolero considere necesaria.

II. Información General:

II.1. Identificación del área.

- II.1.1. Nombre del Operador Petrolero;
- II.1.2. Nombre y número de identificación del Contrato o Asignación;
- II.1.3. Vigencia del Contrato o Asignación;
- II.1.4. Copia del título de la concesión minera;
- II.1.5. Nombre del titular, y
- II.1.6. Periodo de vigencia de la concesión minera.

II.2. Ubicación geográfica.- descripción de la ubicación geográfica y mapas regional y local donde se identifique el área de exploración otorgada e incluya, al menos, escala y coordenadas geográficas. Anexar, en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010 y, en su caso, la más reciente:

- II.2.1. Área de Asignación o contractual;
- II.2.2. Nombre de la cuenca sedimentaria.
- II.2.3. Elevación del terreno;
- II.2.4. Extensión de las vetas de carbón identificadas;
- II.2.5. Prospectos exploratorios;
- II.2.6. En su caso, ubicación de los pozos, barrenos perforados y galerías, y
- II.2.7. Elementos geográficos y culturales de referencia (ríos, carreteras, poblados, etc.);

II.3. Contexto geológico regional.- descripción del contexto geológico regional orientado a las formaciones de carbón mineral. Incluir la ubicación del área en mapas geológicos en los que se identifiquen las unidades anteriormente mencionadas:

- II.3.1. Marco tectono-estructural.- descripción de la evolución tectónica de las estructuras tipo del área. Incluir mapas estructurales representativos y secciones sísmicas interpretadas representativas.
- II.3.2. Marco estratigráfico.- descripción de la secuencia estratigráfica del área con las unidades estratigráficas que conforman la columna tipo.
- II.3.3. Marco sedimentológico.- descripción y mapas de los sistemas sedimentarios, ambientes de depósito y distribución de facies de los niveles estratigráficos de interés económico.

II.4. Reseña de antecedentes exploratorios.- Presentar una descripción general de las actividades exploratorias previas asociadas a las formaciones de carbón mineral, incluyendo los resultados obtenidos.

II.5. Inventario de información exploratoria inicial.- incluir la siguiente información, según corresponda:

- Nombre del estudio;
- Fecha de elaboración;
- Objetivos;
- Mapa de cobertura que identifique el área geográfica del estudio;
- Resumen de resultados;
- Autores, e
- Información complementaria que el Operador Petrolero considere.

II.6. En su caso, inventario de pozos exploratorios de Gas Natural.

II.6.1. Pozos exploratorios: verticales, horizontales o diseños especiales (sistema *pinnate*);

II.6.1.1. Nombre;

II.6.1.2. Coordenadas geográficas;

II.6.1.3. Fecha de inicio de perforación y conclusión de la terminación;

II.6.1.4. Elevación del terreno;

II.6.1.5. Profundidad total vertical y desarrollada;

II.6.1.6. Columna geológica;

II.6.1.7. Intervalos de carbón mineral;

II.6.1.8. Resultados de pruebas de desorción;

II.6.1.9. Resultados de pruebas de desgasamiento;

II.6.1.10. Tipo de Gas Natural, y

II.6.1.11. Resultado final y estimación de volúmenes de gas.

III. Plan de Exploración:

III.1. Objetivos.

III.1.1. Metas físicas.

III.1.1.1. Número y diseño de pozos exploratorios;

III.1.1.2. Cobertura en km² de adquisición de información geofísica;

III.1.1.3. Cobertura en km² de procesamiento de información geofísica;

III.1.1.4. Principal enfoque de los estudios exploratorios.

III.1.2. Metas volumétricas.

III.1.2.1. Composición del Gas Natural;

III.1.2.2. Evaluación del potencial gasífero;

III.1.2.3. Pronóstico de incorporación de reservas de Gas Natural.

III.1.3. Inversión total desglosada.

III.2. Alcances.- Descripción de los alcances del programa exploratorio multianual dentro de los plazos del Contrato o título de Asignación correspondiente, acorde con los términos y condiciones, así como con el programa mínimo de trabajo y el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo.

III.3. Estrategia exploratoria.- Descripción de la estrategia exploratoria correspondiente, de acuerdo con las características geológicas del área y las actividades e inversiones propuestas.

III.3.1. Análisis de los elementos considerados para definir la estrategia exploratoria contenida en el Plan de Exploración:

III.3.1.1. Aspectos estratégicos.

III.3.1.2. Escenarios de incorporación de reservas.

- III.4.3.5. Profundidad total programada, en mv y md para el caso de trayectoria no vertical.
 - III.4.3.6. Columna geológica probable.
 - III.4.3.7. Objetivos y profundidad programados.
 - III.4.3.8. Tipo de Gas Natural esperado.
 - III.4.3.9. Programa preliminar de toma de información
 - Núcleos.
 - Registros geofísicos de pozo: Rayos Gamma y densidad.
 - Perfiles sísmicos verticales (VSP).
 - Pruebas de formación.
 - Pruebas de extracción de agua.
 - Pruebas de desorción de Gas Natural.
- III.5. Pronóstico de Incorporación de Reservas.-** Derivado de la cartera de prospectos exploratorios, diseño y plan de perforación en la alternativa estratégica más viable:
- III.5.1. Escenarios de incorporación de reservas de Gas Natural.
 - III.5.2. Perfiles de producción de gas.
 - III.5.3. Perfiles de extracción de agua.
- III.6. Opciones tecnológicas.**
- III.6.1. Identificación de retos tecnológicos.- Descripción de los retos tecnológicos identificados para llevar a cabo las actividades de exploración.
 - III.6.2. Criterios de selección de tecnologías exploratorias.- Descripción de criterios de selección de las tecnologías exploratorias que permitirán elevar la eficiencia para alcanzar los objetivos y resultados planteados con un menor requerimiento de recursos, o que incrementan la efectividad reduciendo el margen de incertidumbre.
 - III.6.3. Descripción de tecnologías a utilizar.- Descripción de la(s) alternativa(s) tecnológica(s) a utilizar en el proceso exploratorio del área contractual y una declaración indicando que la(s) tecnología(s) empleada(s) corresponden a las Mejores Prácticas de la industria.
- III.7. Programa de inversiones.-** Presentar una tabla relacionada con las inversiones asociadas a cada elemento del programa de actividades, anualizada para el periodo de exploración y expresada en millones de dólares (MMUSD), considerando:
- III.7.1. Adquisición y procesamiento de información geofísica;
 - III.7.2. Estudios exploratorios;
 - III.7.3. Perforación de pozos exploratorios.
- III.8. Evaluación económica.-** Evaluación económica antes y después de impuestos del Plan de Exploración, incluyendo las premisas utilizadas en la evaluación por el Operador Petrolero. De dicha evaluación se deberá estimar al menos los valores de los siguientes indicadores:
- III.8.1. Premisas:
 - Precio de gas
 - Precio de Petróleo
 - Tasa de descuento
 - Tipo de cambio
 - Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente
 - Costo de pozos exploratorios
 - Costo de pozos de desarrollo
 - Costo por transporte

III.8.2. Indicadores.

- Valor Presente Neto (VPN).
- Valor Presente de la Inversión (VPI).
- VPN/VPI.
- Relación de Beneficio-costo (RBC).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).

III.9. Programa de administración de riesgos.- Presentar, como un documento anexo al Plan de Exploración, el Programa de administración de riesgos que incluya las acciones y medidas de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como de mejora del desempeño, de conformidad con el Sistema de Administración. Este programa se deriva del Sistema de Administración y deberá ser presentado a la Comisión, quien a su vez lo remitirá a la Agencia Nacional de Seguridad y de Protección al Medio Ambiente del Sector para su aprobación.

IV. Primer programa de trabajo.- En el caso de Contratos para la Exploración de Gas Natural, el Operador Petrolero deberá presentar los siguientes programas de acuerdo con los términos contractuales

IV.1. Primer programa de actividades.- El primer Programa de Trabajo será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración para la aprobación de la Comisión. El primer Programa de Trabajo deberá cubrir las Actividades exploratorias a realizarse durante el primer año contractual y durante el resto del año en el que termine el primer año contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Programa de Trabajo de cada Año, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior.

IV.2. Primer presupuesto de Exploración.- El primer Presupuesto de Exploración será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración. El primer Presupuesto deberá incluir los Costos a incurrirse durante el primer Año Contractual y los Costos a incurrirse durante el resto del Año en el que termine el primer Año Contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Presupuesto de cada Año subsiguiente, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior. El presupuesto de Exploración Anual, deberá ser congruente con el Programa de Trabajo correspondiente.

El Operador Petrolero no podrá realizar ninguna modificación al Presupuesto aprobado sin el consentimiento de la Comisión. Cualquier solicitud de modificación al Presupuesto deberá contener la justificación de las desviaciones en los Costos respecto del Presupuesto original.

V. Indicadores clave de desempeño para el Plan de Exploración.

V.1. Programa mínimo de trabajo:

Actividades realizadas vs actividades programadas.

V.2. Avance en la perforación de pozos:

Pozos perforados vs pozos programados.

V.3. Estudios exploratorios:

Estudios realizados vs estudios programados.

V.4. Adquisición o procesamiento de información geofísica:

Estudios geofísicos realizados vs estudios geofísicos programados.

V.5. Volumen de recursos prospectivos de Gas Natural:

Recursos prospectivos iniciales vs recursos prospectivos incrementales.

V.6. Volumen de reservas incorporadas de Gas Natural:

Reservas incorporadas vs pronóstico de incorporación de reservas.

V.7. Contenido nacional:

% de contenido nacional por año.

**Guía de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural
Contenido en la Veta de Carbón Mineral**

3. Presentación de la información

El Operador Petrolero entregará a la Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción y la información asociada en formato digital atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Desarrollo para la Extracción

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Desarrollo para la Extracción en archivo digital editable en formatos Office en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff o .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff o .jpg.
- b) Plan de Desarrollo para la Extracción integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- d) Archivos anexos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- e) Diagramas de Gantt en el formato más reciente.
- f) Archivos de datos y proyectos en formato de programas de cómputo especializados.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- g) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

4. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción

I. Resumen Ejecutivo.

El resumen ejecutivo es una recapitulación general de los elementos contractuales, técnicos, operativos, económicos y de riesgo del área del Contrato o Asignación. Todos los puntos considerados en el resumen ejecutivo se encuentran explicados de forma más detallada en los siguientes apartados.

I.1. Datos generales de la asignación petrolera o contrato

En el caso de un Contrato presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	Comentarios
Nombre	
Estado y municipio	
Área contractual	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de contrato	
Operadora y socios con porcentaje de participación	
Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o Campos	
Colindancias	
Otras características	

En el caso de una Asignación presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	Comentarios
Nombre	
Estado y municipio	
Área de asignación	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de asignación	
Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o campos	
Colindancias	
Otras características	

I.2. Ubicación geográfica

Explicar las características de la ubicación del área contratada o asignada. Presentar un mapa de la concesión minera de referencia en donde se muestre:

- La ubicación de las minas delimitadas por la concesión.
- Escala, nombre de la cuenca y/o sub-cuenca, así como accesos, las distancias a las poblaciones o municipios más cercanos y cualquier otra información importante.
- Rasgos topográficos importantes, vías de acceso, poblados cercanos, división estatal y municipal, zonas protegidas, y cualquier otra información importante.

Presentar en una tabla la ubicación de todos los vértices del polígono que limita el área del Contrato o Asignación:

Vértice	Longitud	Latitud
1		

I.3. Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

Explicar de manera clara y concisa el objetivo que incluya:

- Información del gas natural contenido en las vetas de carbón.
- Volumen a recuperar para cada formación del área del Contrato o Asignada. Presentar esta información en dos versiones, la primera hasta la vigencia del Contrato o Asignación, y la segunda hasta el límite económico del área.
- Factor de recuperación para cada formación para toda el área del Contrato o Asignada. Presentar esta información en dos versiones, la primera hasta la vigencia del Contrato o Asignación, y la segunda hasta el límite económico del área.
- Total de actividades físicas consideradas en el Plan de Desarrollo propuesto como perforación, tecnologías a desarrollar, métodos de recuperación secundaria y mejorada, instalaciones de superficie, etc.
- Inversiones y gastos de operación asociados al Plan de Desarrollo propuesto.
- Razones detalladas para la modificación al Plan de Desarrollo (cuando aplique).

I.4. Descripción de los campos y yacimientos

Presentar una descripción general de las características principales de la sub-cuenca que tiene potencial de carbón y gas, incluyendo el marco geológico, situación minera, los aspectos petrofísicos, geomecánicos, geológicos y de formación. Se requiere que la información sea consistente con lo presentado en los siguientes apartados de esta guía. Apoyar las explicaciones con mapas, diagramas y figuras representativas.

(Continúa en la Cuarta Sección)

CUARTA SECCION

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

(Viene de la Tercera Sección)

Presentar una tabla con la información de cada veta de carbón mineral dentro del área contratada o asignada como se muestra a continuación:

Características generales	Veta de carbón 1	Veta de carbón 2
Área (km ²)		
Año de descubrimiento		
Fecha de inicio de explotación		
Profundidad promedio (m)		
Elevación (m)		
Situación minera		
Nombre de la mina		
Formaciones en producción		
Estado actual		
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados		
Estado actual de pozos		
Tipo de sistemas artificiales de producción		
Marco Geológico		
Era, periodo y época		
Cuenca y/o sub-cuenca		
Régimen tectónico		
Ambiente de depósito		
Litología almacén		
Condiciones hidrodinámicas		
Propiedades petrofísicas		
Rango		
Grado		
Tipo		
Contenido de ceniza (%)		
Contenido de materia volátil (%)		
Contenido de carbón fijo (%)		
Contenido de materia orgánica		
Porosidad (%)		
(especificar tipo)		
Permeabilidad (mD)		
(Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)		
Densidad		
Humedad		
Saturaciones		
(Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, etc.)		
Módulo de Young		
Coeficiente de Poisson		
Presencia y orientación de discontinuidades naturales		
Espesor neto y bruto promedio (m)		
Relación neto/bruto		

Propiedades de los fluidos

Tipo de gas
 Poder calorífico
 Calidad y contenido de azufre
 Origen del gas

Propiedades del yacimiento

Temperatura (°C)
 Presión inicial (kg/cm²)
 Presión actual (kg/cm²)
 Permeabilidades relativas
 Mecanismos de empuje principal y secundario

Perforación y terminación

Tipos de pozos
 Longitud horizontal
 Distancia entre pozos
 Tecnología de fracturamiento
 Tipo de apuntalante
 Número y distancia de fracturas
 Volumen de agua por pozo

Extracción

Métodos de recuperación secundaria
 Métodos de recuperación mejorada
 Instalaciones

Agregar tantas columnas como formaciones a explotar. Indicar la fecha en la que se contabilizan los pozos, su estado y las características de la formación.

I.5. Recursos y reservas de hidrocarburos

Incluir la siguiente tabla por formación para las últimas reservas cuantificadas o en su caso certificadas

Campo	Volumen original	Categoría de recuperación	Factor de recuperación	Reserva remanente		Producción acumulada
	Gas natural mmmpc	1P. 2P o 3P	Gas %	Gas mmmpc	PCE mmb	Gas mmmpc

Reservas al 1 de enero de 20...

I.6. Descripción de la alternativa de desarrollo propuesta

En caso de que el descubrimiento comercial se extienda más allá del área contractual, proponer un programa para el desarrollo unificado del campo entre las Operadoras involucradas.

Presentar la información de acuerdo a los siguientes puntos:

I.6.1. Actividades físicas

Describir las actividades físicas consideradas durante el periodo que cubre la actual Contrato o Asignación. Estas actividades pueden ser perforación de pozos, reparaciones mayores y menores, taponamiento, instalaciones, abandono, etc.

I.6.2. Pronóstico de producción

Describir brevemente el pronóstico de producción asociado al plan propuesto. En el caso de una modificación explicar el pronóstico asociado al plan aprobado y comparar con el pronóstico del plan propuesto.

Presentar gráficos del pronóstico de producción anualizado de gas para toda el área asignada o contratada. Cada uno de estos gráficos incluirá las siguientes curvas:

- Pronóstico asociado al plan aprobado
- Pronóstico del plan propuesto
- Histórico de producción

Indicar en cada gráfico la fecha de inicio y fin de la vigencia del Contrato o Asignación, y la fecha de inicio del plan propuesto en caso de su aprobación.

Presentar un gráfico de barras con la producción acumulada de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente (PCE), calculado desde el inicio del plan propuesto hasta el potencial completo de las formaciones en el área contratada o asignada. Resaltar en cada una de las barras la producción total considerando la vigencia del Contrato o Asignación.

I.6.3. Inversiones y gastos de operación

Describir brevemente las inversiones y gastos de operación asociados con el Plan de Desarrollo propuesto. En el caso de una modificación describir las inversiones y los gastos de operación del plan aprobado y comparar con el plan propuesto

Presentar una tabla como se muestra a continuación con los rubros de acuerdo a los lineamientos de la SHCP y su modificación indicando actividad, sub-actividad y tarea.

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Total (mmUSD)

Separar los costos asociados a la recuperación secundaria y mejorada y presentarlos de forma explícita. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación propuesta en el Plan de Desarrollo.

I.6.4. Infraestructura

Describir las principales instalaciones de producción, tratamiento e inyección que contemple el Plan de Desarrollo. Incluir diagramas y figuras. Explicar brevemente la forma en la que operan las instalaciones describiendo el flujo de sus procesos y la manera de reestablecerlos en caso de salirse de los parámetros normales. Explicar si se comparte infraestructura con otras áreas contractuales o asignadas.

I.6.5. Medición de hidrocarburos

Describir de forma breve los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada y calidad de los hidrocarburos correspondiente al plan propuesto.

I.6.6. Aprovechamiento de gas

Cumplir con las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas referentes a los trabajos de extracción de hidrocarburos de acuerdo a la normativa correspondiente. Presentar un gráfico anualizado de la meta de aprovechamiento de gas.

I.6.7. Indicadores económicos

Explicar brevemente las principales variables y premisas económicas consideradas durante el periodo del Contrato o Asignación para el modelo económico del Plan de Desarrollo propuesto. Presentar una tabla como la que se muestra a continuación:

Indicadores económicos	Unidades	Antes de impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MM\$			
VPI	MM\$			
VPN/VPI	\$/ \$			
RBC	\$/ \$			
TIR	%			

Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación propuesta en el Plan de Desarrollo.

I.6.8. Relación de tecnologías a utilizar

Describir de manera breve el tipo de tecnologías consideradas en el Plan de Desarrollo propuesto, sin incumplir los derechos de propiedad intelectual, así como el beneficio o ventaja esperada de éstas. Dichas tecnologías pueden incluir aspectos como perforación, terminación, toma de información, productividad, instalaciones, caracterización, entre otras.

I.6.9. Subcontrataciones

Describir brevemente las obras, servicios y materiales que se van a ser llevadas a cabo por subcontratistas, así como los criterios para la selección y subcontratación de éstos.

I.6.10. Principales riesgos

Mencionar los principales riesgos identificados para la ejecución del Plan de Desarrollo propuesto para la extracción, así como el posible impacto que éstos podrían tener y las que medidas propuestas para mitigarlos.

I.6.11. Permisos ambientales

Enlistar los permisos sociales y ambientales para las distintas actividades que se tengan contempladas, en conformidad con las normativas vigentes aplicables a la industria petrolera establecidas por las agencias gubernamentales en la materia correspondiente.

II. Antecedentes del área asignada o contratada

Indicar la información que se tiene en el área de Contrato o Asignación, que será la base del Plan de Desarrollo que se presentará a la Comisión para su evaluación. Los datos crudos del área se podrán obtener de la Comisión o de manera particular, para que la empresa Operadora los procese y entregue la mejor alternativa posible para explotar el área.

II.1. Inventario de información, estudios e infraestructura

Descripción general de la información disponible para los yacimientos en consideración dentro del área del Contrato o Asignación. Esta información incluye lo referente a pozos, núcleos, muestras y estudios de fluidos y registros de pozos, además de información y estudios geológicos, geofísicos, de caracterización dinámica, modelos estáticos y dinámicos, y cualquier otro estudio realizado en el área.

Explicar el tipo y características generales de la información en el cuerpo del documento presentado, así como también en formato de tablas, gráficos, archivos técnicos y cualquier otro especificado en los siguientes apartados.

II.1.1. Pozos

Mencionar el número y descripción de pozos perforados en el área del Contrato o Asignación. Redactar el inventario de pozos brevemente en el cuerpo del texto y presentar la información detallada como una tabla resumen que contenga la siguiente información de cada pozo o grupos de pozos en caso de que el área tenga una gran cantidad de pozos perforados:

Pozos	Número de pozos
Productores	Total de productores
Gas natural	
Inyectores	Total de inyectores
Taponados	Total de taponados
Definitivos	
Temporales	
Total	Total de pozos

Presentar la información detallada de cada pozo, geometría, intervalos disparados, estado mecánico, estimulaciones, terminaciones, fluidos de perforación entre otros, siguiendo el formato presentado por la Comisión. En caso de que el área del Contrato o Asignación tenga muchos pozos perforados, presentar los pozos en grupos representativos.

II.1.2. Infraestructura

Detallar ductos e instalaciones que se encuentran en el área asignada o contratada y su estado de conservación, mencionar si en las condiciones actuales son apropiadas para operar y si son susceptibles de ser reparadas en el caso de ser necesario, anexas listado con infraestructura a manera de inventario.

II.1.3. Núcleos y recortes

Redactar de forma breve el número de pozos con muestreo de núcleos, las formaciones muestreadas y los intervalos muestreados. Explicar de forma resumida los estudios realizados en los núcleos. En este apartado también se incluyen los estudios del sistema roca fluido como pruebas de desplazamiento (incluidas las de doble desplazamiento), curvas de adsorción, pruebas para la determinación propiedades petrofísicas, etc., en el caso que aplique.

Presentar las descripciones y análisis realizados en los recortes obtenidos durante la perforación de los pozos.

II.1.4. Fluidos

Redactar de forma breve las muestras de fluido disponibles de los pozos dentro del área contratada o asignada. Explicar los estudios realizados en las muestras de fluidos como: análisis PVT, pruebas de hinchamiento, y las principales propiedades obtenidas de los análisis disponibles del agua de formación, etc.

II.1.5. Registros de pozos y evaluaciones petrofísicas

Explicar de forma breve la información disponible de registros de pozos tanto básicos como especiales. Los registros básicos pueden incluir registros como rayos gamma, potencial natural, resistividad, sísmico, neutrón, densidad, etc. Se consideran registros especiales algunos como sísmico dipolar, de imagen de pared de pozo, anisotropía sísmico o de resistividad, resonancia magnética nuclear, etc. Incluir los registros de hidrocarburos, de cementación y cualquier otro tipo de medición realizada para conocer las propiedades de la formación o del pozo.

Explicar las evaluaciones petrofísicas disponibles en los pozos perforados dentro del área contratada o asignada. Mencionar el número de pozos evaluados y los modelos petrofísicos empleados.

II.1.6. Geología y geofísica

Describir los marcadores geológicos interpretados a partir de registros de pozos. Explicar la información sísmica 2D y 3D disponible en el área, incluyendo tecnología empleada, fecha de levantamiento y procesamiento, área de cobertura o longitud levantada, etc. Emplear mapas para mostrar la ubicación de la información disponible. Indicar el número y ubicación de pozos con información de perfiles sísmicos verticales y puntos de calibración tiempo – profundidad.

Enlistar los horizontes sísmicos interpretados total o parcialmente en el área contratada o asignada. Describir los estudios geológicos y geofísicos realizados en el área, indicando el objetivo, año de realización y resultados.

II.1.7. Pruebas dinámicas en pozo

Explicar las pruebas de presión-producción, presión de fondo fluyendo y cerrado realizadas en los pozos perforados dentro del área del Contrato o Asignación. Estas pruebas pueden ser de incremento, decremento, interferencia vertical, entre pozos, de inyección, gasto variable, entre otras.

II.1.8. Historia de producción

Explicar en el cuerpo del documento de forma breve, la información disponible de la producción y el comportamiento de la presión de cada campo que se encuentre en el área de Asignación o Contrato.

II.1.9. Modelos estáticos y dinámicos

Indicar qué estudios de caracterización estática y dinámica se han realizado dentro del área del Contrato o Asignación utilizando el software técnico correspondiente. Mencionar en el cuerpo del texto los modelos estáticos y dinámicos, además de ser resumidos en una tabla con las siguientes características:

Nombre del modelo	Tipo de modelo	Área y formación	Propiedades pobladas	Creación	Actualización	Programa de cómputo
-------------------	----------------	------------------	----------------------	----------	---------------	---------------------

Indicar si se cuenta con tablas hidráulicas que modelen el comportamiento de flujo de los pozos en el modelo de yacimiento y los criterios de operación.

II.1.10. Estudios integrales

Indicar si se cuenta con tablas hidráulicas que modelen el comportamiento de flujo de los pozos en el modelo de yacimiento y los criterios de operación. Se consideran como estudios integrales aquellos que involucran información y análisis de varias disciplinas como geología, petrofísica, geofísica, yacimientos, producción, estadística, administración, etc. Enlistar los estudios integrales realizados dentro del área del Contrato o Asignación. Estos estudios pueden ser modelos geomecánicos, modelos estadísticos, identificación de zonas de interés, análisis de campos análogos, entre otros. Resumir los estudios realizados en forma de tabla con las siguientes características:

Nombre del estudio	Disciplinas relacionadas	Objetivo del estudio
--------------------	--------------------------	----------------------

II.1.11. Información geográfica

Incluir toda la información geográfica o susceptible de ser geo referenciada como anexos en formato Shapefile. Esta información puede incluir entre otras cosas:

- Rasgos geomorfológicos, elevación del terreno.
- Información cultural como poblados o ciudades cercanas, límites de estados y municipios, vías de comunicación, ductos, tuberías, infraestructura superficial, etc.
- Polígono límite el área del Contrato o Asignación.
- Ubicación de pozos en superficie, en el objetivo y en la profundidad total, ubicación de pozos con muestreo de núcleos y fluidos.
- Ubicación de localizaciones e infraestructura superficial propuesta.
- Mapas asociados a los estudios geológicos y geofísicos, como mapas estructurales, de espesores y de distribución de propiedades.
- Pozos con información de pruebas dinámicas y con historia de producción.
- Ubicación y superficies de modelos estáticos y dinámicos, mapas estructurales de intervalos de interés, mapas de propiedades, etc.

II.1.12. Otros aspectos

Anexar la información que se crea conveniente para complementar los antecedentes del área asignada o contratada, en caso de ser necesario complementar con documentos e información general siguiendo los formatos anteriormente mencionados.

II.2. Antecedentes de exploración y desarrollo

Presentar la información del área de Asignación o Contrato previa al Plan de Desarrollo o modificación del Plan de Desarrollo. Los datos podrán en parte ser adquiridos de la base de datos de la Comisión y en parte de manera particular.

II.2.1. Exploración

Describir las actividades y estudios realizados en la fase exploratoria del área del Contrato o Asignación, y que sirvieron como base para plantear el desarrollo del campo.

II.2.2. Evaluación

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de evaluación dentro del área del Contrato o Asignación y que han servido como base para proponer el Plan de Desarrollo. Estos antecedentes pueden incluir la aplicación de proyectos piloto.

II.2.3. Desarrollo

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de desarrollo ya sea por otro Operador o por el mismo Operador en seguimiento a un Plan de Desarrollo aprobado. Esto último aplica para el caso de las modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en Veta de Carbón Mineral.

II.2.4. Actividad minera

Presentar antecedentes asociados a las actividades mineras en el área ya sea por otro Operador o por el mismo, hacer énfasis en la relación de la actividad minera en mantos de carbón con la extracción del gas natural asociado.

II.3. Marco geológico regional

II.3.1. Descripción de la cuenca

Descripción de la cuenca y/o sub-cuenca en la que se ubica el área de asignación o contractual. Incluir un mapa geológico de la cuenca y/o sub-cuenca y explicar los detalles del mapa en el texto.

II.3.2. Marco tectónico regional

Describir el régimen tectónico de la cuenca y/o sub-cuenca a lo largo del tiempo geológico y las principales estructuras y fallas en el área. Sustentar la información con mapas, secciones representativas, figuras y diagramas.

II.3.3. Marco sedimentario y estratigráfico regional

Presentar la descripción de los principales ambientes de depósito, características litológicas, contenido y tipo de materia orgánica y faunística, y tipos de sedimentos o de roca predominantes. Incluir, la descripción de la estratigrafía y que contenga tiempo geológico, formación, litología, ambiente de depósito, espesor, episodios de depósito y eventos geológicos de interés. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas, modelos y diagramas.

II.3.4. Sistema petrolero

Describir el sistema petrolero al cual pertenecen los yacimientos a desarrollar incluyendo la edad y características de rango, grado y tipo, contenido de materia orgánica, contenido de ceniza, contenido de gas natural, capacidad de adsorción, etc. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas, modelos y diagramas.

Resumir toda la información del marco tectónico, sedimentario, estratigráfico y del sistema petrolero en una figura – columna que incluya tiempo geológico, formación, litología, ambiente de depósito, eventos geológicos de interés, y la tabla de sistema petrolero.

II.4. Aspectos petrofísicos

II.4.1. Rango, grado y tipo

Explicar detalladamente el muestreo mediante núcleos o recortes del o los mantos de carbón de interés, así como los estudios de laboratorio realizados en ellos. Las características de rango, grado y tipo se explicarán con detalle en muestras analizadas.

Sustentar del documento mediante el uso de imágenes representativas.

II.4.2. Porosidad y permeabilidad

Explicar los métodos y los resultados de los estudios para caracterizar el sistema poroso y las permeabilidades de las formaciones de gas contenido en veta de carbón. Definir los valores promedio o representativos para cada formación analizada. Justificar el uso de los métodos empleados en función de su aplicabilidad.

Incluir el análisis realizado para correlacionar la porosidad y permeabilidad mediante modelos empíricos o teóricos.

Sustentar la información reportada mediante el uso figuras representativas como registros de pozos con columnas litológicas, fotografías de los núcleos, recortes o láminas delgadas, gráfico cruzado de permeabilidad vs porosidad, etc.

II.4.3. Densidad y humedad

Explicar los procedimientos de muestreo y metodología de estudios de laboratorio realizados para medir las propiedades físicas del carbón como densidad, contenido de gas, humedad y saturación de agua.

II.4.4. Contenido de fluidos y capacidad de adsorción

Explicar y justificar la metodología empleada para estimar el contenido de gas, características principales asociadas al gas natural en vetas de carbón mineral y capacidad de adsorción a partir de estudios en muestras físicas.

Sustentar la información con una figura representativa de la isoterma de Langmuir. Detallar la metodología para obtener el valor representativo de la formación.

II.4.5. Propiedades mecánicas y eléctricas

Describir los estudios realizados en las muestras físicas para estimar sus propiedades mecánicas y eléctricas. Incluir un resumen con las propiedades promedio o representativas de cada una de las formaciones.

Explicar las propiedades geomecánicas del carbón en función de sus propiedades petrofísicas y presencia de discontinuidades.

II.4.6. Análisis de registros de pozos y evaluación petrofísica

Describir los análisis y estudios realizados con los registros de pozos y las evaluaciones petrofísicas realizadas a los mantos de carbón, justificando las metodologías y modelos empleados, mencionar los algoritmos y programas de cómputo utilizados. Explicar la calibración de la evaluación petrofísica con los estudios en muestras físicas.

Describir los resultados de la evaluación petrofísica integral en una tabla resumen que contenga, por ejemplo, las propiedades de porosidad total, porosidad efectiva, porosidad de matriz y fractura (cuando aplique), permeabilidades absolutas y relativas, saturaciones iniciales, críticas y residuales, relación neto/bruto, propiedades geomecánicas, geoquímicas, composición, etc., de cada uno de los horizontes de interés.

En el caso de usar valores de corte para definir los intervalos de interés discutir ampliamente la forma en la que se seleccionaron dichos valores.

II.4.7. Otros estudios petrofísicos

Incluir estudios petrofísicos realizados en muestras físicas o a partir de registros de pozos no presentados en los puntos anteriores que aporte información importante para el entendimiento geológico del área y para el Plan de Desarrollo. Por ejemplo, estos estudios pueden ser modelado e inversión de propiedades petrofísicas, clasificación de facies, tomografías en núcleos, imágenes de microscopio, etc.

Resumir las propiedades petrofísicas de las vetas de carbón mineral en una tabla general como la que se muestra a continuación:

Características	Veta de carbón 1	Veta de carbón 2
Porosidad (Tipo, valor en %)		
Permeabilidad (Tipo, valor en mD)		
Saturación (Tipo, valor en %)		
Salinidad del agua de formación		
Resistividad del agua de formación		
Valores de corte		
Otros		

II.5. Aspectos geológicos y geofísicos

II.5.1. Modelo estructural

Explicar la metodología empleada para la configuración estructural y de isopacas del o los mantos de carbón, ya sea se hayan apoyado con información sísmica 2D o 3D, información de pozos, etc. este análisis se acompañará con uno o más mapas en donde se observe claramente la estructura y espesor del o los mantos de carbón de interés.

En el caso de haber empleado información sísmica para realizar los mapas de profundidad y espesor, explicar la metodología de interpretación y la conversión a profundidad. Si hay pozos con relación tiempo-profundidad se mostrará una o varias curvas que muestren la validez de esta información.

Mostrar el modelo estructural. Se recomienda emplear secciones representativas, mapas y diagramas para sustentar las hipótesis presentadas

Explicar en el texto la interpretación detallada de las formaciones productoras por formación y apoyarse con mapas y secciones geológicas. Es necesario que los mapas correspondan con los principales intervalos productores de gas en donde se muestren con detalle los elementos estructurales de la formación, como cierre estructural echado abajo, contra falla, cresta, polígonos de fallas, etc., además de la ubicación de los pozos perforados en la zona, límite de la formación, límite del área del Contrato o Asignación, etc. También presentar mapas de espesor bruto mediante la interpretación de las principales unidades sísmicas calibradas con pozos.

Presentar los mapas, secciones estructurales y demás figuras que se consideren necesarias en los anexos con un formato extendido para una mejor apreciación del contenido de los mismos.

II.5.2. Modelo sedimentario y estratigráfico

En el resumen sobre el modelo sedimentario, describir detalladamente la creación e interpretación del modelo del o de las formaciones. Sustentar la información presentada con mapas, secciones representativas y figuras que permitan observar lo reportado. Es necesario que exista consistencia entre la creación del modelo sedimentario y la información y estudios de núcleos, registros geofísicos de pozos, evaluación petrofísica, atributos sísmicos, etc.

Para la creación de los mapas de distribución de facies, o de soporte para el modelo sedimentario, se recomienda el uso de colores adecuados que permitan una clara identificación de los rasgos por resaltar.

En caso de sustentar el modelo sedimentario con procesos sísmicos especiales como inversión sísmica, AVO, clasificación de facies, presentar una descripción detallada del flujo de trabajo empleado

En el resumen del modelo estratigráfico, describir detalladamente la creación e interpretación del modelo del o de las formaciones. Sustentar la información presentada con la columna estratigráfica, mapas de espesores, correlación de horizontes, secciones representativas y figuras que permitan observar lo reportado. Es necesario que exista consistencia entre la creación del modelo estratigráfico y la información y estudios de núcleos, registros geofísicos de pozos, evaluación petrofísica, atributos sísmicos, etc.

En caso de sustentar el modelo estratigráfico con procesos sísmicos especiales como inversión sísmica, AVO, clasificación de facies, presentar una descripción detallada del flujo de trabajo empleado

II.5.3. Análisis de discontinuidades naturales

Describir las metodologías o procedimientos empleados para la identificación y caracterización de discontinuidades naturales como fracturas a diferentes escalas, explicar los resultados y sustentarlos mediante el uso de imágenes representativas. Comentar sobre el posible impacto de las discontinuidades naturales en el Plan de Desarrollo.

II.5.4. Distribución espacial de propiedades

Describir la metodología empleada para estimar la distribución lateral y vertical de propiedades petrofísicas, mecánicas, eléctricas, etc., de interés para la caracterización de la o las formaciones dentro del área del Contrato o Asignación.

En el caso de emplear inversión sísmica, explicar con detalle el análisis de física de rocas realizado para la calibración sísmica con los estudios de muestras y con los registros de pozos. También, explicar detalladamente el flujo de proceso sísmico y los atributos obtenidos.

En el caso de haber realizado un modelo estático, explicar detalles del proceso de creación de la malla geocelular con el nivel de detalle adecuado, explicar qué horizontes y fallas se emplearon en la malla. Resumir las características geométricas de la malla geocelular en una tabla con las siguientes características:

Características	Modelo 1	Modelo 2
Formación (es)		
Horizontes empleados		
Número de intervalos y zonas		
Número de celdas		
Tamaño horizontal de celdas		
Número de mini-capas		
Espesor promedio de celda		
Volumen total del modelo		
Propiedades pobladas		
Otros		

Si el modelo estructural fue simplificado para la construcción del modelo geocelular, explicar las consideraciones realizadas y sus posibles consecuencias en la construcción final del modelo. Incluir imágenes representativas.

Con respecto a la propagación de las propiedades petrofísicas para la construcción del modelo estático, es recomendable que se explique detalladamente cada uno de los pasos en el flujo de trabajo. Estos pasos pueden incluir:

- Escalado numérico de los registros de evaluación petrofísica a la escala de las celdas: Explicar si el espesor de las celdas permite reproducir de forma adecuada la variabilidad vertical en la o las formaciones de interés.

- Análisis geo-estadístico de las celdas con datos de pozos: Es importante presentar de forma explícita los resultados de este análisis, por ejemplo distribución de probabilidad de cada parámetro petrofísico, presencia de valores anómalos, el tipo de variograma empleado, alcance en cada dirección, valor del efecto pepita, etc.
- Propagación de propiedades petrofísicas: Especificar el tipo y parámetros del variograma empleado, el algoritmo de propagación, por ejemplo kriging, cokriging, simulación secuencial gaussiana, etc. En el caso de emplear una propagación guiada por medio de otra propiedad se recomienda sustentar de forma adecuada la correlación entre ambas propiedades. Mostrar controles de calidad sobre la propagación de propiedades, por ejemplo: histogramas comparativos de la propiedad petrofísica con diferentes resoluciones, por ejemplo la resolución original del registro, la escalada en las celdas y las celdas interpoladas en todo el modelo.
- Uso de atributos sísmicos para la propagación: Si se emplearon atributos sísmicos como apoyo para la construcción del modelo estático, por ejemplo $\lambda \cdot \rho$, $\mu \cdot \rho$, impedancia acústica, etc., explicar detalladamente el procedimiento empleado y la justificación técnica de su uso. Para esta justificación técnica se pueden presentar ejercicios de modelado sísmico mediante modelo efectivo, análisis estadísticos multivariable, identificación de patrones.
- Creación de una red discreta de fracturas: En los yacimientos en donde geológicamente se justifique el uso de redes de fracturas como apoyo para la estimación de la permeabilidad secundaria, explicar el procedimiento empleado con el nivel de detalle adecuado.

Los puntos anteriores son un ejemplo del flujo de trabajo para la construcción de un modelo estático y pueden incluirse o no de acuerdo a las características geológicas de las vetas de carbón mineral en el área del Contrato o Asignación.

II.6. Aspectos de ingeniería de yacimientos

II.6.1. Propiedades de los fluidos

Describir los estudios realizados para caracterizar la composición del gas asociado a las vetas de carbón así como sus propiedades físico-químicas. Indicar si el gas asociado a las vetas de carbón es biogénico o termogénico. Detallar las características del agua de formación de los mantos de carbón mineral, obtenidas a partir de estudios de laboratorio.

Sustentar el documento mediante el uso de figuras y diagramas representativos.

Resumir las características de los fluidos en las vetas de carbón mineral en una tabla como la que se muestra a continuación:

Características	Veta de carbón 1	Veta de carbón 2
Pozo		
Formación(es)		
Intervalo disparado		
Profundidad del muestreo		
Presión muestreo		
Temperatura muestreo		
Tipo de fluido		
Presión inicial (kg/cm ²)		
Presión de saturación (kg/cm ²)		
Relaciones de saturación		
Factores volumétricos de gas		
H ₂ S (% mol)		
CO ₂ (% mol)		
Factor de conversión del gas		

Para el caso del agua, incluir análisis como stiff & davis, análisis de compatibilidad agua-roca, entre otros, indicando las consideraciones, análisis, resultados y conclusiones más significativas y cómo impactan éstas en la producción de hidrocarburos.

II.6.2. Propiedades del sistema roca-fluido

Reportar de forma clara el procedimiento empleado para calcular las isotermas de Langmuir de los mantos de carbón en los que se explotará el gas asociado. Realizar estos estudios para la muestra original y para la muestra libre de ceniza y humedad.

Presentar los resultados de las pruebas realizadas en núcleos para caracterizar el sistema roca fluido como presión capilar, mojabilidad, permeabilidades relativas en dos fases, pruebas de desplazamiento, compresibilidad de la roca, etc.

- Explicar la metodología empleada en cada análisis y presentar los resultados en formato de tablas y apoyarse de gráficas representativas.
- En el cálculo de las permeabilidades relativas, presentar las gráficas de permeabilidad relativa en función de la saturación para todas las muestras analizadas.

II.6.3. Pruebas de estimulación y fracturamiento

Describir con detalle las pruebas de estimulación y fracturamiento realizadas en los pozos que se encuentran dentro del área del Contrato o Asignación, así como los resultados obtenidos. En este análisis especificar qué aspectos fueron los más importantes durante el diseño la estimulación. . En el caso del fracturamiento, indicar el número de intervalos a disparar y la metodología para definir la posición de los disparos. En este apartado se incluyen los resultados de las pruebas de compatibilidad del sistema roca-fluido y reactivos, cuando aplique).

II.6.4. Caracterización dinámica

Describir con el mayor detalle posible todo lo concerniente al comportamiento dinámico de yacimientos y a la caracterización dinámica derivada de éste. Dentro de la información y análisis mínimos para lograr una adecuada caracterización dinámica, incluir y detallar lo siguiente:

- Pruebas presión-producción: Detallar las características y los resultados de las pruebas representativas, mencionando aquellos puntos que se consideren importantes. Resaltar el impacto de estas pruebas para la caracterización dinámica.
- Aforos: Explicar cuántos aforos se realizaron e indicar los valores de gastos y volúmenes representativos

II.6.5. Recuperación secundaria y mejorada

En caso de aplicar, explicar las pruebas piloto realizadas para la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada. Describir detalladamente los resultados obtenidos y el impacto en el Plan de Desarrollo propuesto.

II.6.6. Análisis y ajuste de perfiles de presión producción

Incluir el análisis del comportamiento de pozos o análisis nodal, entendiendo esto como las condiciones de flujo y productividad bajo distintos estados mecánicos, aparejos de producción y sistemas artificiales de producción, de acuerdo al potencial del yacimiento. En el análisis hacer énfasis en el impacto sobre el Plan de Desarrollo propuesto.

Describir detalladamente la metodología empleada para ajustar los perfiles de producción y para estimar la recuperación final en los pozos disponibles. En el caso de emplear curvas de declinación, es necesario incluir una explicación adecuada y el uso de campos análogos cuando aplique.

En el caso de emplear modelos de simulación para la propagación y fracturas y para la dinámica de fluidos, explicar detalladamente las características del modelo, los algoritmos y programas de cómputo empleados, parámetros de entrada para el modelo, y otros aspectos importantes. Sustentar la explicación con figuras representativas.

Incluir el tema del acuífero en este tema de tal forma que se pueda entender claramente su influencia en la productividad del gas en los mantos de carbón.

II.7. Estudios integrales

II.7.1. Modelo hidrodinámico del manto de carbón

Describir las características del acuífero asociado al carbón, por ejemplo, recarga natural, características hidrodinámicas, condiciones geológicas, etc. Hacer énfasis en el impacto en la productividad en los mantos de carbón.

II.7.2. Análisis de campos análogos

Incluir un resumen de las propiedades geológicas, petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas, dinámicas, de producción, etc., así como de los fluidos presentes en el o las formaciones productoras de gas asociado a las vetas de carbón localizadas dentro del área del Contrato o Asignación Comparar estas formaciones de interés con análogos en México y en el mundo. Construir una tabla comparativa entre el o las formaciones de interés y los análogos. También, mostrar un análisis estadístico que indique en qué percentil se encuentra la formación de interés en contexto con los análogos. Emplear este análisis para comparar la historia de producción de los campos en producción con el pronóstico de los pozos tipo o de simulación para la formación en estudio.

Mencionar las tecnologías y estrategias de desarrollo empleadas en los campos análogos en función de sus propiedades geológicas y de formación. Realizar un análisis de estas prácticas internacionales para su posible aplicación el área del Contrato o Asignación.

III. Descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción

III.1. Alternativas analizadas para la selección del Plan de Desarrollo

Describir las alternativas propuestas haciendo énfasis en las diferencias entre ellas. Resumir las alternativas en una tabla con las siguientes características:

Características	Alternativa 1 (seleccionada)	Alternativa 2 ...	Alternativa n
Actividades físicas			
Producción			
Incorporación de reservas			
Gastos de operación			
Inversiones			
Tecnologías			
Otros parámetros			

Presentar información con un nivel de detalle adecuado que permita comparar las alternativas, como producción, gasto e inversión en forma de figuras y tablas anualizadas como se muestra a continuación:

Producción de Gas (mmpcd)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
Alternativa 1								
Alternativa 2								
Alternativa 3								

Inversiones o gastos (mmUSD)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
Alternativa 1								
Alternativa 2								
Alternativa 3								

Discutir ampliamente los criterios considerados para seleccionar la mejor alternativa en función de sus características. Presentar archivos anexos siguiendo el formato indicado por la Comisión. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan de Desarrollo.

III.2. Descripción técnica de la alternativa seleccionada para el Plan de Desarrollo

En caso de que el Descubrimiento Comercial se extienda más allá del Área Contractual, presentar una propuesta del programa para el desarrollo unificado de los Campos.

Todos los puntos considerados en la descripción técnica seleccionada se encuentran explicados de forma más detallada en los siguientes apartados.

III.2.1. Actividades de desarrollo y metas físicas

Explicar con detalle las actividades consideradas en el escenario seleccionado para la etapa de desarrollo para la extracción de hidrocarburos en el área asignada o de contrato. Esta información también se detallará en una tabla como la que se muestra a continuación y en función de las actividades propias de cada plan:

Actividad, sub-actividad o tarea	Año 1	Año 2	...	Año n	Total
----------------------------------	-------	-------	-----	-------	-------

III.2.2. Pozos

Describir con detalle los pozos tipo considerados en el Plan de Desarrollo en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, recuperación final estimada (EUR), y otros parámetros de importancia. Esta información será resumida en una tabla con las siguientes características:

Características	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Objetivo general			
Formación			
Geometría			
Profundidad			
Diseño de tuberías			
Terminación			
Tecnologías			
Distancia entre pozos			
Costo			
Tiempo de ejecución			
Equipo			
Recuperación final estimada			
Otras			

Apoyar la descripción de los pozos tipo con figuras y diagramas. Las características de tuberías, fluidos de perforación, e integridad de pozos, así como actividades de cementación y fracturamiento hidráulico serán consideradas en estricto apego a los lineamientos correspondientes en la materia.

Presentar a manera de resumen una tabla con la siguiente información de los pozos a perforar:

Nombre de pozo o grupo de pozos	Ubicación	Pozo tipo
---------------------------------	-----------	-----------

Describir los sistemas artificiales de producción, las reparaciones y abandono a emplear en los pozos preexistentes en el área o en los pozos a perforar, cuando aplique.

III.2.3. Toma de información y estudios

Describir a detalle los estudios y toma de información considerados en alternativa propuesta para el Plan de Desarrollo. La información a obtener incluye registros de pozos, toma de núcleos, monitoreo microsísmico, sísmica superficial, pruebas de presión-producción etc. Mientras que los estudios considerados son, por ejemplo, evaluaciones petrofísicas, caracterización estática y dinámica, etc.

En este apartado también se incluyen las pruebas piloto para la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada.

Estas actividades serán consistentes con el Plan de Desarrollo, perforación y terminación. Se recomienda presentar un calendario de actividades.

III.2.4. Infraestructura

Describir de manera general la infraestructura que va a ser construida y empleada como parte del Plan de Desarrollo, por ejemplo, ductos e instalaciones, entre otras. Presentar en forma de resumen la siguiente tabla:

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación

Describir la infraestructura necesaria para el desarrollo del proyecto, pero que no tiene una aplicación directa para la extracción o procesamiento de los hidrocarburos, Ejemplos de infraestructura alternativa son caminos, puentes, etc. Justificar su construcción o adquisición y especificar el beneficio que presentará.

Incluir a manera de resumen una tabla con las siguientes características:

Infraestructura alternativa	Justificación	A desarrollar o complemento	Fecha de entrega

III.2.4.1. Medición de hidrocarburos

Establecer de manera clara los procedimientos de Medición de los Hidrocarburos asociados al Plan de Desarrollo propuesto.

Para las instalaciones relacionadas con la medición de hidrocarburos agregar los isométricos de las instalaciones de producción, recolección y almacenamiento y en general de la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición.

Incluir diagramas de los instrumentos de medición con la conexión a las instalaciones de producción y a los sistemas de medición.

Presentar un 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.

Incluir bitácora de registro, programa de diagnóstico, competencias técnicas, indicadores de desempeño y el nombre del responsable oficial en turno.

La medición de los hidrocarburos se realizará conforme a lo establecido en los Lineamientos emitidos por la Comisión. Presentar una tabla con la siguiente información:

Fluido	Tipo medidor	Punto de medición	Características metrológicas		Calibración	
			Alcance de medición (b, litros)	Exactitud (%)	(Sí o No)	Fecha de última calibración
1						
2						
...						

Continuación de tabla

Presupuesto de incertidumbre	± % , k	Incertidumbre	
		Fuentes que afectan la incertidumbre (FAI)	Valores de FAI para estar fuera de parámetros conforme a los lineamientos de medición
1			
2			
...			

III.2.4.2. Aprovechamiento de Gas

El objetivo del apartado es explotar de manera eficiente el Gas Natural en vetas de carbón mineral, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución del mismo en condiciones técnicas de alta eficiencia.

Los Operadores presentarán una tabla de las metas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado a las vetas de carbón mineral de manera anual, a lo largo del ciclo productivo de la Asignación o Contrato.

Característica	Meta de aprovechamiento de Gas Natural	Año 1	Año 2	Año 3	Año n
Fórmula o descripción del cálculo de la meta					

Respecto a la extracción del Hidrocarburo, presentar los documentos que acrediten la solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera necesarias para explotar el Hidrocarburo.

El Plan de Desarrollo contendrá:

- Cálculo de meta de aprovechamiento al extraer el Hidrocarburo, se usará el pronóstico de producción de Gas Natural.
- Inversiones por año para desarrollar y mantener la continuidad operativa de las instalaciones para conservar, transferir o bien destruir de manera controlada el Gas Natural Asociado al carbón.
- Descripción técnica de las instalaciones y equipos e identificación de su ubicación y planos correspondientes.
- La infraestructura existente, conforme a la etapa de desarrollo de los trabajos en la que se encuentra la veta de carbón.
- Cálculo de la capacidad de manejo de gas por año, conforme a las proyecciones de Gas Natural a producir y en función de las acciones, proyectos e inversiones en infraestructura a desarrollar.
- Cronograma para el inicio de operación de las instalaciones y los mantenimientos programados por año.

Se podrá realizar la destrucción controlada de Gas, es necesario incluir el análisis de las áreas donde se llevará a cabo y los volúmenes de Gas que serán sujetos a la destrucción controlada en los casos siguientes:

- Cuando de acuerdo al análisis técnico económico, la Comisión concluya que la única alternativa es la destrucción controlada y de acuerdo a las metas de aprovechamiento aprobado.
- Circunstancia de riesgo para la operación segura del personal y las instalaciones.

La pérdida del hidrocarburo se considera como pérdida o menoscabo del patrimonio de la Nación, por lo que el Operador cubrirá los prejuicios económicos generados a la Nación.

III.2.4.3. Manejo y comercialización del gas

Indicar la capacidad de procesamiento y distribución de la infraestructura que se tiene en el área del Contrato o Asignación, para el manejo del Gas en la superficie. Agregar los isométricos de las instalaciones de procesamiento del gas como separadores, compresores, entre otras y la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde los centros de proceso hasta los puntos de distribución del gas identificados. Incluir las especificaciones de los estándares para la comercialización del gas.

III.2.4.4. Manejo y disposición de fluidos

Describir el equipo disponible que se tiene en el área del Contrato o Asignación, para transporte, tratamiento y comercialización de los fluidos. Incluir isométricos de las instalaciones e identificar los puntos de distribución y procesamiento en los que se descargará el gas, para condicionarlo hasta alcanzar los estándares necesarios para su comercialización.

Identificar la disposición del agua en el área del Contrato o Asignación y en caso de detectar un déficit de la misma, presentar un plan para la obtención, almacenamiento y tratamiento para su reincorporación al medio ambiente.

III.2.4.5. Mantenimiento y abandono

Presentar de manera anualizada, los planes de mantenimiento de ductos e instalaciones necesarios para su uso óptimo, incluir los estándares de seguridad requeridos.

Explicar la logística del abandono de las instalaciones en forma consistente con el Plan de Desarrollo propuesto, justificando las causas del abandono y explicar, de ser el caso, si son susceptibles a una reparación.

III.2.5. Recuperación secundaria y mejorada

Describir ampliamente la tecnología a implementar para la recuperación secundaria o mejorada, explicar a detalle el método que se utilizará en las vetas de carbón mineral localizadas dentro del área del Contrato o Asignación. Justificar la selección del tipo de recuperación mencionando los beneficios para el área, esto será consistente con los estudios piloto reportados como antecedentes.

Con ayuda de un gráfico mostrar el incremento o mantenimiento de la presión y la producción debido a la recuperación secundaria o mejorada.

III.2.6. Subcontrataciones

Describir detalladamente las obras, servicios y materiales que van a ser llevados a cabo por subcontratistas, así como los criterios para seleccionar a éstos.

El Contratista deberá realizar una propuesta de trabajo incluyendo un plan con la información que considere necesaria para su evaluación, cumpliendo además con los requerimientos solicitados por la Comisión en su momento.

Obras, materiales o servicios a subcontratar expresados como Actividad, Sub-actividad y Tarea	Justificación para la subcontratación	Criterios de selección	Fecha de contratación aproximada	Costo del rubro a subcontratar
---	---------------------------------------	------------------------	----------------------------------	--------------------------------

III.2.7. Inversión y gastos de operación, mantenimiento y reparación

Indicar inversiones y gastos de operación correspondientes a las actividades, sub-actividades y tareas de acuerdo a los lineamientos de la autoridad correspondiente. Presentar la metodología utilizada para calcular los costos.

Realizar una tabla anualizada en donde se indiquen los montos de los gastos e inversiones de las actividades, sub-actividades y tareas, de acuerdo a los Lineamientos correspondientes.

Actividad, Sub-actividad y Tarea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
----------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

Las inversiones y los gastos de operación y mantenimiento se presentarán en consistencia con las actividades presentadas en el Plan de Desarrollo. Emplear los gráficos necesarios para sustentar las explicaciones. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos, la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan de Desarrollo.

Presentar por separado la inversión y gastos de operación asociados a la recuperación secundaria y mejorada.

Recuperación secundaria o mejorada	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año n	Total
------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

III.2.8. Pronóstico de producción

Describir detalladamente la forma de calcular los pronósticos de producción asociados a la alternativa seleccionada para gas. Presentar los pronósticos de producción para el potencial total o completo de cada campo o veta de carbón mineral dentro del área contratada o asignada. Presentar los pronósticos de producción en las siguientes categorías:

- Por pozo o grupo de pozos, por veta de carbón mineral, por campo, y por toda el área asignada o contratada. Presentar una tabla con el pronóstico de producción de gas (mmpcd) como se muestra a continuación:

Campo	Formación	Pozo o grupo de pozos	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año n	Total
Campo 1	Formación 1	Pozo 1						
		Pozo 2						
	Formación 2	Pozo 3						
		Pozo 4						
Campo 2	Formación 3	Pozo 5						
		Pozo 6						
	Formación 4	Pozo 7						
		Pozo 8						
Total por área contratada o asignada	----	----						

- Por tipo de recuperación como primaria, secundaria y mejorada. Presentar una tabla con el pronóstico de producción gas (mmpcd) como se muestra a continuación:

Formación	Recuperación	Año 1	Año 2	Año 3	...	Año n	Total
Formación 1	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Formación 2	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Total por área contratada o asignada	----						

En el caso de una modificación explicar el pronóstico asociado al plan aprobado y comparar con el pronóstico del plan propuesto.

Presentar los siguientes gráficos del pronóstico de producción anualizado de gas (mmpcd) para toda la vida de las formaciones dentro del área contratada o asignada:

- Gráfico de tiempo con histórico de producción del área, pronóstico de producción del plan aprobado y el pronóstico de producción del plan propuesto.
- Gráfico de tiempo con histórico de producción del área, pronóstico de producción del plan aprobado y el pronóstico de producción del plan propuesto, este último en sus escenarios alto, medio y bajo.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de la recuperación primaria, secundaria y mejorada.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de cada veta de carbón mineral.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del plan aprobado y del plan propuesto, este último con el acumulado por color de cada pozo o grupo de pozos.

Indicar en cada uno de los gráficos anteriores la fecha de inicio y de fin del contrato o de asignación, fecha de inicio del plan propuesto, límite económico y potencial total del área.

Presentar un gráfico de barras con la producción acumulada de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente (PCE), calculado desde el inicio del plan propuesto hasta el potencial total o completo del área, considerando el plan propuesto y el plan aprobado. Resaltar en cada una de las barras la producción total a la vigencia del Contrato o Asignación.

III.2.9. Factores de recuperación

Presentar los factores de recuperación asociados al Plan de Desarrollo propuesto para la extracción de Gas Natural, considerando cada veta de carbón mineral, campo y toda el área contratada o asignada. Estos factores de recuperación serán consistentes con los pronósticos de producción presentados y con el volumen original. Resumir los factores de recuperación en tablas como las siguientes:

Contrato o Asignación	Volumen original	Factor de recuperación	Producción acumulada
	Gas natural mmmpc	Gas %	Gas mmmpc

Campo	Volumen original	Factor de recuperación	Producción acumulada
	Gas natural mmmpc	Gas %	Gas mmmpc

Veta de carbón mineral	Volumen original	Factor de recuperación	Producción acumulada
	Gas natural mmmpc	Gas %	Gas mmmpc

III.2.10. Relación con actividad minera

Explicar la relación del Plan de Desarrollo propuesto con la actividad minera en las mismas vetas de carbón mineral.

III.3. Indicadores clave de desempeño en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural contenido en las vetas de carbón mineral.

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$	$TRP = \left(\frac{TRP_{real} - TRP_{plan}}{TRP_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo

Característica	Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de una yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento

Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPDI = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) * 100$	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores por año
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) * 100$	$RMA = \left(\frac{RMAreal - RMAplan}{RMAplan} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Anual
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Anual

Característica	Pozos perforados por año	Terminación de pozos por año
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$PPA = \left(\frac{PPAreal - PPAplan}{PPAplan} \right) * 100$	$TPA = \left(\frac{TPAreal - TPAplan}{TPAplan} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Anual
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Anual

Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \left(\frac{PAreal - PAplan}{PAplan} \right) * 100$	$DGO = \left(\frac{GOreal - GOplan}{GOplan} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Productividad	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Barriles por día (bd)	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo	$DDR = \left(\frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Factor de recuperación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \left(\frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral

Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$CN = \left(\frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) * 100$	$AGN = \left(\frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

IV. Reservas de hidrocarburos

Presentar las reservas cuantificadas o en su caso certificadas de acuerdo por categorías 1P, 2P y 3P de acuerdo a la regulación emitida por la Comisión en materia de reservas.

IV.1. Volumen original de gas

Se presentará el volumen original de gas en el manto, explicando a detalle la metodología empleada para estimar el volumen original de gas. Esta estimación será consistente con lo reportado en los aspectos de geociencias y en apego a lo indicado en los lineamientos correspondientes en la materia.

Presentar los resultados de la estimación del volumen original de gas en las siguientes agrupaciones:

- Por formación o veta de carbón en toda el área del Contrato o Asignación.
- En toda el área del Contrato o Asignación.

Asignación o Contrato	Volumen original	Volumen acumulado	Volumen remanente	CERTIFICADAS Categoría de reservas	ACTUAL Categoría de reservas
	Gas natural mmmpc	Gas natural mmmpc	Gas natural mmmpc	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P

Campo	Volumen original	Volumen acumulado	Volumen remanente	CERTIFICADAS Categoría de reservas	ACTUAL Categoría de reservas
	Gas natural mmmpc	Gas natural mmmpc	Gas natural mmmpc	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P

Yacimiento	Volumen original	Volumen acumulado	Volumen remanente	CERTIFICADAS Categoría de reservas	ACTUAL Categoría de reservas
	Gas natural mmmpc	Gas natural mmmpc	Gas natural mmmpc	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P

IV.2. Volumen Original de agua

Se presentará el volumen original de agua, la metodología de cálculo, y de aplicar, los escenarios de simulación del volumen y la certidumbre asociada a éstos.

IV.3. Reservas de hidrocarburos

Presentar la cuantificación de las reservas al límite contractual o de la asignación, y al límite económico para las categorías 1P, 2P y 3P para gas y petróleo crudo equivalente (PCE), a nivel de asignación/contrato, campo, veta de carbón mineral, pozo o grupo de pozos. Presentar las siguientes tablas:

Contrato o Asignación	Campo	Veta de carbón mineral	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes al límite económico	
						Gas mmmpc	PCE mmb
				1 de enero de	1P		
				...	2P		
					3P		

Contrato o Asignación	Campo	Veta de carbón mineral	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes a la vigencia del contrato o asignación	
						Gas mmmpc	PCE mmb
				1 de enero de	1P		
				...	2P		
					3P		

IV.4. Pronóstico de producción

Presentar los factores de recuperación asociados a las categorías de reservas 1P, 2P y 3P para gas de forma consistente con el volumen original y con los pronósticos de producción, de esta forma se presentarán los factores de recuperación considerando lo siguiente:

Contrato o Asignación	Volumen original	Categoría de reservas	Factor de recuperación	Producción acumulada
	Gas natural mmmpc	1P, 2P, 3P	Gas %	Gas mmmpc

Campo	Volumen original	Categoría de reservas	Factor de recuperación	Producción acumulada
	Gas natural mmmpc	1P, 2P, 3P	Gas %	Gas mmmpc

Veta de carbón mineral	Volumen original	Categoría de reservas	Factor de recuperación	Producción acumulada
	Gas natural mmmpc	1P, 2P, 3P	Gas %	Gas mmmpc

V. Evaluación económica

V.1. Estructura de precios

Incluir al menos un escenario bajo, medio y alto de precio de hidrocarburos. Desarrollar la metodología empleada para calcular los escenarios de precios de hidrocarburos considerados en el análisis económico.

Presentar la metodología empleada para estimar la proyección de precios del gas en función de su poder calorífico. En caso de que el gas tenga contaminantes, se explicará la metodología para aplicar la penalización de su precio. Además, incluir la proyección del precio de referencia utilizado y el ajuste necesario. Presentar esta información con el siguiente formato:

Escenario:					
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n	
Precio de referencia (usd/b)					
Ajuste por calidad					
Ajuste por transporte					
Precio de venta del gas ajustado					

En el caso de los condensados incluir el precio de referencia utilizado, así como los ajustes por calidad y por costo de transporte. Presentar la información en una tabla con el siguiente formato:

Escenario:					
Precio (usd/b)	Año 1	Año 2	...	Año n	
Precio de referencia (usd/b)					
Ajuste por calidad					
Ajuste por transporte					
Precio de venta de los condensados ajustado					

Las proyecciones de precios de los hidrocarburos, pueden ir acompañadas de gráficos de apoyo en donde se muestren claramente las proyecciones y los valores de referencia.

En este apartado incluir también las estimaciones que se hayan realizado para el tipo de cambio y los supuestos que se hayan considerado sobre la inflación, con las explicaciones de las metodologías. Presentar esta información con el formato que se muestra a continuación:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Tipo de cambio (pesos/usd)				
Pronóstico de inflación (%)				

Incluir las hojas de cálculo para las estimaciones de la estructura de precios en dólares americanos.

V.2. Estimación de costos de pozos e infraestructura principal

Presentar de manera desglosada los factores y actividades involucradas al estimar los costos de los pozos, ductos e instalaciones previstas para el desarrollo del campo, así como al realizar mejoras en el área del Contrato o Asignación; esto incluye aspectos como perforación, terminación y abandono, entre otros.

Presentar el costo estimado unitario para la infraestructura principal, o en su caso, su valor de arrendamiento al menos para los siguientes conceptos. Esta información se entregará con el siguiente formato:

Infraestructura	Costo estimado (mmUSD)	Actividad 1	Actividad 2	Actividad n	Comparación en el mercado internacional (mmUSD)	Observaciones sobre la comparación internacional
Pozos exploratorios						
Pozos delimitadores						
Pozos de desarrollo						
Plataformas /Equipos de perforación						
Instalaciones principales						
Ductos						

Las actividades solicitadas en esta tabla se refieren a aquellas principales que justifican el costo.

Además, sustentar los costos obtenidos mediante comparativos a nivel nacional e internacional. Presentar un análisis de costos por cada pozo tipo e infraestructura considerados.

Presentar el desglose de los costos operativos de acuerdo a la siguiente tabla:

Monto (mmusd)	Año 1	Año 2	...	Año n
Mano de Obra				
Materiales				
Servicios Corporativos				
Servicios Generales				
Administración del corporativo				
Compras				
Compras de gas				
Reserva Laboral				
Jubilados				

Así también, presentar los costos de inversión de acuerdo a los lineamientos emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público acorde a las categorías incluidas en el anexo de inversiones.

V.3. Evaluación económica del Plan de Desarrollo

Presentar detalladamente la metodología empleada para analizar la evaluación económica del Plan de Desarrollo propuesto. La evaluación económica se presentará de forma anualizada durante el periodo de vigencia del Contrato o Asignación.

El contratista deberá presentar la siguiente información sobre la producción de las alternativas analizadas y para el caso de la alternativa seleccionada, el contratista presentará un escenario bajo, medio y alto; así como los supuestos que utilizó para integrarlo.

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Producción de gas asociado (mmpc)				
Producción de gas no asociado (mmpc)				
Producción de condensado (mbpce)				

Presentar la información de costos, inversiones e ingresos utilizados para el cálculo del régimen fiscal con el siguiente formato:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Costo operativo				
Costos Fijos				
Costos Variables				
Costos de Transporte				
Inversiones				
Inversión en exploración				
Perforación				
Otros				
Inversión en desarrollo				
Perforación				
Infraestructura				
Otros				
Inversión en recuperación mejorada				
Inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte				
Ingresos totales				
Ingresos por la venta de gas natural asociado				
Ingresos por la venta de gas natural no asociado				
Ingresos por la venta de condensados				

Presentar la estimación de los flujos de la depreciación y de las deducciones utilizadas para el cálculo de los derechos y para la estimación de la recuperación de costos en caso de que ésta sea aplicable. Resumir la información con el siguiente formato:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Depreciación de la inversión en exploración y recuperación mejorada (1 año)				
Depreciación de la inversión en desarrollo (4 años)				
Depreciación de la inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte (10 años)				
Costos recuperables				
Costos recuperados (cost oil)				
Costos no recuperados acarreados al siguiente periodo				

Incluir la evaluación del régimen fiscal para las alternativas presentadas, así como las variables utilizadas en el cálculo; en caso de que algún rubro no aplique presentarlo en ceros. Resumir esta información con el siguiente formato:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Bono a la firma				
Cuota exploración				
Regalías				
Gas natural no asociado				
Gas natural asociado				
Condensados				
Contraprestación (utilidad compartida)				
Impuesto por actividad de exploración y explotación				
Ingreso gravable por el ISR				
Servidumbre producción				
Servidumbre instalaciones				

Presentar con el formato que se muestra a continuación las utilidades y los flujos esperados del proyecto:

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Utilidad operativa contractual				
Utilidad operativa contractual a favor del contratista				
Flujo de efectivo antes de impuestos				
Flujo de efectivo después de impuestos				

Presentar y explicar los indicadores económicos empleados para realizar la evaluación económica para cada una de las alternativas evaluadas y para los tres escenarios de la alternativa elegida. Los indicadores obtenidos se resumirán en una tabla como la siguiente:

Indicadores económicos	Unidades	Antes de impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MM\$			
VPI	MM\$			
VPN/VPI	\$/ \$			
RBC	\$/ \$			
TIR	%			

El contratista presentará los análisis de sensibilidad para cada una de las alternativas como para los escenarios de la alternativa seleccionada con respecto a las siguientes variables:

- Precios de hidrocarburos
- Producción de hidrocarburos
- Costos operativos
- Inversión

VI. Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Identificar peligros y riesgos de la seguridad industrial más relevantes relacionados con las actividades físicas consideradas, así como las actividades que implican riesgos operativos y que podrían afectar las metas del Plan de Desarrollo para la Extracción de Gas Natural Contenido en la veta de carbón mineral. Contar con planes de contingencia en caso de siniestro asociado al Plan de Extracción de Hidrocarburos, tomar en cuenta los aspectos de restauración y remediación presentados en el Manifiesto de Impacto Ambiental y de los estudios de riesgo ambiental. Contar también con una brigada de reacción. Reportar en bitácoras.

Identificar los posibles incidentes que ocasionen algún impacto ambiental y presentar la mejor estrategia para cumplir oportunamente con la responsabilidad en la legislación ambiental en materia de impacto y riesgo ambiental. Así también, incluir las medidas de mitigación, manejo, prevención, minimización, restauración y compensación que se tienen con objeto de evitar o reducir los impactos ambientales que pudieran ocurrir en el área del Contrato o Asignación.

Presentar los requerimientos mínimos de seguridad que cubre el Operador Petrolero, las asociadas, los proveedores, los contratistas y el personal con el fin de evitar incidentes y accidentes durante la ejecución del Plan de Evaluación en el área de Evaluación.

Incluir un plan de prevención de accidentes e incidentes y de capacitación continua. Apegarse a los lineamientos establecidos por las autoridades correspondientes.

Describir la filosofía de operación de las instalaciones, incluyendo la manera en la que opera las instalaciones, explicar el flujo del proceso en el que operan y mencionar los límites funcionales. En caso de un incidente, explicar detalladamente la manera de reestablecerlos a la normalidad, de tal forma que siempre se encuentren en los parámetros normales para su óptima función y evitar riesgos en operación.

VII. Administración de riesgos

VII.1. Identificación de riesgos

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Presentar el análisis realizado para identificar los riesgos asociados a las actividades propias del Plan de Desarrollo propuesto. Definir las categorías de los riesgos identificados, enlistarlos y definirlos. Ejemplos de diferentes tipos de riesgo se presentan a continuación:

- Riesgos técnicos y estratégicos, son los asociados con los elementos que conforman el sistema petrolero, afectan directamente en la estimación de volúmenes originales, recursos prospectivos, recursos técnicamente recuperables y reservas, y principalmente en la producción de hidrocarburos. Dentro de los riesgos técnicos también se incluyen los relacionados con la perforación, terminación, abandono y todo lo relacionado con la extracción, transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos. Además de posibles riesgos en la disponibilidad de insumos, materiales o equipos.
- Riesgos relacionados con la aplicación de tecnologías, son los relacionados con toda la logística necesaria para poder obtener e implementar las herramientas tecnológicas de acuerdo al Plan de Desarrollo en tiempo y forma.
- Riesgos operativos, son los asociados principalmente a las actividades de perforación consideradas como parte del Plan de Desarrollo, por ejemplo, presencia de gases peligrosos, problemas geomecánicos, accidentes mecánicos, altas temperaturas.
- Riesgos económicos y financieros, serán identificados durante la evaluación económica del Plan de Desarrollo.
- Riesgos ambientales y sociales, serán identificados como parte de las evaluaciones de impacto ambiental y social; son los riesgos relacionados con los problemas específicos del área contratada o asignada, referentes tanto al medio ambiente como a los habitantes que pueden representar un imprevisto de no ser ponderado el riesgo.

VII.2. Evaluación de los riesgos

Presentar los resultados de la evaluación de cada uno de los riesgos identificados, incluyendo los mecanismos de detección, la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial.

VII.3. Jerarquización de riesgos

Explicar la metodología empleada para jerarquizar los riesgos identificados y evaluados. Mostrar los riesgos jerarquizados según los parámetros considerados, como por ejemplo probabilidad de ocurrencia, impacto potencial, periodo de detección y mitigación, etc. Se puede incluir un análisis de ocurrencia del riesgo y relacionarlo con la severidad o consecuencia.

VII.4. Mitigación de riesgos

Presentar las metodologías consideradas para la mitigación de los riesgos identificados, evaluados y jerarquizados según los puntos anteriores. Explicar las características de los mecanismos de mitigación y la forma de su implementación, así como su probabilidad de éxito y los factores clave para lograrlo. Incluir la mejor solución para evitar el riesgo identificado, proponer las medidas específicas a seguir para mitigar dicho problema.

En caso de existir incidentes previos en el área contratada o asignada, explicar con detalle el análisis post-mortem realizado del evento y las medidas consideradas para evitar que suceda de nuevo en el futuro.

Presentar una tabla de riesgos con la siguiente información:

Riesgo	Tipo	Descripción del riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto potencial	Medidas de mitigación	Probabilidad de éxito de las medidas de mitigación
--------	------	------------------------	----------------------------	-------------------	-----------------------	--

Presentar la matriz de asignación de responsabilidades de acuerdo a los lineamientos establecidos por la dependencia correspondiente.

VIII. Contenido nacional

Presentar el programa de cumplimiento de las metas de contenido nacional, incluyendo los principales supuestos y los posibles riesgos.

Detallar de manera anual la evolución del porcentaje de contenido nacional desde el inicio del Plan de Desarrollo hasta el fin del contrato, señalando las principales adquisiciones y contrataciones necesarias para el cumplimiento de las metas.

Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Adquisición 1				
Adquisición 2				
...				
Adquisición n				

Incluir una estimación de los principales componentes del contenido nacional de acuerdo a la metodología establecida por la Secretaría de Economía:

Variable (pesos)	Año 1	Año 2	...	Año n
Gasto total				
Bienes				
Mano de obra				
Servicios				
Servicios de capacitación				
Inversión en infraestructura física local y regional				
Transferencia de tecnología				
Contenido nacional				
Bienes				
Mano de obra				
Servicios				
Servicios de capacitación				
Porcentaje de contenido nacional				

Además de presentar un programa de transferencia de tecnología de alto impacto o estratégica, incluyendo los plazos y las etapas aplicables.

ANEXO V**Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas**

La presente Guía tiene por objetivo establecer el contenido de información de los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas que deberán presentar los Operadores Petroleros que, conforme al Artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, lleven a cabo actividades de Exploración o desarrollo de los hidrocarburos en hidratos de gas, de tal manera que la Comisión esté en capacidad de contar con los elementos suficientes y necesarios para evaluar los aspectos técnicos, operativos y económicos, entre otros, para aprobar dichos planes y, en su caso, sus modificaciones.

La estructura de esta Guía cubre los aspectos relevantes de base para documentar los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas.

Guía de los Planes de Exploración de Hidrocarburos en Hidratos de Gas**1. Presentación de la información**

El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el Plan de Exploración y la información asociada en formato digital, atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Exploración en archivo de texto editable en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff o .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff o .jpg.
- b) Plan de Exploración integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a) Archivos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b) Cronogramas en el formato más reciente.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- a) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

Carpeta 4. Anexos al Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Programa de Administración de Riesgos en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf
- b) Primer programa de trabajo y primer presupuesto de exploración en los formatos de texto más recientes, así como en formato .pdf.
 - Tablas en hojas de cálculo con datos originales en el formato más reciente.
 - Cronogramas como figura y en el formato más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

2. Contenido del Plan de Exploración**I. Información General:**

- I.1. Identificación del área.
- I.2. Ubicación geográfica.

- I.3. Reseña de antecedentes exploratorios.**
 - I.4. Inventario de información exploratoria inicial.-** incluir la siguiente información, según corresponda:
 - Nombre del estudio;
 - Fecha de elaboración;
 - Objetivos;
 - Mapa de cobertura que identifique el área geográfica del estudio;
 - Parámetros técnicos de adquisición y procesamiento correspondiente a Electromagnéticos y sísmicos.
 - Resumen de resultados;
 - Autores,
 - Información complementaria que el Operador Petrolero considere.
 - I.5. Estimación preliminar de recursos prospectivos**
- II. Plan de Exploración:**
- II.1. Objetivos.**
 - II.2. Alcances.**
 - II.3. Estrategia exploratoria**
 - II.4. Programa de actividades.**
 - II.4.1.** Programa de adquisición y/o procesamiento de información geofísica:
 - II.4.2.** Programa de estudios exploratorios.- Listar y describir los estudios exploratorios, según corresponda, enfocados al contexto regional, con la siguiente información.
 - II.5. Incorporación de Recursos contingentes**
 - II.5.1.** Escenarios de incorporación de recursos de Gas.
 - II.5.2.** Perfiles de producción de gas.
 - II.5.3.** Perfiles de extracción de agua.
 - II.6. Programa de inversiones**
 - II.6.1.** Adquisición y procesamiento de información geofísica;
 - II.6.2.** Estudios exploratorios;
 - II.6.3.** Perforación de pozos exploratorios.
 - II.7. Evaluación económica**
 - II.8. Programa de administración de riesgos.**
- III. Indicadores clave de desempeño para el Plan de Exploración.**
- III.1. Programa mínimo de trabajo.**
 - Actividades realizadas vs actividades programadas.**
 - III.2. Avance en la perforación de pozos.**
 - Pozos perforados vs pozos programados.**
 - III.3. Estudios exploratorios:**
 - Estudios realizados vs estudios programados.**
 - III.4. Adquisición o procesamiento de información geofísica.**
 - Estudios geofísicos realizados vs estudios geofísicos programados.**
 - III.5. Volumen de recursos prospectivos de Hidrocarburos en Hidratos de Gas.**
 - III.6. Volumen de recursos contingentes.**
 - III.7. Contenido nacional: % de contenido nacional por año.**

Guía de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas

1. Presentación de la información

El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas y la información asociada en formato digital atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Desarrollo para la Extracción

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Desarrollo para la Extracción en archivo digital editable en formatos Office en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff o .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Diagramas de Gantt en formato como imagen .png, .tiff o .jpg.
- b) Plan de Desarrollo para la Extracción integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a. Archivos anexos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b. Diagramas de Gantt en el formato más reciente.
- c. Archivos de datos y proyectos en formato de programas de cómputo especializados.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- d. Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

2. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas

I. Resumen Ejecutivo.

- I.1. **Datos generales de la asignación petrolera o contrato**
- I.2. **Ubicación geográfica**
- I.3. **Objetivo del plan de Desarrollo para la Extracción**
- I.4. **Descripción de los campos y yacimientos**
- I.5. **Descripción de la alternativa de desarrollo propuesta**
 - I.5.1. Principales riesgos
 - I.5.2. Permisos ambientales

II. Antecedentes del área asignada o contratada

II.1. Estudios integrales

- II.1.1. Análisis de la zona de estabilidad de Hidratos de Gas
- II.1.2. Origen del gas, rutas de migración y acumulaciones de Hidratos de Gas
- II.1.3. Análisis de riesgos someros para la perforación y desarrollo

- III. Descripción del plan de desarrollo para la extracción**
 - III.1. Alternativas analizadas para la selección del plan de desarrollo**
 - III.2. Descripción técnica de la alternativa seleccionada para el plan de desarrollo**
 - III.2.1.** Actividades de desarrollo y metas físicas
 - III.2.2.** Pozos
 - III.2.3.** Toma de información y estudios
 - III.2.4.** Infraestructura
 - III.2.4.1.** Medición de hidrocarburos
 - III.2.4.2.** Aprovechamiento de Gas
 - III.2.4.3.** Manejo y comercialización del gas
 - III.2.4.4.** Manejo y disposición de fluidos
 - III.2.4.5.** Mantenimiento y abandono
 - III.2.5.** Subcontrataciones
 - III.2.6.** Inversión y gastos de operación, mantenimiento y reparación
 - III.2.7.** Pronóstico de producción
 - III.2.8.** Factores de recuperación
 - III.3. Indicadores clave de desempeño en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en Hidratos de Gas**
- IV. Reservas de hidrocarburos**
 - IV.1. Volumen original de hidrocarburos**
 - IV.2. Reservas de hidrocarburos**
 - IV.3. Pronóstico de producción**
 - IV.4. Factores de recuperación**
- V. Evaluación económica**
 - V.1. Estimación de costos de pozos e infraestructura principal**
 - V.2. Evaluación económica del plan de desarrollo**
- VI. Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental**
- VII. Administración de riesgos**
 - VII.1. Identificación de riesgos**
 - VII.2. Evaluación de los riesgos**
 - VII.3. Jerarquización de riesgos**
 - VII.4. Mitigación de riesgos**
- VIII. Contenido nacional**

ANEXO VI**Guía para los Planes provisionales**

La presente Guía tiene por objetivo establecer el contenido de información en los Planes provisionales que deberán presentar los Operadores Petroleros a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión). Lo anterior, con el propósito de que la Comisión cuente con los elementos suficientes y necesarios para evaluar los aspectos técnicos, operativos y económicos para aprobar los Planes provisionales.

La estructura de esta Guía cubre los aspectos relevantes para documentar los Planes provisionales.

Guía de los Planes provisionales**1. Presentación de la información**

El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el Plan de Exploración y la información asociada en formato digital atendiendo a la siguiente secuencia y contenidos:

Carpeta 1. Plan de Exploración

Esta carpeta deberá contener:

- a) Plan de Exploración en archivo de texto digital editable en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formatos .png, .tiff o .jpg, con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la Comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen .png, .tiff o .jpg.
- b) Plan de Exploración integral en archivo .pdf.

Carpeta 2. Archivos de origen

Esta carpeta deberá contener:

- a) Archivos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
- b) Cronogramas en el formato más reciente.

Carpeta 3. Información geográfica

Esta carpeta deberá contener:

- a) Información geográfica en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0. y, en su caso, la más reciente.

El nombre de cada archivo deberá tener como máximo 50 caracteres y evocar el contenido del mismo.

2. Contenido del Plan provisional**I. Información general**

Indicar la información que se tiene del área de Contrato o Asignación, que será la base del Plan provisional que se presentará a la Comisión para su evaluación. Los datos crudos del área se podrán obtener de la Comisión, para que la empresa Operadora los analice.

I.1. Datos generales de la asignación petrolera o contrato

En el caso de un Contrato presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	
Nombre	
Estado y municipio	
Área del Contrato	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de contrato	
Operadora y socios con porcentaje de participación	

Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o Campos	
Colindancias	
Otras características	

En el caso de una Asignación presentar una tabla con la siguiente información:

Concepto	Comentarios
Nombre	
Estado y municipio	
Área de Asignación	En km ²
Fecha de emisión / firma	
Vigencia	
Tipo de asignación	
Profundidad para extracción	En metros o por edad geológica
Profundidad para exploración	En metros o por edad geológica
Yacimientos y/o Campos	
Colindancias	
Otras características	

I.2. Ubicación geográfica

Explicar las características de ubicación del área del Contrato o Asignación. Presentar un mapa de referencia en donde se muestre:

- El polígono que limita el área contractual o de asignación.
- La ubicación de campos, pozos, instalaciones superficiales dentro y fuera del área del Contrato o Asignación.
- Rasgos topográficos importantes, vías de acceso, poblados cercanos, división estatal y municipal, zonas protegidas, y cualquier otra información importante.

Presentar en una tabla la ubicación de todos los vértices del polígono que limita el área del Contrato o Asignación:

Vértice	Longitud	Latitud
1		

I.3. Objetivo del plan provisional

Explicar de manera clara y concisa el objetivo que incluya:

- Volumen a recuperar separado por tipo de hidrocarburos y en petróleo crudo equivalente para cada yacimiento, campo y para toda el área del Contrato o Asignación, hasta la vigencia del plan provisional.
- Factor de recuperación por tipo de hidrocarburo para cada yacimiento, campo y para toda el área del Contrato o Asignación hasta la vigencia del plan provisional.
- Total de actividades físicas consideradas como perforación, tecnologías, métodos de recuperación secundaria y mejorada, instalaciones superficiales, etc., consideradas en el plan provisional.
- Inversiones y gastos de operación asociados al plan provisional.

I.4. Descripción de los campos y yacimientos

Presentar una descripción general de las características principales del campo incluyendo el marco geológico, los aspectos petrofísicos, geológicos y de yacimiento. Apoyar las explicaciones con mapas, diagramas y figuras representativas.

Presentar una tabla con la información de cada yacimiento dentro del área contratada o asignada como se muestra a continuación:

Características generales	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Área (km ²)		
Año de descubrimiento		
Fecha de inicio de explotación		
Profundidad promedio (m)		
Elevación o tirante de agua (m)		
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados		
Estado actual de pozos		
Tipo de sistemas artificiales de producción		
Marco Geológico		
Era, periodo y época		
Cuenca		
Play		
Régimen tectónico		
Ambiente de depósito		
Litología almacén		
Propiedades petrofísicas		
Mineralogía		
Saturaciones		
(Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)		
Porosidad y tipo		
Permeabilidad (mD)		
(Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)		
Espesor neto y bruto promedio (m)		
Relación neto/bruto		
Propiedades de los fluidos		
Tipo de hidrocarburos		
Densidad API		
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		
Viscosidad (cp)		
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		
Relación gas – aceite inicial y actual		
Bo inicial y actual		
Calidad y contenido de azufre		

Presión de saturación o rocío
Factor de conversión del gas
Poder calorífico del gas
Propiedades del yacimiento
Temperatura (°C)
Presión inicial (kg/cm ²)
Presión actual (kg/cm ²)
Mecanismos de empuje principal y secundario
Extracción
Métodos de recuperación secundaria
Métodos de recuperación mejorada
Gastos actuales
Gastos máximos y fecha de observación
Corte de agua

Agregar tantas columnas como yacimientos a explotar. Indicar la fecha en la que se contabilizan los pozos, su estado, y las características del yacimiento.

I.5. Infraestructura

Detallar los ductos e instalaciones que se encuentran en el área asignada o contratada y su estado de conservación, mencionar si las condiciones actuales son apropiadas para operar y si son susceptibles de ser reparadas en el caso de ser necesario, anexas listado con infraestructura a manera de inventario.

I.6. Antecedentes de exploración y desarrollo

I.6.1. Exploración

Describir las actividades y estudios realizados en la fase exploratoria del área contractual o de asignación, y que sirvieron como base para plantear el plan provisional.

I.6.2. Evaluación

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de evaluación dentro del área contractual o de asignación y que han servido como base para proponer el plan provisional. Estos antecedentes pueden incluir los proyectos piloto aplicados.

I.6.3. Desarrollo

Presentar los antecedentes asociados a las actividades de desarrollo ya sea por otro operador o por el mismo operador en seguimiento a un Plan de Desarrollo aprobado.

II. Descripción del Plan provisional

II.1. Actividades de desarrollo y metas físicas

Explicar las actividades consideradas en el Plan provisional. Presentar una tabla como la que se muestra a continuación en función de las actividades:

Actividad, sub-actividad o tarea	Año 1	Año 2	...	Año n	Total

II.2. Pozos

Describir los pozos tipo considerados en el plan provisional en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, recuperación final estimada (EUR), y otros parámetros de importancia. Esta información será resumida en una tabla con las siguientes características:

Características	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Objetivo general			
Formación			
Geometría			
Profundidad			
Diseño de tuberías			
Terminación			
Tecnologías			
Distancia entre pozos			
Costo			
Tiempo de ejecución			
Equipo			
Recuperación final estimada			
Otras			

Apoyar la descripción de los pozos tipo con figuras y diagramas.

Las características de las tuberías, fluidos de perforación e integridad de pozos, así como actividades de cementación y fracturamiento hidráulico serán consideradas en estricto apego a los lineamientos correspondientes en la materia.

Presentar una tabla con la siguiente información de los pozos a perforar:

Nombre de pozo o grupo de pozos	Ubicación	Pozo tipo

Describir los sistemas artificiales de producción, las reparaciones y abandono a emplear en los pozos preexistentes en el área o en los pozos a perforar, cuando aplique.

II.3. Toma de información y estudios

Describir a detalle los estudios y toma de información considerados en el plan provisional. La información a obtener incluye registros de pozos, toma de núcleos, sísmica superficial, pruebas de presión-producción etc. Mientras que los estudios considerados son, por ejemplo, evaluaciones petrofísicas, caracterización estática y dinámica, etc.

En este apartado también se incluyen las pruebas piloto para la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria y mejorada.

Se recomienda presentar un calendario de actividades.

II.4. Infraestructura

Describir de manera general la infraestructura que va a ser construida y empleada como parte del plan provisional, por ejemplo, ductos e instalaciones, entre otras. Presentar la siguiente tabla:

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación

Presentar la infraestructura alternativa, es aquella necesaria para el desarrollo del proyecto pero que no tiene un vínculo directo con la extracción o procesamiento de los hidrocarburos, ejemplos de infraestructura alternativa son caminos, puentes, etc. Justificar su construcción o adquisición y especificar el beneficio que presentará.

Incluir una tabla con las siguientes características:

Infraestructura alternativa	Justificación	A desarrollar o complemento	Fecha de entrega

II.4.1. Medición de hidrocarburos

Establecer de manera clara los procedimientos para la Medición de los Hidrocarburos asociados al plan provisional.

Agregar los isométricos de las instalaciones de producción, recolección y almacenamiento y de la infraestructura en general, necesaria para desplazar los hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición.

Incluir diagramas de los instrumentos de medición con la conexión a las instalaciones de producción y a los sistemas de medición.

Presentar un 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.

Incluir bitácora de registro, programa de diagnóstico, competencias técnicas, indicadores de desempeño y el nombre del responsable oficial en turno.

La medición de los hidrocarburos se realizará conforme a lo establecido en los lineamientos emitidos por la Comisión. Presentar una tabla con la siguiente información:

Fluido	Tipo medidor	Punto de medición	Características metrológicas		Calibración	
			Alcance de medición (b, litros)	Exactitud (%)	(Si o No)	Fecha de última calibración
1						
2						
...						

Continuación de tabla

Presupuesto de incertidumbre	± % , k	Incertidumbre		
		Fuentes que afectan la incertidumbre (FAI)	Valores de FAI para estar fuera de parámetros conforme a los lineamientos de medición	
1				
2				
...				

II.4.2. Aprovechamiento de gas

Presentar la meta general de aprovechamiento de gas natural asociado y describir el Programa de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado para la Extracción con la siguiente información:

- Objetivos y premisas del programa de aprovechamiento de gas natural asociado.
- Meta de aprovechamiento.
- Composición del Gas Natural Asociado a producir.

- Precio de venta del Gas Natural Asociado a producir.
- Pronóstico de producción del Gas Natural Asociado de forma mensual.
- Descripción de las instalaciones, equipos e identificación de su ubicación y planos correspondientes.
- Cálculo de la capacidad de manejo del Gas Natural por trimestre.
- Máxima relación Gas-Aceite a la cual los pozos pueden operar.
- Programa para el Aprovechamiento, Conservación, Transferencia y Destrucción Controlada.
- Plan de contingencia operativa, que permita en caso de emergencia, mantener o regresar a la continuidad de las actividades de Aprovechamiento.
- Programa de paros programados, libranzas y mantenimiento de equipos críticos para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.
- Análisis Técnico-Económico y documentos con los que el Operador acredite su solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera. Conforme a lo establecido en el artículo 27 de la ley de Hidrocarburos.

Presentar el Aprovechamiento de Gas Natural que se tiene en las instalaciones de la Asignación o Contrato.

Característica	Aprovechamiento de Gas Natural	Mes 1	Mes 2	Mes 3 ...	Mes 12
Fórmula o descripción del cálculo de la meta					

Evitar la destrucción del hidrocarburo, realizar las inversiones que sean necesarias en tiempo y forma para incrementar o mantener el Aprovechamiento del Gas Natural. Es importante promover esfuerzos para alcanzar y mantener los estándares internacionales y las mejores prácticas de la industria.

Se deberá privilegiar la quema o incineración de gas, sobre el venteo en lo que se instala la infraestructura necesaria para el aprovechamiento del hidrocarburo.

El operador podrá aprovechar el Gas Natural Asociado a la extracción de hidrocarburos en los siguientes casos:

- Autoconsumo dentro de la misma área para los equipos
- Implementación de sistemas artificiales que utilicen gas
- Generación o cogeneración de energía eléctrica
- Reinyección al propio yacimiento para almacenarlo en lo que se transfiere.

Se podrá realizar la destrucción controlada de Gas, es necesario incluir el análisis de las áreas donde se llevará a cabo y los volúmenes de Gas que serán sujetos a la destrucción controlada en los casos siguientes:

- Cuando de acuerdo al análisis técnico económico, la Comisión concluya que la única alternativa es la destrucción controlada, teniendo en cuenta el programa de aprovechamiento aprobado.
- Cuando exista una circunstancia de riesgo para la operación segura del personal y las instalaciones.
- Durante las pruebas de pozo

La pérdida del hidrocarburo se considera como pérdida o menoscabo del patrimonio de la Nación, por lo que el Operador cubrirá los prejuicios económicos generados a la Nación.

II.4.3. Manejo y comercialización del gas

Indicar la capacidad de procesamiento y distribución de la infraestructura que se tiene en el área contractual o de asignación, para el manejo del Gas en la superficie. Agregar los isométricos de las instalaciones de procesamiento del gas como separadores, compresores, entre otras. Incluir la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde los centros de proceso hasta los puntos de distribución del gas identificados. Tomar en cuenta las especificaciones de los estándares para la comercialización del gas.

II.4.4. Manejo y disposición de fluidos

Describir el equipo disponible que se tiene en el área del Contrato o Asignación para transporte, tratamiento y comercialización de los fluidos. Incluir los isométricos de las instalaciones e identificar los puntos de distribución y procesamiento en los que se descargará el aceite para acondicionarlo hasta alcanzar los estándares necesarios para su comercialización.

II.4.5. Mantenimiento y abandono

Presentar de manera mensual los planes de mantenimiento de ductos e instalaciones, incluir los estándares de seguridad requeridos.

Explicar la logística del abandono de las instalaciones en forma consistente con el Plan provisional, justificando las causas del abandono y explicar, de ser el caso, si son susceptibles a una reparación.

II.5. Recuperación secundaria y mejorada

Describir ampliamente la tecnología a implementar para la recuperación secundaria o mejorada, explicar el método que se utilizará en los yacimientos localizados dentro del área del Contrato o Asignación. Justificar la selección del tipo de recuperación mencionando los beneficios para el área, esto será consistente con los estudios piloto reportados como antecedentes.

Con ayuda de un gráfico mostrar el incremento o mantenimiento de la presión y la producción debido a la recuperación secundaria o mejorada.

II.6. Subcontrataciones

Describir detalladamente las obras, servicios y materiales que van a ser llevados a cabo por subcontratistas, así como los criterios para seleccionar a éstos.

El Contratista deberá realizar una propuesta de trabajo que incluya un Plan con la información necesaria para su evaluación, cumpliendo además con los requerimientos solicitados por la Comisión en su momento.

Obras, materiales o servicios a subcontratar expresados como Actividad, Sub-actividad y Tarea	Justificación para la subcontratación	Criterios de selección	Fecha de contratación aproximada	Costo del rubro a subcontratar
---	---------------------------------------	------------------------	----------------------------------	--------------------------------

II.7. Inversión y gastos de operación, mantenimiento y reparación

Indicar las inversiones y gastos de operación correspondientes a las actividades, sub-actividades y tareas de acuerdo a los lineamientos de hacienda. Presentar la metodología utilizada para calcular los costos.

Realizar una tabla mensual en donde se indiquen los montos de los gastos e inversiones de las actividades, sub-actividades y tareas, de acuerdo a los lineamientos correspondientes.

Actividad, Sub-actividad y Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	...	Mes n	Total
----------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

Las inversiones y los gastos de operación y mantenimiento se presentarán en consistencia con las actividades presentadas en el Plan provisional. Emplear los gráficos necesarios para sustentar las explicaciones. Indicar la paridad entre dólares americanos y pesos la cual tiene que ser consistente con los valores a la fecha de la presentación de la propuesta de Plan provisional.

Presentar por separado la inversión y gastos de operación asociados a la recuperación secundaria y mejorada.

Recuperación secundaria o mejorada	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	...	Mes n	Total
------------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-------	-------

II.8. Pronóstico de producción

Describir detalladamente la forma de calcular los pronósticos de producción asociados al Plan provisional para aceite, gas y condensado. Presentar los pronósticos de producción del periodo de aplicación del Plan provisional incluyendo las prórrogas, en las siguientes categorías:

- Por pozo o grupo de pozos, por yacimiento, por campo, y por toda el área asignada o contratada. Presentar una tabla con el pronóstico de producción de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd); una gráfica por tipo de hidrocarburo, como se muestra a continuación:

Campo	Yacimiento	Pozo o grupo de pozos	Mes 1	Mes 2	Mes 3	...	Mes n	Total
Campo 1	Yacimiento 1	Pozo 1						
		Pozo 2						
	Yacimiento 2	Pozo 3						
		Pozo 4						
Campo 2	Yacimiento 3	Pozo 5						
		Pozo 6						
	Yacimiento 4	Pozo 7						
		Pozo 8						
Total por área contratada o asignada	---	---						

- Por tipo de recuperación como primaria, secundaria y mejorada. Presentar una tabla con el pronóstico de producción de aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd), una gráfica por tipo de hidrocarburo, como se muestra a continuación:

Yacimiento	Recuperación	Mes 1	Mes 2	Mes 3	...	Mes n	Total
Yacimiento 1	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Yacimiento 2	Primaria						
	Secundaria						
	Mejorada						
Total por área contratada o asignada	---						

Presentar los siguientes gráficos del pronóstico de producción cada mes: aceite (mbd), gas (mmpcd) y condensado (mbd) para el periodo de vigencia del Plan provisional:

- Gráfico de tiempo con histórico de producción del área, pronóstico de producción del Plan aprobado y el pronóstico de producción del Plan provisional.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del Plan aprobado y del Plan provisional, este último con el acumulado por color de la recuperación primaria, secundaria y mejorada.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del Plan aprobado y del Plan provisional, este último con el acumulado por color de cada yacimiento.
- Gráfico de tiempo con el pronóstico de producción del Plan aprobado y del Plan provisional, este último con el acumulado por color de cada pozo o grupo de pozos.

Indicar en cada uno de los gráficos anteriores la fecha de inicio y de fin del contrato o de asignación, fecha de vigencia del Plan provisional, límite económico y potencial total del área.

Presentar un gráfico de barras con la producción acumulada de hidrocarburos en petróleo crudo equivalente (PCE), calculado durante la vigencia del Plan provisional.

II.9. Indicadores clave de desempeño en los Planes Provisionales.

Definición de los indicadores de desempeño clave presentados en el Artículo 12, fracción III de los 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.

Aplicar los indicadores correspondientes.

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \left(\frac{TP_{Preal} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$	$TRP = \left(\frac{TRP_{Preal} - TRP_{plan}}{TRP_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo

Característica	Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de una yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPDI = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) * 100$	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) * 100$	$DRMA = \left(\frac{RM_{Areal} - RM_{Aplan}}{RM_{Aplan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \left(\frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} \right) * 100$	$DTP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \left(\frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \right) * 100$	$DGO = \left(\frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Desarrollo de reservas	Inyección de fluido
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \left(\frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \right) * 100$	$DIF = \left(\frac{IF_{real} - IF_{plan}}{IF_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Avance del proceso perforación fracturamiento	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre las actividades de perforación y fracturamiento reales con respecto a las planeadas en un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos

Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DPF = \left(\frac{PF_{real} - PF_{plan}}{PF_{plan}} \right) * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Producción acumulada post-fractura	Factor de recuperación
Metas o parámetros de medición	Producción acumulada por pozo o grupo de pozos entre el total de pozos del grupo, en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Miles de barriles (mb)	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	Producción acumulada por pozo o por grupo de pozos entre el total de pozos productores en el yacimiento	$DFR = \left(\frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \left(\frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) * 100$	$DAGN = \left(\frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

III. Reservas de hidrocarburos

Presentar las reservas cuantificadas o en su caso certificadas de acuerdo por categorías 1P, 2P y 3P de acuerdo a la regulación emitida por la Comisión en materia de reservas.

III.1. Volumen original de hidrocarburos

Explicar la metodología empleada para estimar el volumen original de hidrocarburos. Esta estimación será consistente con lo reportado en los antecedentes y en apego a lo indicado en los lineamientos correspondientes.

Presentar los resultados de la estimación del volumen original de hidrocarburos en las siguientes agrupaciones:

- Volumen Original asociado a la Asignación o área Contractual para aceite y gas.
- Volumen Original por campo asociado a la Asignación o área Contractual para aceite y gas.
- Volumen Original por yacimiento asociado a la Asignación o área Contractual para aceite y gas.

Asignación o Contrato	Volumen original		Volumen acumulado		Volumen remanente		CERTIFICADAS Categoría de reservas	ACTUAL Categoría de reservas
	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P

Campo	Volumen original		Volumen acumulado		Volumen remanente		CERTIFICADAS Categoría de reservas	ACTUAL Categoría de reservas
	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P

Yacimiento	Volumen original		Volumen acumulado		Volumen remanente		CERTIFICADAS Categoría de reservas	ACTUAL Categoría de reservas
	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P

III.2. Reservas de hidrocarburos

Presentar la cuantificación de las reservas al límite contractual o de la asignación, y al límite económico para las categorías 1P, 2P y 3P para aceite, gas, condensado y petróleo crudo equivalente (PCE), a nivel de asignación/contrato, campo, yacimiento, pozo o grupo de pozos. Presentar las siguientes tablas:

Contrato o Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes al límite económico			
						Aceite mmb	Gas mmmmpc	Condensado mmb	PCE mmb
				1 de enero de	1P				
				...	2P				
					3P				

Contrato o Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo o Grupo de pozos	Último año de certificación	Categoría	Reservas remanentes a la vigencia del Contrato o Asignación			
						Aceite mmb	Gas mmmmpc	Condensado mmb	PCE mmb
				1 de enero de	1P				
				...	2P				
					3P				

III.3. Pronóstico de producción

Presentar y explicar el pronóstico de producción asociado a cada categoría de reservas 1P, 2P y 3P para los productos aceite, gas, y condensado mismos que deberán ser consistentes con el Plan provisional propuesto. Estos pronósticos de producción se deben de presentar al final del Contrato o Asignación, y al límite económico considerando lo siguiente:

- Los pronósticos de producción trimestrales por Contrato o Asignación.
- Los pronósticos de producción trimestrales por campo asociado al Contrato o Asignación.
- Los pronósticos de producción trimestrales por yacimiento asociados al Contrato o Asignación.

Incluir de manera gráfica los pronósticos por producto y especificar el horizonte.

Todos los perfiles de producción se presentarán de forma trimestral durante el periodo que cubre el plan provisional; y serán consistentes con los aspectos de geociencias.

III.4. Factores de recuperación

Presentar los factores de recuperación asociados a las categorías de reservas 1P, 2P y 3P para aceite y gas de forma consistente con el volumen original y con los pronósticos de producción, considerar lo siguiente:

Contrato o Asignación	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmmpc
			1P, 2P, 3P				

Campo	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmmpc
			1P, 2P, 3P				

Yacimiento	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite mmb	Gas natural mmmmpc		Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas mmmmpc
			1P, 2P, 3P				

IV. Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Identificar peligros y riesgos de la seguridad industrial más relevantes relacionados con las actividades físicas consideradas, así como las actividades que implican riesgos operativos y que podrían afectar las metas del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Contar con planes de contingencia en caso de siniestro asociado al Plan Provisional, tomar en cuenta los aspectos de restauración y remediación presentados en el Manifiesto de Impacto Ambiental y de los estudios de riesgo ambiental. Contar también con una brigada de reacción. Reportar en bitácoras.

Identificar los posibles incidentes que ocasionen algún impacto ambiental y presentar la mejor estrategia para cumplir oportunamente con la responsabilidad en la legislación ambiental en materia de impacto y riesgo ambiental. Así también, incluir las medidas de mitigación, manejo, prevención, minimización, restauración y compensación que se tienen con objeto de evitar o reducir los impactos ambientales que pudieran ocurrir en el área del Contrato o Asignación.

Presentar los requerimientos mínimos de seguridad que cubre el Operador Petrolero, las asociadas, los proveedores, los contratistas y el personal con el fin de evitar incidentes y accidentes durante la ejecución del Plan provisional.

Incluir un plan de prevención de accidentes e incidentes y de capacitación continua. Apegarse a los lineamientos establecidos por las autoridades correspondientes.

Describir la filosofía de operación de las instalaciones, incluyendo la manera en la que opera las instalaciones, explicar el flujo del proceso en el que operan y mencionar los límites funcionales. En caso de un incidente, explicar detalladamente la manera de reestablecerlos a la normalidad, de tal forma que siempre se encuentren en los parámetros normales para su óptima función y evitar riesgos en operación.

V. Administración de riesgos

V.1. Identificación de riesgos

Presentar la información de este apartado de acuerdo a los lineamientos de las autoridades correspondientes.

Presentar el análisis realizado para identificar los riesgos asociados a las actividades propias del Plan provisional. Definir las categorías de los riesgos identificados, enlistarlos y definirlos. Ejemplos de diferentes tipos de riesgo se presentan a continuación:

- Riesgos técnicos y estratégicos, son los asociados con los elementos que conforman el sistema petrolero, afectan directamente en la estimación de volúmenes originales, recursos prospectivos, recursos técnicamente recuperables y reservas, y principalmente en la producción de hidrocarburos. Dentro de los riesgos técnicos también se incluyen los relacionados con la perforación, terminación, abandono y todo lo relacionado con la extracción, transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos.
- Riesgos relacionados con la aplicación de tecnologías, son los relacionados con toda la logística necesaria para poder obtener e implementar las herramientas tecnológicas de acuerdo al Plan provisional en tiempo y forma.
- Riesgos operativos, son los asociados principalmente a las actividades de perforación consideradas como parte del Plan provisional, por ejemplo, presencia de gases peligrosos, problemas geomecánicos, accidentes mecánicos, altas temperaturas.
- Riesgos ambientales y sociales, serán identificados como parte de las evaluaciones de impacto ambiental y social; son los riesgos relacionados con los problemas específicos del área contratada o asignada, referentes tanto al medio ambiente como a los habitantes que pueden representar un imprevisto de no ser ponderado el riesgo.

V.2. Evaluación de los riesgos

Presentar los resultados de la evaluación de cada uno de los riesgos identificados, incluyendo los mecanismos de detección, la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial.

V.3. Jerarquización de riesgos

Explicar la metodología empleada para jerarquizar los riesgos identificados y evaluados. Mostrar los riesgos jerarquizados según los parámetros considerados, como por ejemplo probabilidad de ocurrencia, impacto potencial, periodo de detección y mitigación, etc. Se puede incluir un análisis de ocurrencia del riesgo y relacionarlo con la severidad o consecuencia.

V.4. Mitigación de riesgos

Presentar las metodologías consideradas para reducir los riesgos identificados, evaluados y jerarquizados según los puntos anteriores. Explicar los mecanismos de mitigación y la forma de su implementación, así como su probabilidad de éxito para la mitigación de los riesgos y los factores clave para lograrlo. Incluir la mejor solución para evitar el riesgo identificado, proponer las medidas específicas a seguir para atenuar dicho problema.

En caso de existir incidentes previos en el área contratada o asignada, explicar con detalle el análisis post-mortem realizado del evento y las medidas consideradas para evitar que suceda de nuevo en el futuro.

Presentar una tabla de riesgos con la siguiente información:

Riesgo	Tipo	Descripción del riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto potencial	Medidas de mitigación	Probabilidad de éxito de las medidas de mitigación

Presentar la matriz de asignación de responsabilidades de acuerdo a los lineamientos establecidos por la dependencia correspondiente.

VI. Contenido nacional

Indicar el porcentaje de contenido nacional que se utilizará en el Plan provisional.

Presentar un programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional, así como un programa de transferencia de tecnología de alto impacto o estratégica, incluyendo los plazos y las etapas aplicables.

ANEXO VII**Guía para la presentación de los Programas relacionados con los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos y sus modificaciones**

La presente Guía tiene por objetivo establecer el contenido y el nivel de detalle con el que los Operadores Petroleros los Programas de trabajo y presupuesto de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos y sus modificaciones. Lo anterior, con el objeto de que la Comisión cuente con los elementos suficientes y necesarios para evaluar los aspectos técnicos, operativos y económicos, entre otros, para aprobar dichos Programas y, en su caso, sus modificaciones.

Guía para la presentación de los Programas relacionados con los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de HidrocarburosContenido:

- I. **Objetivo.** Describir de manera general las actividades a iniciar, continuar o finalizar, así como el presupuesto que se está presentando en el programa de trabajo correspondiente. Así mismo presentar las metas conforme a las cuales quedarán sujetas la evaluación de estos Programas. Lo anterior, ya sea sujeto a objetivos de hidrocarburos medidos en términos de incorporación de reservas para exploración y producción de hidrocarburos para extracción, o bien, en términos volumétricos que se esperan obtener por la actividad petrolera extractiva.
- II. **Alcance de la Guía.** Esta Guía normará la presentación, seguimiento y modificación de los siguientes Programas:
 - a) Programas de Trabajo Anuales;
 - i. Programa relativo a las actividades de evaluación;
 - ii. Del seguimiento a los Programas de Trabajo anuales;
 - b) Programa de evaluación del Descubrimiento;
 - c) Primer Programa de Trabajo de Desarrollo para la Extracción.
 - d) Programas de Trabajo Indicativos y de perforación de pozos;
 - e) Programa de Recuperación avanzada;
 - f) Modificaciones a los Programas relacionados con los Planes.
- III. **De los Programas de Trabajo Anuales.** Los Operadores Petroleros presentarán para que sean evaluados en conjunto con los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción, los Programas de trabajo correspondientes a un año calendario de trabajo. Dichos Programas deberán contar con el nivel de detalle que a continuación de describen:
 - a) **Datos generales del Programa de Trabajo.** Señalar si se refiere al primer programa de trabajo y presupuesto correspondiente, o bien, indicar el año al que corresponde, así como número de contrato, compañía, fecha de presentación y periodo que abarca.
 - b) **Presentación de las cifras del Programa de trabajo y presupuesto.** Desde la firma del Contrato correspondiente y hasta la aprobación de los respectivos Planes, los Operadores Petroleros podrán deducir los costos en los que hayan incurrido. Lo anterior, de conformidad con lo establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y en el modelo de contrato correspondientes.

Asimismo, los Operadores Petroleros deberán:

 - i. Presentar las cifras de costos, gastos e inversiones mensuales por actividad petrolera, subactividad petrolera y tarea, así como centro de costo cuando menos al nivel de detalle que señalan los 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 vigentes -publicados el 6 de marzo de 2015 y reformado el 6 de junio de 2015 así como sus actualizaciones-.

Respecto a las Actividades, Sub-actividades y Tareas se deberán incluir, en su caso, los siguientes rubros:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Tarea
Exploración	General	Evaluaciones técnico económicas.
		Recopilación de información.
		Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto.
		Revisión y evaluación de información.
	Geofísica	Adquisición sísmica 2D, 3D, 4D, multicomponente y pre-procesado.
		Procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.
		Levantamientos magnetométricos, adquisición, procesado e interpretación.
		Levantamientos gravimétricos, adquisición, procesado e interpretación.

	Geología	Análisis geoquímicos de muestras.
		Estudios estratigráficos
		Análisis de Hidrocarburos.
		Estudios geológicos regionales.
		Estudios geológicos de detalle.
		Estudios petrofísicos.
	Perforación de Pozos	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
		Servicios de perforación de Pozos.
		Realización de pruebas de formación.
		Suministros y materiales.
		Terminación de Pozos.
	Ingeniería de Yacimientos	Estimación de recursos prospectivos y estimaciones de producción.
		Delimitación de Yacimientos.
		Caracterización de Yacimientos.
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Estudios de impacto ambiental.
		Auditorías de seguridad.
		Tratamiento y eliminación de residuos.
		Restauración ambiental.
Auditoría ambiental.		

Evaluación	General	Evaluaciones técnico económicas.
		Plan de desarrollo con ingeniería básica.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
	Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos.
		Realización de pruebas de producción.
	Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de reservas y estimaciones de producción.
		Modelado y simulación de Yacimientos.
		Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).
		Caracterización de Yacimientos.
		Diseño de terminaciones de Pozos.
	Otras Ingenierías	Ingeniería conceptual.
		Diseño de instalaciones de superficie.
		Estudios del fondo marino.
		Diseño de ductos.
	Perforación de Pozos	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
		Servicios de perforación de Pozos.
		Realización de pruebas de formación.
		Suministros y materiales.
Terminación de Pozos.		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Estudios de impacto ambiental.	
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Auditorías de seguridad.	
	Tratamiento y eliminación de residuos.	
	Restauración ambiental.	
	Auditoría ambiental.	

Desarrollo	General	Evaluaciones técnico económicas.
		Administración de contratos.
		Plan de desarrollo con ingeniería de detalle.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
	Geofísica	Reinterpretación sísmica de detalle.
		Procesamiento y reprocesamiento de datos sísmicos.

	Geología	Caracterización geológica y petrofísica de Yacimientos.
		Análisis geoquímicos de muestras.
		Estudios estratigráficos.
		Análisis de Hidrocarburos.
		Estudios petrofísicos.
	Perforación de Pozos	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
		Servicios de perforación de Pozos.
		Suministros y materiales.
		Terminación de Pozos.
	Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos.
		Realización de pruebas de producción.
	Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de reservas y estimaciones de producción.
		Modelado y simulación de Yacimientos.
		Estudios de presión volumen temperatura (PVT).
		Caracterización de Yacimientos.
		Diseño de terminaciones de Pozos.
	Intervención de Pozos	Intervención de pozos para restauración.
		Otras intervenciones específicas en Pozos.
	Otras ingenierías	Ingeniería de detalle.
		Ingeniería conceptual.
		Diseño de instalaciones de superficie.
		Estudios de fondo marino.
		Diseño de ductos.
	Construcción Instalaciones	Construcción de instalaciones terrestres y marinas.
Construcción y tendido de ductos.		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente.	
	Implementación y seguimiento.	
	Auditoría ambiental.	
	Tratamiento y eliminación de residuos.	
	Restauración ambiental.	
	Auditorías de seguridad.	

Producción	General	Administración de contratos.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
	Geología	Caracterización geológica y petrofísica de Yacimientos.
		Análisis geoquímicos de muestras.
		Estudios petrofísicos.
	Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos.
		Realización de pruebas de producción.
	Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de reservas y estimaciones de producción.
		Simulación y caracterización de Yacimientos.
		Estudios de presión volumen temperatura (PVT).
		Diseño de terminaciones de Pozos.
	Otras ingenierías	Ingeniería de detalle para reacondicionamiento de instalaciones.
	Construcción de Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras instalaciones.
	Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.
		Otras intervenciones específicas en Pozos.
	Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.
		Ingeniería de producción.
		Operación de las instalaciones de producción.
Ductos	Mantenimiento de ductos.	
	Operación de ductos.	
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Actualización del plan de seguridad y medio ambiente.	
	Implementación y seguimiento.	
	Auditoría ambiental.	
	Tratamiento y eliminación de residuos.	
	Restauración ambiental.	
Abandono	General	Evaluaciones técnico económicas.
		Administración de contratos.
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
	Otras ingenierías	Planes de abandono.
	Desmantelamiento de Instalaciones	Ejecución del abandono de instalaciones de superficie.
		Ejecución de planes de restauración.
		Ejecución de planes de abandono de instalaciones de fondo.
		Transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos.
		Servicios de soporte.
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Estudios de impacto ambiental.
		Tratamiento y eliminación de residuos.
		Auditoría ambiental.
		Auditoría de seguridad.

Los costos, gastos e inversiones se identificarán de acuerdo a las Normas de Información Financiera vigentes en México y se asignarán, en primer término, al Centro de Costos de cada Pozo que le dio origen; en segundo término, al Centro de Costos de cada Yacimiento; en tercer término, al Centro de Costo de cada Campo; y finalmente, se asignarán al Centro de Costo de infraestructura común o de administración general de cada Área Contractual o Área de Asignación conforme a la siguiente estructura:

Estructura de Centro de Costos

Área	Campo	Yacimiento	Pozo
Área Contractual o Área de Asignación	Campo(1)	Yacimiento(1,1)	Pozo(1,1,1)
			Pozo(1,1,2)
			Pozo(1,1,...)
			Pozo(1,1,f)
		Yacimiento(1,2)	Pozo(1,2,1)
			Pozo(1,2,2)
			Pozo(1,2,...)
			Pozo(1,2,g)
		Yacimiento(1,...)	Pozo(1,...,1)
			Pozo(1,...,2)
			Pozo(1,...,...)
			Pozo(1,...,h)
		Yacimiento(1,b)	Pozo(1,b,1)
			Pozo(1,b,2)
			Pozo(1,b,...)
			Pozo(1,b,i)
	Campo(2)	Yacimiento(2,1)	Pozo(2,1,1)
			Pozo(2,1,2)
			Pozo(2,1,...)
			Pozo(2,1,j)
		Yacimiento(2,2)	Pozo(2,2,1)
			Pozo(2,2,2)
			Pozo(2,2,...)
			Pozo(2,2,k)
		Yacimiento(2,...)	Pozo(2,...,1)
			Pozo(2,...,2)
			Pozo(2,...,...)
			Pozo(2,...,l)
		Yacimiento(2,c)	Pozo(2,c,1)
			Pozo(2,c,2)
			Pozo(2,c,...)
			Pozo(2,c,m)

	Campo(...)	Yacimiento(...,1)	Pozo(...,1,1)	
			Pozo(...,1,2)	
			Pozo(...,1,...)	
			Pozo(...,1,n)	
		Yacimiento(...,2)	Pozo(...,2,1)	
			Pozo(...,2,2)	
			Pozo(...,2,...)	
			Pozo(...,2,o)	
		Yacimiento (...,.)	Pozo(...,.,1)	
			Pozo(...,.,2)	
			Pozo(...,.,...)	
			Pozo(...,.,p)	
		Yacimiento(...,d)	Pozo(...,d,1)	
			Pozo(...,d,2)	
			Pozo(...,d,...)	
			Pozo(...,d,q)	
Área Contractual o Área de Asignación	Campo(a)	Yacimiento(a,1)	Pozo(a,1,1)	
			Pozo(a,1,2)	
			Pozo(a,1,...)	
			Pozo(a,1,r)	
		Yacimiento(a,2)	Pozo(a,2,1)	
			Pozo(a,2,2)	
			Pozo(a,2,...)	
			Pozo(a,2,s)	
		Yacimiento(a,...)	Pozo(a,...,1)	
			Pozo(a,...,2)	
			Pozo(a,...,...)	
			Pozo(a,...,t)	
		Yacimiento(a,e)	Pozo(a,e,1)	
			Pozo(a,e,2)	
			Pozo(a,e,...)	
			Pozo(a,e,u)	
		Infraestructura común del Área Contractual o Área de Asignación		
		Administración general		

- ii. Ser consistentes con las cifras del año correspondiente al señalado en el Plan de Exploración y de Desarrollo para la Extracción presentado o aprobado por la Comisión.
- iii. Presentar cifras calendarizadas mensualmente, considerando que los costos, gastos e inversiones por actividad petrolera y centro de costos serán realizados en la fecha en la que se presentan dentro del Programa.

- iv. Las cifras de inversiones y gastos deberán presentarse en dólares americanos y su paridad en pesos mexicanos. Lo anterior, conforme al Tipo de cambio publicado por el Banco de México, en el Diario Oficial de la Federación para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana, a la fecha de presentación de los Planes, o de sus modificaciones.
 - v. Las actividades petroleras, sub-actividades petroleras y tareas deberán especificar pormenorizadamente cada actividad y duración de la misma y estar asociadas conforme al presupuesto de los costos, gastos e inversiones programados mensualmente y señalando la cantidad y las unidades que son práctica internacional en la industria.
Tal sería el caso de los siguientes conceptos:
 - A. Estudios en número.
 - B. Sísmica 2D en kilómetros o 3D en kilómetros cuadrados.
 - C. Para pozos, señalar la cantidad en número, la profundidad en metros verticales y metros desarrollados y el tiempo que durarán los trabajos, en días.
 - D. Para instalaciones, señalar las capacidades de manejo de producción en miles de barriles por día o millones de pies cúbicos por día.
 - vi. Describir la metodología -supuestos y parámetros- conforme a la cual se realizaron la estimación de los costos, gastos e inversiones para la elaboración del presupuesto; principalmente para las actividades que demanden mayores recursos.
 - vii. Presentar un cronograma de las actividades principales del Programa de Trabajo.
 - viii. Dentro del Programa de trabajo, presentar las metas de volumen de incorporación de reservas o de producción promedio diario mensual de aceite, gas y condensados, a nivel pozo o pozo/yacimiento de manera calendarizada mensual y en miles de barriles por día para líquidos y millones de pies cúbicos para el gas.
 - ix. Programa anual de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado. Lo anterior, conforme a la Guía señalada en la regulación emitida por la Comisión en la materia;
 - x. Programas anual de gestión y gerencia de medición. Lo anterior, conforme a la Guía señalada en la regulación emitida por la Comisión en la materia;
- c) **Del seguimiento de los Programas de Trabajo aprobados por la Comisión, con los Planes.** Para el seguimiento de la autorización de los Planes aprobados por la Comisión, junto con los Programas relacionados con éstos, los Operadores Petroleros deberán entregar **reportes de seguimiento mensual de los Programas de Trabajo y presupuesto.**

Dichos reportes de los avances o valores reales de inversiones, gastos y actividades físicas detallarán la siguiente información:

- A. Los reportes mensuales detallarán la siguiente información:
 - 1. El nivel de cumplimiento de las actividades Programadas para ese periodo, contra lo programado;
 - 2. Desviaciones en el cumplimiento de las actividades, metas, objetivos y justificación de las variaciones respecto de los Programas, así como las acciones tomadas para corregir las causas que generaron las mismas;
 - 3. Indicadores de desempeño a la operación detallando el nombre y fórmula del indicador, frecuencia de medición, periodo de reporte a la Comisión, metas o parámetros de medición y el resultado del indicador.
- B. Los reportes mensuales de las actividades que se estén desarrollando, conforme a la ejecución de los Programas de Trabajo detallarán la siguiente información:
 - 1. Evaluación general del cumplimiento de los Programas asociados a los Planes, detallando de manera particular las variaciones de las metas;

2. Cumplimiento de las inversiones realizadas para la Exploración, para la recuperación secundaria y mejorada, para el desarrollo y explotación de Yacimientos, en infraestructura de Almacenamiento y Transporte de Hidrocarburos, detalladas en los Programas de inversión de cada Plan, según se trate.
 3. En caso de haber Extracción de Hidrocarburos, el total del volumen producido por tipo de Hidrocarburo, en el mes a reportar, en el Área de Asignación o Contractual.
 4. Indicadores de desempeño a la operación detallando el nombre y fórmula del indicador, frecuencia de medición, Metas o parámetros de medición y el resultado del indicador.
- C. El Operador Petrolero deberá entregar este informe dentro de los siguientes 5 días hábiles posteriores al cumplimiento del mes a reportar, firmado por el responsable oficial del Área de Asignación o Contractual.
- D. La revisión y supervisión de cumplimiento de dichos Programas se realizará conforme a la regulación que la Comisión emita en materia de administración de Títulos de Asignación y Contratos.
- IV. Programa de evaluación del Descubrimiento.** En caso de que la ejecución del Plan de Exploración conduzca a un Descubrimiento, los Operadores Petroleros deberán presentar para su aprobación, un programa de evaluación del mismo, orientado a determinar la comercialidad del Descubrimiento.
- a) **De la información que debe contener el proyecto de Programa de evaluación del Descubrimiento.** Los Operadores Petroleros deberán presentar, al menos, la siguiente información, que sustente las actividades programadas:
- i. Resumen ejecutivo;
 - ii. Información General del Descubrimiento;
 - iii. Programa de Evaluación;
 - iv. Resultados del Periodo de Evaluación.
- b) **De los reportes de resultados del Programa de evaluación del Descubrimiento.** Una vez concluidas las actividades programadas para la Evaluación del Descubrimiento, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión, dentro de los términos y plazos establecidos, el Informe de Evaluación del Descubrimiento, el cual deberá contener, al menos, la siguiente información:
- i. Reporte de actividades de la Evaluación del Descubrimiento;
 - ii. Datos técnicos, mapas y reportes relativos al Área Contractual,
 - iii. La estimación de los volúmenes de Hidrocarburos descubiertos.
 - iv. Pronóstico de la tasa máxima de eficiencia de producción
 - v. Estudio de la viabilidad del desarrollo del Área de Evaluación
 - vi. Conclusiones generales
 - vii. Declaración de comercialidad.
- V. Primer Programa de Trabajo.** Los Operadores Petroleros deberán presentar los Primeros Programas de Trabajo, detallando la siguiente información:
- a) El Primer Programa de Trabajo del Periodo de Exploración comprenderá las Actividades Petroleras a realizarse durante el primer Año Contractual y durante el resto del Año en el que termine el primer Año Contractual.
- b) El Primer Programa de Trabajo del Periodo de Desarrollo para la Extracción deberá incluir las Actividades Petroleras a realizarse durante el resto del Año Contractual en el que se declare el Descubrimiento Comercial y las Actividades Petroleras a realizarse durante el resto del Año en el que termine dicho Año Contractual.
- Todos los Programas de Trabajo presentados en el Periodo de Desarrollo deberán contener la producción estimada mensual para el Año aplicable y la proyección de producción total del Descubrimiento Comercial.

VI. Programas de Trabajo Indicativos. Los Operadores Petroleros deberán preparar y presentar a la CNH, junto con los Primeros Programas de Trabajo y Mínimos de Trabajo, los Programas para los dos (2) Años siguientes, estableciendo las Actividades Petroleras que éstos planea llevar a cabo durante dichos Años.

VII. Programa de perforación de pozos. Conforme a los Programas de Trabajo aprobados por la Comisión, los Operadores Petroleros señalarán los pozos que planean perforar durante un año. Conforme a dicho Programa, los Operadores Petroleros señalarán los siguientes elementos:

- a) Nomenclatura posible del pozo, de conformidad con la Guía que en materia de identidad de pozos la Comisión emitirá y formará parte de la regulación en materia de autorización de perforación de pozos petroleros.
- b) Objetivos de la perforación
- c) Plan y, en su caso, etapa del mismo en el que quedará comprendido, así como los objetivos geológicos a alcanzar.

VIII. Programa de Recuperación avanzada. Los Operadores Petroleros deberán detallar en el presente Plan:

De la propuesta de desarrollo complementario de un yacimiento maduro en la que el Operador Petrolero detalle, al menos:

- a) El método de recuperación de hidrocarburos que considere para su aplicación;
- b) Propuesta de diseño de prueba piloto para el método de recuperación de hidrocarburos seleccionado, considerando, al menos:
 - i. Los materiales, aditivos y equipos para la opción que seleccione
 - ii. Los experimentos con roca, fluidos de la formación, materiales y aditivos a usar.
 - iii. Los estudios de laboratorio a realizar, así como la simulación numérica del proceso de recuperación mejorada y un análisis técnico y económico integral.
- c) El número de pozos a ser perforados o rehabilitados;
- d) Las acciones para evaluar la integridad de los pozos;
- e) El tipo de terminación de pozos de avanzada, estratégicos, productores e inyectores;
- f) La tecnología, técnicas, mejores prácticas y estándares adoptados, para la conversión de pozos productores a inyectores y otros acondicionamientos o adecuaciones, en términos de los Lineamientos para Obtener la Autorización de la Perforación y Terminación de Pozos y para Asegurar la Integridad de los mismos.
- g) En su caso, la descripción de las instalaciones a ser rehabilitadas, utilizadas o a construir, así como la descripción del acondicionamiento de aquellas existentes para la recolección, tratamiento, medición, almacenamiento y transporte de fluidos.

IX. Modificaciones a los Programas de Trabajo. Los Operadores Petroleros deberán preparar y presentar ante la Comisión la información y el Formato por el que solicitan o atienden la instrucción de la Comisión, para documentar la modificación de los Programas relacionados con los Planes.

Conforme a dicho formato, los Operadores Petroleros deberán remitir la siguiente información:

- a) Comparativo de los apartados o secciones del Programa que se pretenden modificar, respecto del inicialmente aprobado. Dicho análisis deberá estimar de manera cuantitativa o, en su caso cualitativa, los efectos derivados de la modificación del Programa en términos técnicos, económicos, operativos y cualquier otro que se identifique;
 - b) Sustento documental de las modificaciones;
 - c) Las nuevas versiones de los Programas.
 - d) La demás que el Operador Petrolero considere necesaria para que la Comisión emita el Dictamen respectivo;
-

