

Resolución 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.

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

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA, EDGAR RENE RANGEL GERMAN, JAVIER HUMBERTO ESTRADA ESTRADA, GUILLERMO CRUZ DOMINGUEZ VARGAS y ALFREDO EDUARDO GUZMAN BALDIZAN, comisionado presidente y comisionados, respectivamente, integrantes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 11 y 15 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, y 2, 3 y 4, fracciones III, VII, VIII, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Resolución CNH.06.002/09, tomada por el Organo de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos el día 12 de noviembre de 2009, que a efecto de que Pemex y sus Organismos Subsidiarios cuenten con elementos técnicos específicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, mismos que serán considerados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos para emitir el dictamen técnico correspondiente, el Organo de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha tenido a bien expedir la siguiente:

RESOLUCION CNH.06.002/09, POR LA QUE LA COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS DA A CONOCER LOS LINEAMIENTOS TECNICOS PARA EL DISEÑO DE LOS PROYECTOS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS Y SU DICTAMINACION

Capítulo I

De las Disposiciones Generales

Artículo 1. Los presentes lineamientos técnicos se emiten en términos de los artículos 2, 3 y 4, fracciones V, VI, VII, VIII, XI, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 11 y 15 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, por lo que son de observancia obligatoria y tienen por objeto establecer los elementos específicos que deberán contener los proyectos de exploración y explotación que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios presenten para su dictaminación a la Comisión, así como los procedimientos que ésta observará durante la revisión de los mismos, atendiendo a los principios y bases siguientes:

- I. Los presentes lineamientos regulan la fase de diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, a efecto de que éstos se ajusten a las mejores prácticas y a una planeación eficiente a lo largo del ciclo de su vida productiva.
- II. Los presentes lineamientos garantizarán que la información de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, que Petróleos Mexicanos presente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos para su dictaminación, debe ser completa y suficiente para que este órgano desconcentrado y la Secretaría de Energía puedan evaluar y adoptar las resoluciones correspondientes.
- III. La Comisión realizará la revisión de los proyectos de exploración y explotación, con el objeto de garantizar:
 - a. El mayor índice 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.
 - b. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
 - c. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y explotación de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
 - d. La protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales durante los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.
 - e. La realización de la exploración y explotación de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial.
 - f. La reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su explotación.

- IV. La planeación adecuada de las distintas etapas del ciclo de vida productivo de un proyecto de exploración y explotación de hidrocarburos.
- V. Petróleos Mexicanos, como organismo descentralizado de la Secretaría de Energía, y operador responsable de realizar las actividades petroleras reconocidas de forma exclusiva al Estado Mexicano, deberá observar lo dispuesto en estos Lineamientos, con el fin de que los proyectos de exploración y explotación se realicen conforme a las mejores prácticas de la industria.

Artículo 2. Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos que realice Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán realizarse conforme a los proyectos dictaminados por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y bajo los términos y condiciones de los permisos y títulos de asignación emitidos por parte de la Secretaría de Energía.

Artículo 3. En la interpretación y aplicación de los presentes Lineamientos, se entenderá por:

- I. Comisión, o Comisión Nacional de Hidrocarburos. Organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía creado conforme a la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- II. Documento de Soporte de Decisión, o DSD. Es un documento ejecutivo que sintetiza la información del avance del proyecto de inversión en la fase de diseño y acreditación, que contiene un resumen de los aspectos más relevantes del proyecto, de los entregables de la etapa y las consideraciones principales que sustentan la recomendación de continuar el proyecto.
- III. Exploración. Son una serie de procesos y actividades encaminadas a evaluar un recurso petrolero y a encontrar acumulaciones de aceite y/o gas susceptibles de ser explotadas en forma económicamente rentable. La exploración se sustenta en el conocimiento geológico del subsuelo y mientras la geología es una ciencia, la exploración es un negocio.
- IV. Explotación. Las actividades relacionadas con la extracción de hidrocarburos, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos. En este sentido, los términos explotación y extracción se consideran sinónimos para los efectos de la aplicación de los presentes lineamientos.
- V. Factor de recuperación. Es la fracción del volumen de aceite o gas original de un yacimiento que puede ser recuperada a través de recuperación primaria, secundaria, y terciaria o mejorada.
- VI. Manifestación de Impacto Petrolero, o MIP. Documento por el que PEMEX presenta a la Comisión el estudio y los planes y programas a desarrollar para la ejecución de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, y tiene por efecto:
 - a. Mejorar la elaboración y la calidad de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos;
 - b. Hacer posible la discusión objetiva de las ventajas y desventajas del mismo;
 - c. Transparentar el ejercicio de dictaminación de la Comisión.
- VII. Modificación Sustantiva. Desviación significativa de un proyecto, relativas a, entre otros, los gastos, inversiones, producción, aprovechamiento de gas, tiempos de ejecución y rentabilidad estimada de los proyectos de exploración y explotación, que se aparta de los planes y programas opinados o dictaminados por la Comisión, en una medida tal, que varía las condiciones bajo las cuales fue diseñado el proyecto. La Comisión analizará la existencia de una modificación sustantiva de un proyecto, de acuerdo con los criterios y parámetros establecidos en el capítulo VII de los presentes lineamientos técnicos.
- VIII. Mejores prácticas. Son las acciones o recomendaciones publicadas, tecnologías empleadas o destrezas industriales instrumentadas en el mundo, que permiten elevar la eficiencia para alcanzar un objetivo o resultado con un menor requerimiento de recursos, o que incrementan la efectividad reduciendo el margen de incertidumbre para alcanzar un objetivo o resultado claramente definido, ambas, eficiencia y efectividad, considerando la disminución de riesgos de daños o perjuicios a las personas, a los bienes o a la naturaleza.
- IX. PEMEX. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.
- X. Play. Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).
- XI. Proyectos de inversión. Conjuntos de obras y acciones que llevan a cabo Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios (independientemente de la fuente de recursos para su realización), para la

construcción, ampliación, adquisición, modificación, mantenimiento o conservación de activos fijos, con el propósito de solucionar una problemática, atender una necesidad específica o desarrollar una oportunidad de negocio que capture valor económico a lo largo del tiempo.

Para fines del alcance de estos Lineamientos se considerará que los proyectos de inversión pueden ser clasificados como de exploración, de explotación, de pozos y de infraestructura. En el caso de los dos últimos, Petróleos Mexicanos deberá incluirlos dentro del proyecto de exploración o explotación al que pertenezcan. Asimismo, en estos Lineamientos los términos explotación y extracción se consideran sinónimos.

- XII.** Proyectos de exploración. Conjunto de actividades de campo y gabinete asociadas a elementos físicos que deberán llevarse a cabo apegadas a las mejores prácticas con el objeto de identificar acumulaciones de gas y aceite en el subsuelo, y una vez descubiertas, evaluar sus características y reservas asociadas.
- XIII.** Proyectos de explotación. Conjunto de actividades de campo y gabinete asociadas a elementos físicos con el propósito de generar valor económico a través de la explotación óptima de reservas de hidrocarburos asociadas a un yacimiento o yacimientos de acuerdo a la normatividad vigente.
- XIV.** Recuperación mejorada. Es la recuperación de petróleo mediante la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el depósito.
- XV.** Recuperación secundaria. En la vida de la producción de un yacimiento la recuperación secundaria se refiere a las técnicas, como inyección de agua o gas, cuyo propósito, en parte, es mantener la presión del yacimiento o el desplazamiento inmisible o miscible para recuperar petróleo adicional.
- XVI.** Recuperación terciaria. Es cualquier técnica aplicada después de la recuperación secundaria.
- XVII.** Secretaría. La Secretaría de Energía.

Para la interpretación y aplicación de los conceptos técnicos y de ingeniería presentes en los lineamientos técnicos se atenderá a los diccionarios de ingeniería referidos en las mejores prácticas.

Artículo 4.- Se considerarán proyectos que deben ser dictaminados por la Comisión, en términos de la fracción VI del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los siguientes:

- I. Proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que PEMEX proponga como nuevos.
- II. Modificaciones sustantivas a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, independientemente de la fuente de recursos para su realización, en términos de lo dispuesto en el capítulo VII de los presentes lineamientos técnicos.

Artículo 5.- Por su monto de inversión, los proyectos se clasifican para su dictaminación en:

- I. Proyectos menores, con monto total de inversión menor y de hasta 2,000 millones de pesos. Para éstos, PEMEX presentará la siguiente información:
 - a. Documentación soporte del proyecto y, en caso de que así lo determine la Comisión, los documentos soporte de decisión referidos en los capítulos III y IV de los presentes lineamientos.
 - b. Dictamen o resolución final elaborado por el área técnica de exploración o explotación de PEMEX, que haya evaluado y dictaminado favorablemente el proyecto.
- II. Proyectos mayores, con montos totales de inversión mayores a 2,000 millones de pesos. Para éstos, PEMEX presentará la siguiente información:
 - a. Documentación de soporte del proyecto y los documentos soporte de decisión referidos en los capítulos III y IV de los presentes lineamientos.
 - b. Dictamen elaborado por el área técnica de exploración o explotación de PEMEX y;
 - c. Dictamen del Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de PEMEX, junto con la documentación correspondiente al cumplimiento de los requerimientos solicitados por éste.

Artículo 6. Por su objeto, los proyectos se clasifican para su dictaminación en:

- I. Proyectos de exploración. PEMEX atenderá las siguientes bases para su elaboración:
 - a. Deberá garantizarse que los elementos que controlan la probabilidad de que existan acumulaciones de gas y aceite en el subsuelo, se hayan evaluado conforme a las mejores prácticas internacionales y que los rangos de volumetría que pudieran contener cubran todos los tamaños posibles.
 - b. Deberán indicarse los recursos prospectivos a evaluar, así como su probabilidad de éxito;

- c. Deberán describirse los tipos de hidrocarburos esperados a producir, destacando la información técnica relevante del pozo o pozos que hayan resultado descubridores en el área, o en áreas cercanas, si es el caso.
Para lo anterior, PEMEX podrá incluir datos de pruebas de producción, registros geofísicos y núcleos, entre otros.
 - d. Deberá incorporarse los aspectos de seguridad industrial, entre los cuales, al menos, deberán identificarse:
 - i. La identificación de peligros y evaluación de riesgos operativos,
 - ii. Objetivos y metas en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente,
 - iii. Programas para gestionar los objetivos, metas y recomendaciones derivadas de los análisis de riesgos operativos,
 - iv. Planes de respuesta a emergencias y daños al ambiente,
 - v. Capacitación del personal, administración, mantenimiento, reingeniería de procesos y cualquier actividad necesaria en la formulación del proyecto.
 - e. Se incorporará la información y evaluación de actividades de costo mínimo, las cuales implican egresos para cumplir normas legales o institucionales de PEMEX o restricciones externas o internas de ella.
- II. Proyectos de explotación, PEMEX atenderá las siguientes bases para su elaboración:**
- a. Deberá describirse los elementos y actividades relacionadas con la perforación de los pozos de desarrollo, así como la construcción de las instalaciones que manejan la producción proveniente de los yacimientos que integran los campos del proyecto, especificando, entre otros elementos, los siguientes:
 - i. Tipo de hidrocarburo a producir,
 - ii. La información técnica relevante del pozo o pozos descubridores y demás pozos perforados a la fecha. Como ejemplo, podrán incluirse los datos de pruebas de producción, registros geofísicos, núcleos, entre otros.
 - b. Deberá indicarse los programas de construcción, instalación y operación de plataformas marinas, baterías de separación, tanques de almacenamiento, estaciones de bombeo y compresión, ductos, desmantelamiento de instalaciones de producción y manejo de hidrocarburos y, en general, cualquier trabajo, obra o actividades relacionadas con la cadena de valor de los campos.
 - c. Establecer las actividades de seguridad física e industrial, entre los cuales al menos, deberán presentarse:
 - i. La identificación de peligros y evaluación de riesgos operativos,
 - ii. Objetivos y metas en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente,
 - iii. Los programas para gestionar los objetivos, metas y recomendaciones derivadas de los análisis de riesgos operativos,
 - iv. Planes de respuesta a emergencias y daños al ambiente y a la ecología en general,
 - v. Planes de capacitación del personal,
 - vi. Planes de administración y mantenimiento de instalaciones,
 - vii. Reingeniería de procesos y cualquier actividad necesaria en la formulación del proyecto.
 - d. Se incorporará la información y evaluación de actividades de costo mínimo, los cuales implican egresos para cumplir normas legales o institucionales de PEMEX, o restricciones externas o internas de ella.

Artículo 7. Los proyectos de exploración comprenden las actividades relacionadas con:

- I. Evaluación del potencial.

- a. Estudio de cuencas.
 - b. Estudio del sistema petrolero.
 - c. Estudio de plays hipotéticos/establecidos.
- II. Incorporación de reservas.
- a. Actualización de plays establecidos.
 - b. Definición de prospectos e incorporación de reservas.
- III. Delimitación de yacimientos.

Artículo 8. Los proyectos de explotación deben considerar las actividades necesarias para la explotación sustentable de los campos y de acuerdo a su cadena de valor.

Los proyectos de explotación comprenden, entre otros, los siguientes elementos físicos y actividades:

- I. Pozos de desarrollo.
- II. Pozos intermedios.
- III. Pozos inyectores.
- IV. Ductos.
- V. Estaciones de compresión.
- VI. Tanques.
- VII. Intervenciones y Reparaciones Mayores.
- VIII. Reparaciones Menores.
- IX. Pruebas piloto.
- X. Sistemas artificiales de producción.
- XI. Optimización del proceso de producción.
- XII. Aseguramiento de la calidad de aceite y gas.
- XIII. Recuperación secundaria.
- XIV. Recuperación mejorada.
- XV. Programas de mantenimiento de instalaciones.
- XVI. Taponamientos.
- XVII. Desmantelamiento de instalaciones.
- XVIII. Programa de desincorporación de pozos e instalaciones.
- XIX. Restauración de las áreas de trabajo.

Artículo 9. Los manuales de ingeniería y demás normatividad técnica emitida por Petróleos Mexicanos en materia de diseño, elaboración y evaluación de proyectos son complementarios a los presentes lineamientos técnicos, siempre y cuando los primeros no los contravengan, en cuyo caso, prevalecerá el presente instrumento.

Artículo 10. Corresponderá a la Comisión la interpretación y vigilancia en la aplicación de los presentes lineamientos técnicos, así como, en su caso, la realización de acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento.

Capítulo II

De los elementos que deben contener los proyectos

Artículo 11. Para que el diseño de los proyectos, sean éstos de exploración o de explotación, se apegue a las mejores prácticas, PEMEX deberá desarrollar, con el máximo nivel de detalle que permita la etapa en la que se encuentren y el tipo de proyecto, los siguientes elementos:

- I. Identificación de las principales alternativas.
- II. Evaluación de las principales alternativas.
- III. Plan de ejecución del proyecto.

- IV. Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.
 - a. Geología.
 - b. Sismología.
 - c. Petrofísica.
 - d. Volumetría.
 - e. Estudios de fluidos PVT.
 - f. Pruebas de presión-producción.
 - g. Química de fluidos.
 - h. Mecanismos de producción y modelos.
 - i. Factor de recuperación y perfiles de producción.
 - j. Métodos de recuperación adicional como secundaria, mejorada u otra.
- V. Estrategia de desarrollo y producción.
 - a. Plan de desarrollo seleccionado, reservas y pronósticos de producción.
 - b. Perforación de pozos e instalaciones de producción.
 - c. Instalaciones de proceso.
- VI. Evaluación económica y riesgos económicos.
- VII. Instrumentos de medición.
- VIII. Programa de aprovechamiento de gas.
- IX. Seguridad industrial y medio ambiente.
- X. Desincorporación o abandono.

Artículo 12. A continuación se detalla el contenido y alcance de todos y cada uno de los elementos señalados en el artículo anterior.

12.1. Identificación de las principales alternativas.

Con el fin de asegurar el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos, PEMEX deberá identificar y analizar las principales alternativas con las que se cuenta, a través de la descripción de los siguientes elementos:

1. Las metodologías empleadas para la identificación de las principales alternativas mediante las cuales se podrían alcanzar los objetivos planteados.
2. La evaluación de las alternativas conforme a las mejores prácticas en la ejecución de proyectos similares.
3. Comparativo de los indicadores de desempeño operativo esperados contra las mejores prácticas en proyectos similares, entre los que se encuentren los siguientes factores:
 - a. Tiempo de ejecución;
 - b. Trayectoria de producción;
 - c. Generación de reservas;
 - d. Factores de recuperación;
 - e. Indicadores de productividad.
4. Comparativo de los indicadores del desempeño financiero esperado de las alternativas contra las mejores prácticas en proyectos similares, entre los que se encuentren los siguientes factores:
 - a. Trayectoria de flujos de efectivo;
 - b. Valor presente neto;
 - c. Valor presente de la inversión;
 - d. Tasa interna de retorno, y
 - e. Costos de operación y mantenimiento, costos por unidad de producción y razones financieras.

5. Identificación de los principales peligros y evaluación de los riesgos operativos de éstos.
6. Las diferentes alternativas propuestas deberán estar definidas por opciones técnicas y estrategias de ejecución. Las alternativas planteadas deben ser mutuamente excluyentes, pudiendo ser la agregación de varias. Es decir deben construirse diferentes opciones de realización del mismo objetivo y todas las propuestas deben ser factibles desde el punto de vista técnico y logístico, así como sustentables desde el punto de vista ambiental.

12.2 Evaluación de las principales alternativas.

Como parte de la evaluación de cada una de las distintas alternativas analizadas deberá presentarse:

- I. Un resumen de la descripción técnica.
- II. Estimaciones de inversión, ingresos, producción y costos operativos.
- III. Estimación de la generación de reservas de hidrocarburos, así como el factor de recuperación.
- IV. Análisis de sensibilidad y riesgo sobre los principales factores que determinan la variabilidad esperada de los indicadores señalados en el punto II.
- V. Identificación de los factores de riesgo e incertidumbre que determinan preponderantemente la viabilidad en las estimaciones de inversión, ingresos, producción y costos operativos. En caso de utilizar algún método probabilístico, PEMEX deberá presentar los resultados de su aplicación.
- VI. Evaluación de los riesgos operativos e implicaciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental.
- VII. Descripción de las metodologías empleadas para seleccionar la mejor alternativa.
- VIII. Descripción de los resultados de las metodologías empleadas para la evaluación de las diferentes alternativas desde el punto de vista de seguridad industrial y protección ambiental.

12.3 Plan de ejecución.

Con la información resultante de la identificación y evaluación de las alternativas, PEMEX conformará y presentará a la Comisión para su dictaminación el plan de ejecución del proyecto y su plan de tecnología, desagregando la siguiente información:

- I. Calendario de actividades y montos a ejercer anuales o mensuales, según sea el caso.
- II. Descripción de la tecnología a utilizar, especificando procedimientos, técnicas y herramientas que se implementarían durante las etapas relacionadas con el estudio del yacimiento, perforación y terminación de pozos, fracturamientos y estimaciones, así como la construcción de instalaciones en superficie, indicando las iniciativas específicas y objetivos de usar dicha tecnología, así como el impacto en beneficio del proyecto.
- III. El plan de construcción de instalaciones comunes a varios campos para el manejo de la producción.
- IV. Un análisis que identifique el potencial de las limitaciones de suministro de insumos físicos y de recursos humanos que requiere el proyecto.
- V. Alcance de las obras y servicios que se contratarán con terceros.
- VI. Un análisis de mercado de las empresas externas y/o personas físicas que apoyarían la ejecución de las obras, servicios y consultorías antes referidas, en su caso.
- VII. Roles y responsabilidades de los participantes de Pemex en el diseño y ejecución del proyecto.

12.4 Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

Los elementos geológicos, geofísicos y de ingeniería que sirven de fundamento para los proyectos, deberán estar descritos en relación con los depósitos o grupos de depósitos de petróleo que se prevé explorar o explotar y junto con el programa de incorporación de reservas y producción previsto, para el proyecto propuesto.

12.4.1. Geología.

La información geológica deberá comprender la o las configuraciones estructurales de todos los objetivos, la geología regional con el marco tectónico y la secuencia estratigráfica marco, lito-estratigráfica y la bio-estratigráfica.

PEMEX deberá presentar una descripción detallada y el mapa del ambiente y facies del depósito a nivel objetivo; incluyendo las fallas y fracturas que pueden afectar a la extensión de la reserva y sus propiedades de producción, describiendo el sistema de fracturas. PEMEX deberá explicar la metodología empleada y los valores obtenidos para las presiones litostáticas, de formación o de poro y de fractura de todos los yacimientos.

Con el fin de obtener una visión general de las propiedades de las formaciones con hidrocarburos, PEMEX deberá describir los siguientes elementos:

- I. Los sedimentos, las facies, petrografía y diagénesis.
- II. Las barreras de flujo, en caso de que éstas existan.
- III. Las capas de alta permeabilidad, los cuales, deben ser descritas específicamente.
- IV. Presentar los mapas de espesor y las correlaciones de la sección transversal a través del campo.
- V. La evaluación de la subsidencia potencial y la producción de arena.

12.4.2 Sismología

Los estudios sísmicos deben incluir los datos básicos, parámetros de adquisición, interpretación, modelado y métodos para las conversiones a profundidad. De igual forma, PEMEX deberá presentar los mapas del tiempo, profundidad y de velocidad, así como la interpretación de las secciones sísmicas.

12.4.3. Petrofísica

La documentación asociada a la petrofísica incluirá:

- I. Los parámetros de formación, entre los que se encuentran, los elementos de litología, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de aceite y la saturación de gas.
- II. Comparación de los análisis de laboratorio (mediciones básicas y los análisis de agua) con los datos derivados de dichos análisis.
- III. Contactos de fluidos en el yacimiento, así como los datos de presión.
- IV. Temperatura de la formación.
- V. Método para la corrección de profundidad medida a la profundidad vertical real.
- VI. Mapas de la porosidad, de saturación de aceite, de agua y de la permeabilidad de cada zona.

12.4.4. Volumetría

Las siguientes estimaciones de volumen, o volumetría deben estar documentadas:

- I. Volumen de roca del yacimiento.
- II. Volumen de hidrocarburos de aceite, gas, y demás componentes presentes, a condiciones de yacimiento.
- III. Volumen de hidrocarburos (aceite, gas, etc.) a condiciones de superficie.
- IV. Volumen de agua a condiciones de yacimiento.

Los volúmenes se subdividirán de acuerdo a los tipos de hidrocarburos. Asimismo, PEMEX deberá describir y cuantificar el o los métodos de cálculo de la estimación de volúmenes y de las reservas probadas, probables y posibles, así como los parámetros y las incertidumbres de éstos.

12.4.5. Estudios de fluidos PVT

PEMEX realizará los estudios de información de presión, volumen y temperatura, o de fluidos PVT, para la caracterización del tipo de efluentes de acuerdo a sus propiedades físicas y termodinámicas que sirven para determinar la mejor forma de producción. Para tal efecto, deberá indicarse si se realizó muestreo preservado y cómo se validaron las muestras, incluyendo:

- I. Los parámetros para el cálculo del volumen original de hidrocarburos.

- II. Análisis de la composición de los fluidos.
- III. Comportamiento de los fluidos durante la producción (yacimiento-pozo).

Asimismo, PEMEX incorporará la información de pruebas de presión y producción en el pozo al nivel del yacimiento, antes y durante la producción, las cuales deberán proveer los siguientes datos:

- I. Información acerca de la naturaleza de los fluidos;
- II. Información del área drenada por el pozo y la permeabilidad de la formación, indicando la calidad de la zona productora y la productividad del pozo, de la cual finalmente se deduce el gasto óptimo de producción.

Asimismo, PEMEX reportará de forma separada dentro del análisis PVT, respecto de los fluidos del yacimiento en cuestión, la siguiente información:

- I. Gases inertes.
- II. Gases ácidos.
- III. Contenido de componentes ligeros y pesados.

12.4.6 Pruebas de presión-producción.

PEMEX deberá remitir la información de pruebas de presión y producción en el pozo al nivel del yacimiento, antes y durante la producción, las cuales proveerán información acerca de la naturaleza de los fluidos, el área drenada por el pozo y la permeabilidad de la formación. Asimismo, indicar la calidad de la zona productora y la productividad del pozo, de la cual se deduce el gasto óptimo de producción.

12.4.7. Química de fluidos

PEMEX incorporará la información sobre la composición de los fluidos del yacimiento, o química de fluidos. Las siguientes propiedades deben ser descritas de manera particular, y de forma independiente al análisis PVT:

- I. El contenido de agua y sal.
- II. Estudios de asfaltenos, resinas y parafinas.
- III. Sólidos: arenas y sedimentos.
- IV. Corrosión y facilidad de formación de hidratos.
- V. Tendencias a formación de emulsiones.
- VI. Estudios de miscibilidad.

12.4.8. Mecanismos de producción y modelos

PEMEX presentará la evaluación de los diversos mecanismos de producción y la base de decisión para la elección del método de recuperación a evaluar o seleccionado, con el apoyo de las bases de datos necesarias, entre las que se encuentran, el análisis principal, los estudios de miscibilidad y las simulaciones.

En este apartado deberán presentarse los pronósticos de producción mensual y acumulada de aceite, gas y condensado y/o gas según corresponda, por pozo, yacimiento y campo.

Los gastos de producción esperados así como los gastos de inyección deben ser descritos y documentados, señalando el método de obtención de éstos, estableciendo de manera clara, entre otros, los siguientes:

- I. Correlaciones: Se utilizará únicamente en yacimientos en donde sólo se tengan pozos exploratorios, o donde no se cuente con la suficiente información para determinarlo por otros métodos.
- II. Curvas de declinación: Se aplicará en yacimientos donde la etapa de explotación sea avanzada y se pueda determinar una declinación, siempre y cuando la historia de producción sea confiable.
- III. Balance de materia: Se aplicará en yacimientos donde se cuente con información confiable como los análisis PVT, por ejemplo.
- IV. Simulación de yacimientos: Para el caso de la simulación de yacimientos PEMEX deberá utilizar cuando se cuente con suficiente información, tal como modelo geológico, análisis PVT, análisis petrofísico (permeabilidades relativas, presiones capilares, mojabilidad), registros geofísicos, historia de producción y presiones, y datos de compresibilidad de la formación y de fluidos.

Asimismo, PEMEX presentará el modelo de simulación, así como los datos utilizados para los diferentes escenarios en las corridas analizadas, así como, describir las incertidumbres en relación con los datos de entrada y cómo afectan al cálculo de la producción del yacimiento.

12.4.9. Factor de recuperación y perfiles de producción

La descripción de las estimaciones de la recuperación y el factor de recuperación debe incluir la siguiente información:

- I. Volumen original de las reservas.
- II. Recursos técnicamente recuperables con los diferentes métodos de recuperación.
- III. Reservas probadas, probables y posibles.
- IV. Producción de aceite, gas y condensados.

PEMEX deberá indicar los perfiles de producción previstos para el aceite, el gas y condensado/líquidos de gas natural y demás fluidos con respecto de todo el campo y para zonas separadas y en su caso las instalaciones de producción diferentes. Asimismo, deberán incluirse los perfiles de producción de agua y, en su caso, de inyección de gas y/o agua.

Los perfiles de producción a presentarse serán los percentiles 10, 50 y 90, así como el valor esperado. Asimismo, deberán presentarse los factores de recuperación asociados a cada uno de perfiles de producción.

12.4.10. Métodos de recuperación adicional como secundaria, mejorada u otra.

PEMEX incluirá una evaluación técnica-económica de los métodos de recuperación con respecto a los supuestos básicos, así como un plan de estudios de tales métodos, definiendo el incremento en el factor de recuperación.

La evaluación de los distintos métodos de recuperación se realizará conforme a los criterios basados en las características del yacimiento y su esquema de explotación. Para la recuperación secundaria, PEMEX deberá analizar los efectos en el mantenimiento de presión del yacimiento e incremento en la recuperación, ya sea por medio de inyección de agua y/o inyección de gas u otros.

Para la selección, diseño e implementación del mecanismo de recuperación secundaria PEMEX deberá tener en consideración los siguientes elementos:

- I. Características del o los yacimientos principalmente analizando el tipo de roca y fluidos que contienen.
- II. Espaciamiento y patrón de perforación de los pozos.
- III. Terminación y fracturamiento o estimación de los pozos.
- IV. Instalaciones de superficie.
- V. Flujo fraccional de agua o de gases.
- VI. Presión del yacimiento.
- VII. Patrones de desplazamiento analizados.
- VIII. Evaluación económica considerando los costos de operación e inversiones necesarias.

Para la selección, diseño e implementación del mecanismo de recuperación mejorada PEMEX deberá observar los siguientes criterios, basados en las características del o los yacimientos y su esquema de explotación:

- I. Características del o los yacimientos.
- II. Habilidad para manejar el proceso de recuperación a implantar.
- III. Características de los fluidos inyectados en lo referente a costos, disponibilidad e impacto en la seguridad y ambiente.
- IV. Eficiencia del proceso definiendo si éste es enfocado a la recuperación adicional de reservas o a un incremento en el gasto de producción.
- V. Evaluación económica considerando los costos de operación e inversiones necesarias.

Para cualquier caso de recuperación secundaria, mejorada u otra, PEMEX deberá hacer un análisis exhaustivo para comparar el porcentaje de recuperación adicional que habrá bajo la implementación de estos mecanismos, bajo los criterios de las mejores prácticas.

Con lo anterior, se presentará un análisis comparativo de los diferentes tipos de fluidos que pudieran utilizarse en la recuperación secundaria y mejorada.

12.5. Estrategia de desarrollo y producción.

PEMEX describirá la estrategia de desarrollo definiendo las instalaciones y la infraestructura, estableciendo la base para la administración del campo durante la producción.

Se presentarán los resultados de las etapas de visualización, conceptualización y definición de las fases de diseño de los rubros específicos de pozos y de infraestructura; incluyendo los análisis de riesgos correspondientes.

La estrategia de desarrollo y producción seleccionada deberá describirse, incluyendo todos los planes a corto, mediano y largo plazo, definiendo el programa de desarrollo del campo o grupo de campos. Si existen varios yacimientos, explicar cómo se procederá en su explotación, así como las medidas que afecten a la tasa de producción y los volúmenes totales recuperables de petróleo.

12.5.1. Plan de desarrollo seleccionado, reservas y pronósticos de producción.

PEMEX describirá el plan de desarrollo del proyecto de explotación seleccionado, indicando el programa de actividades, su localización, la recuperación esperada así como también cualquier elemento que sirva para un mejor entendimiento del campo.

Deberán proporcionarse los valores estimados del rango de reservas por cada yacimiento haciendo explícitos los valores correspondientes a quema y autoconsumo, con una breve explicación de cómo fue determinada la incertidumbre y los elementos para determinar su probabilidad.

Asimismo, se presentarán los parámetros económicos considerados, así como sus perfiles de producción para el total de aceite, gas, condensados y agua, así como también del gas de autoconsumo, quemado y venteado.

En yacimientos o campos donde se inyectarán fluidos PEMEX deberá proporcionar los perfiles de inyección y producción acumulada.

PEMEX reportará la información necesaria para definir los volúmenes de ventas finales de gas así como los factores de encogimiento.

La información correspondiente a este apartado deberá ser reportada conforme a los presentes lineamientos, así como con las disposiciones técnicas emitidas por esta Comisión en materia de quema y venteo de gas.

12.5.2. Perforación de pozos e instalaciones de producción.

La sección correspondiente a perforación deberá contener una descripción del intervalo a perforar y su capacidad de reparación, además PEMEX deberá incluir una descripción de la terminación de pozo propuesta, así como los trabajos de fracturamiento que se planeen desarrollar.

Si están pendientes de probarse otros intervalos que pudieran descubrir yacimientos adicionales en el campo o grupo de campos, deberá explicarse la estrategia que se seguirá para el desarrollo; señalando de manera particular qué trabajos complementarios se llevarían a cabo y añadir un estimado del monto de las inversiones.

PEMEX deberá describir las consideraciones que condujeron a los tipos y el número seleccionado de pozos productores e inyectores, el plan de perforación y las posiciones e intervalos de perforaciones que constituyen la base para el perfil de producción esperado, así como los trabajos de fracturamiento que se planeen desarrollar. Incluir la necesidad de pozos adicionales como pozos de observación.

Para el caso de la perforación de pozos de desarrollo, deberá incluirse el plan de recolección de la información de estos pozos y de cómo será utilizada.

Asimismo, en este apartado se incluirán como parte de este plan, todo lo relacionado a las instalaciones de producción que se construirían en caso de avanzar en el programa de desarrollo, explicando la estrategia de explotación que se pondrá en práctica durante el desarrollo, incluyendo la recuperación secundaria o mejorada y mostrando los posibles factores de recuperación a obtener.

Donde las opciones sean viables para una mejora al desarrollo o para las próximas fases de evaluación o desarrollo, PEMEX deberá describir el potencial para reparaciones, nueva terminaciones, re-profundizaciones, proporcionando también el cronograma de actividades.

12.5.3. Instalaciones de proceso.

PEMEX deberá proporcionar una descripción de las operaciones y las limitaciones de la o las plantas de proceso, así como el empleo y la disposición de gas del separador, incluyendo:

- I. Un resumen del método de medición de hidrocarburos y otros fluidos producidos y utilizados.
- II. Descripción de sistemas para recolección y tratamiento de petróleo y otras descargas.
- III. Descripción de cualquier tratamiento de fluidos e instalaciones de inyección.
- IV. Descripción de los sistemas de control principales y sus interconexiones con otras instalaciones.

Para los detalles de la selección, diseño, operación y marco normativo para los sistemas de medición PEMEX deberá hacer referencia a los lineamientos creados para este rubro en particular.

En el caso de que el plan de explotación que se presente vaya a compartir instalaciones con otros proyectos, deberá explicarse y mostrarse a través de los planos necesarios, así como la ponderación de costos.

PEMEX deberá describir la capacidad para el tratamiento de agua producida, gas, etc. y la capacidad de inyección de agua, gas o productos químicos en la programación de la producción y en la producción total, las instalaciones necesarias para estas actividades, así como los costos.

Asimismo, PEMEX señalará los principales puntos de entrega de los productos así como una evaluación del efecto que esta logística tiene sobre la explotación de la reserva.

12.6. Evaluación económica y riesgos económicos.

PEMEX deberá presentar, para efectos del análisis de la evaluación económica y de riesgo la siguiente información:

- I. Una evaluación económica determinista, basada en el perfil de producción correspondiente al valor esperado, considerando los parámetros de información como lo son la fecha de evaluación, el perfil de producción, el perfil de precios asociado al tipo de hidrocarburos a producir, los costos operativos fijos y variables, así como las inversiones necesarias en el proyecto.
- II. Los cálculos de rentabilidad antes y después de impuestos, expresados en términos de valor presente neto calculado a la tasa de descuento definida, tasa interna de retorno, período de recuperación y eficiencia de la inversión VPN/VPI y relación beneficio costo.
- III. Un análisis de sensibilidad de los indicadores de rentabilidad, mostrando el porcentaje de variación de cada parámetro, su justificación y las variables con mayor impacto.
- IV. Un análisis de riesgo del proyecto, especificando el método utilizado y según sea el caso definir el tipo de distribuciones o escenarios con su respectiva probabilidad de ocurrencia, presentando los resultados por medio del gráfico de probabilidad acumulada señalando los valores estadísticos como la media, desviación estándar y semi-estándar así como los percentiles P10, P50 y P90 de los indicadores propuestos en el punto II de esta sección.

12.7. Instrumentos de medición.

En relación con los sistemas de medición del proyecto, PEMEX presentará la siguiente información:

- I. Criterios de selección, instalación y operación para los sistemas de medición en pozo.
- II. Técnicas y equipos para manejo de líquidos, considerando la medición en ductos, tanques, separadores y para la transferencia de custodia.
- III. Técnicas y equipos de manejo de gas, considerando la medición en ductos, separadores y para la transferencia de custodia.
- IV. Técnicas y equipos para la medición multifásica.
- V. Consideraciones y técnicas para la medición de productos no hidrocarburos.
- VI. Criterios de instalación y operación de los sistemas de medición para el gas venteado y quemado.
- VII. Especificación y características de operación y diseño para las estaciones de medición.
- VIII. Puntos de medición.
- IX. Niveles de incertidumbre de medición esperada.
- X. Factores de prorrato de la producción.
- XI. Proceso de prueba y calibración de los sistemas de medición.

XII. Sistemas de registro de las mediciones y ecuaciones para el cálculo de volúmenes de los fluidos.

XIII. Descripción de instalaciones y equipos adicionales para la medición.

PEMEX deberá observar las disposiciones técnicas que la Comisión emita en materia de medición, para determinar los detalles de la selección, diseño, operación y marco normativo para los sistemas de medición.

De igual forma, la información correspondiente a este apartado deberá ser reportada conforme a los presentes lineamientos, así como con las disposiciones técnicas emitidas por esta Comisión en esta materia.

12.8. Programa de Aprovechamiento de Gas.

En este apartado, PEMEX deberá describir el programa de aprovechamiento del gas asociado al aceite identificando las opciones técnicas y estrategias de ejecución con el objetivo de definir su conservación o en su caso llevar a cabo la quema y/o venteo del gas bajo condiciones técnicas y operativas eficientes las cuales están definidas, y deberán ser consultadas en las disposiciones técnicas emitidas en esta materia por parte de la Comisión.

Para tal efecto, PEMEX deberá observar las estrategias a seguir para la disminución de gases de efecto de invernadero encaminadas a la reducción de emisiones de bióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄) y vapor de agua (H₂O).

PEMEX deberá observar las siguientes consideraciones en los programas de aprovechamiento de gas:

- I. Identificación de fuentes para la posible conservación, quema y/o venteo de gas.
- II. Pruebas y diagnósticos necesarios para determinar la cantidad de gas disuelto a producir.
- III. Las opciones técnicas y estrategias de ejecución para la conservación o en su caso destrucción del gas.
- IV. La evaluación económica de las opciones referentes a la conservación del gas como lo son la inyección del mismo al yacimiento, generación de energía, combustible para uso interno en las instalaciones y ventas al mercado.
- V. Una evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales), tanto generadas como evitadas, a través de los programas de aprovechamiento y quema de gas.
- VI. Tecnologías para la quema del gas y mejores prácticas, especificando los equipos y procesos de operación que aseguren una quema limpia y una combustión eficiente.
- VII. Condiciones de diseño encaminadas a definir el tiempo de la quema del gas, ubicación, condiciones para la determinación de los efectos de calor y ruido.
- VIII. Estudios de análisis de riesgo de operación de procesos e instalaciones.

En lo referente al diseño y operación de la quema y venteo de gas PEMEX deberá contemplar:

- I. Justificación técnica y económica del nivel mínimo esperado referente a la quema y venteo de gas.
- II. Las medidas adoptadas para mantener la quema y el venteo de gas a un nivel que cumpla con las normas ambientales vigentes.
- III. Las instalaciones para la quema y/o venteo de gas.
- IV. Principales hipótesis para el aprovechamiento, la quema y/o venteo de gas.
- V. Los sistemas de:
 - a. Gas combustible.
 - b. Deshidratación de gas.
 - c. Compresión de gas.
 - d. Exportación de gas y gasoductos.

La información correspondiente a este apartado deberá ser reportada conforme a los presentes lineamientos, así como con las disposiciones técnicas emitidas por esta Comisión en materia de quema y venteo de gas.

12.9. Seguridad Industrial y medio ambiente

Para los procesos de diseño y documentación de los proyectos, PEMEX deberá presentar lo siguiente:

- I. Identificación de los peligros asociados al proyecto.
- II. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y comunidad.
- III. Objetivos y metas de seguridad, salud y protección ambiental del proyecto.
- IV. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental.
- V. Programas para atender, tolerar, transmitir y mitigar los riesgos operativos al mínimo razonable, aquéllos en los cuales el costo económico de atenderlos es igual al beneficio económico esperado por su atención, analizados y evaluados en el numeral II del presente artículo, así como cada una de las recomendaciones vertidas en éstos.
- VI. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental.
- VII. Estudios de sitio marino y terrestre.
- VIII. Costos asociados específicamente a la seguridad industrial, protección ambiental y riesgos a la comunidad.
- IX. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental y diferimiento de la producción, entre otros.

12.10. Desincorporación o abandono

PEMEX deberá contemplar y describir desde el diseño de todos y cada uno de los proyectos, la metodología para la definición del programa y la estimación de los costos para el taponamiento de pozos y para la desincorporación de infraestructura.

Para tal efecto, PEMEX debe considerar la infraestructura desincorporada o a desincorporar en el desarrollo de proyectos en donde pueda ser utilizada.

Todas las propuestas de proyectos de explotación deben incluir, para una estimación más objetiva de la rentabilidad, las inversiones necesarias para el abandono de campos.

Artículo 13. La Comisión, a su juicio, y considerando las características particulares y el impacto del proyecto podrá requerir mayor detalle en cualquiera de los rubros mencionados o información adicional.

Sin detrimento de lo anterior, PEMEX deberá informar a la Comisión, sin que se requiera oficio o solicitud alguna, cualquier documento, acto, hecho o circunstancia que directa o indirectamente modifique o condicione alguna de la información señalada en el presente capítulo.

Artículo 14. PEMEX mantendrá a disposición de la Comisión, en todo momento, cualquier otra información que se considere relevante para entender y evaluar la estrategia de desarrollo y producción.

Capítulo III

Etapas que conforman la fase de diseño de los proyectos

Artículo 15. Con la información detallada en el capítulo anterior, PEMEX realizará el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, el cual comprenderá tres etapas:

- I. Etapa de Visualización (V)/Perfil.
- II. Etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad.
- III. Etapa de Definición (D)/Factibilidad.

La consecución de los objetivos planteados en cada una de estas etapas debe garantizar una correcta planeación y definición de las características definitivas del proyecto y sus beneficios, así como la identificación de los recursos técnicos, físicos y financieros que se requerirán para su ejecución, con un mínimo de desviaciones con respecto a lo planeado.

Artículo 16. A efecto de que la Comisión Nacional de Hidrocarburos pueda dictaminar integralmente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, PEMEX deberá elaborar y remitir a este órgano desconcentrado, a través de los formularios respectivos conforme lo establecido en este capítulo, los documentos soporte de decisión, o DSD de estas tres etapas, los cuales, deberán contener, de acuerdo al tipo de proyecto, la información correspondiente con el máximo nivel de detalle que permita la etapa en la que se encuentren.

Etapa de Visualización (V)/Perfil.

Artículo 17. PEMEX deberá remitir a la Comisión, al mismo tiempo que al Comité de Estrategia e Inversiones de PEMEX correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD1) de la etapa de Visualización (V)/Perfil.

Dicho documento, deberá garantizar:

- I. La identificación de las oportunidades de negocio,
- II. Los objetivos y el alcance general de las mismas, para la formulación y evaluación técnica, económica y ambiental preliminar de todas las alternativas posibles para su ejecución,
- III. La identificación de riesgos, así como
- IV. Los peligros y evaluación de los riesgos operativos mayores.

Se elaborará un estimado de costos para cada alternativa, para efectos de determinar su factibilidad. Todas las alternativas que resulten técnica, económica y ambientalmente factibles deberán presentarse y ser propuestas para pasar a la etapa de Conceptualización (C)/ Prefactibilidad.

Para tal efecto, los DSD1 de exploración y explotación deberán detallar los siguientes elementos:

DSD1 exploración	DSD1 explotación
I. Resumen ejecutivo <ol style="list-style-type: none"> a Antecedentes y justificación del proyecto b Objetivos y alcance del proyecto c Comentarios sobre la cantidad y calidad de la información utilizada para la documentación d Descripción de la hipótesis en que se soportan los plays. e Alineación con las estrategias corporativas de Pemex y la política de hidrocarburos 	I. Resumen ejecutivo <ol style="list-style-type: none"> a Propósito y metas del proyecto b Objetivos y alcance del proyecto c Tipo de yacimiento d Ubicación geográfica e Escenarios y estrategias consideradas f Recomendaciones
II. Introducción	II. Objetivos y alcance de la etapa de visualización
III. Objetivos y alcance de la etapa de visualización	III. Definir el escenario base de explotación del yacimiento/campo, en términos del ciclo de vida del proyecto
IV. Adquisición y evaluación de datos e información <ol style="list-style-type: none"> a Sísmica (2D o 3D) b Modelos geológicos c Identificación y características de plays. d Metodología para la obtención de modelos geológicos probables. e Perforación de pozos paramétricos (registros, núcleos, pruebas) f Datos de pozos vecinos y correlaciones g Plan de explotación y métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso h Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para 	IV. Definir los escenarios adicionales en términos del ciclo de vida del proyecto, indicando las opciones técnicas de decisión consideradas en cada escenario y una breve descripción de cada una.

<p>cada alternativa</p> <p>i Para cada alternativa presentar el pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio</p> <p>j Aspectos geológicos y geofísicos, como origen del sistema, facies, migración y acumulación de hidrocarburos en el/los yacimientos, morfología de fracturas, apertura y permeabilidad de las fracturas, espaciado de fracturas, etc.</p> <p>k Caracterización y evaluación de el/los yacimientos, incluyendo: estudios de pozos, interpretación de registros geofísicos y de imágenes, análisis de núcleos, evaluación del flujo, descripción y modelo del yacimiento (descripción del tipo de roca, definición del modelo geológico del yacimiento), estudios de yacimientos análogos, geomecánica del yacimiento, presión del yacimiento, porosidad y permeabilidad, etc.</p> <p>l Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos</p>	
<p>V. Play visualizados</p> <p>a Ubicación geográfica</p> <p>b Descripción</p> <p>c Volumetría</p> <p>d Probabilidad geológica y comercial, elementos de riesgo</p> <p>e Estimados de costos clase V</p> <p>f Planes de ejecución clase V</p> <p>g Flujos de caja/indicadores económicos</p>	<p>V. Plan de desarrollo</p> <p>a Desarrollo inicial</p> <p>b Plataforma de producción</p> <p>c Declinación</p> <p>d Abandono</p>
<p>VI. Análisis de factibilidad técnico, económica y ambiental</p>	<p>VI. Presentar diagramas esquemáticos que muestren las instalaciones y el flujo general de operación de cada una de las alternativas identificadas</p>
<p>VII. Descripción de los plays preseleccionados y jerarquizados</p>	<p>VII. Los métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso</p>
<p>VIII. Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información</p>	<p>VIII. Pronósticos de producción así como los gastos de inyección</p> <p>a. Perfil de producción de aceite, gas y agua</p>
<p>IX. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información</p>	<p>IX. Pronóstico de factores de recuperación y las reservas a incorporar para cada alternativa</p>

X. Identificación de tecnologías y/o procesos nuevos por considerar	X. Pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio
XI. Plan de ejecución de la próxima etapa a Recursos requeridos para ejecutar la próxima etapa Conceptualización (C)/Prefactibilidad b Plan de trabajo para ejecutar la próxima etapa c Estimados de costo clase V por cada escenario	XI. Indicar los tipos de pozos considerados en la explotación del área de oportunidad para cada escenario técnico factible y la incorporación de nuevas arquitecturas de pozo. Identificar el número de pozos donde se utilizará sistemas artificiales de producción y el número de pozos inyectoros considerados si el proyecto lo requiere
	XII. Informe de pre-factibilidad económica por cada escenario preseleccionado a Estimados de costo Clase V por cada escenario b Inversión c Costos de operación d Consideraciones y premisas e Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, RBC)
	XIII. Plan de ejecución clase V por cada escenario preseleccionado a Documentos de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio b Evaluación de los diversos mecanismos de producción c Consideraciones de mercado de riesgos mayores y plan de mitigación
	XIV. Plan de ejecución de la próxima etapa a Recursos requeridos para ejecutar la próxima etapa (Conceptualización) b Programa de actividades para ejecutar la próxima etapa c Estimados de costo clase V por cada escenario
	XV. Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información
	XVI. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información
	XVII. Análisis de las principales variables y jerarquización de los escenarios factibles

Artículo 18. Pemex tendrá la responsabilidad de asegurar que el DSD1 correspondiente cumpla con los presentes Lineamientos.

Artículo 19. La Comisión revisará el DSD1 correspondiente, evaluará la etapa de Visualización (V)/Perfil y hará del conocimiento de PEMEX, los comentarios y recomendaciones que resulten del análisis técnico correspondiente a la etapa de Visualización (V)/Perfil.

Etapa de Conceptualización (C)/Perfactibilidad

Artículo 20. PEMEX deberá remitir a la Comisión, al mismo tiempo que al Comité de Estrategia e Inversiones de PEMEX correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD2) de la etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad.

El documento de soporte de decisión de la etapa de Conceptualización (C)/ Prefactibilidad del proyecto o (DSD2) deberá garantizar:

- I. La generación y evaluación más detallada de las alternativas con resultados factibles identificadas en la etapa de Visualización (V)/Perfil del proyecto,
- II. La recopilación de información adicional, efectuando entre otros, simulaciones, pruebas, cálculos, análisis de incertidumbres y riesgos, con mayor profundidad, así como
- III. La integración de resultados de procesos relacionados, a fin de seleccionar la mejor opción para la ejecución del proyecto, considerando los principales riesgos operativos.

Artículo 21. Se deberá actualizar el estimado de costos, las alternativas jerarquizadas con las explicaciones que fundamentan el orden propuesto así como la alternativa propuesta para pasar a la etapa de Definición (D)/ Factibilidad.

Para tal efecto, los DSD2 de exploración y explotación deberán detallar los siguientes elementos:

DSD2 exploración	DSD2 explotación
I. Resumen ejecutivo <ol style="list-style-type: none"> a Objetivos y alcance del proyecto b Estrategias consideradas c Recomendaciones 	I. Resumen ejecutivo <ol style="list-style-type: none"> a Objetivos y alcance del proyecto b Tipos de yacimientos c Ubicación geográfica d Estrategias consideradas e Recomendaciones
II. Introducción	II. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización
III. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización	III. Descripción de los escenarios evaluados <ol style="list-style-type: none"> a Aspectos técnicos b Identificación de riesgos de cada una de las alternativas seleccionadas c Cuantificación y ponderación de riesgos
IV. Evaluación de datos e información: <ol style="list-style-type: none"> a Interpretación y ajuste de sísmica (2D o 3D) b Estudios de plays c Pozos a perforar a fin de incorporar reservas d Modelo geológico conceptualizado e Ajustes realizados al modelo geológico con el apoyo de pozos y yacimientos análogos f Pronósticos de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa g Pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y 	IV. Evaluación económica del escenario seleccionado <ol style="list-style-type: none"> a. Estimación de costos b. Inversión c. Costos de operación d. Consideraciones y premisas e. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, RBC)

<p>posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio</p> <p>h Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos</p>	
<p>V. Descripción de las oportunidades de incorporación de reservas evaluadas</p> <p>a Aspectos técnicos</p> <p>b Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas</p> <p>c Cuantificación y ponderación de riesgos</p>	<p>V. Los métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso</p>
<p>VI. Evaluación económica probabilística de las oportunidades identificadas para la incorporación de reservas</p>	<p>VI. Pronósticos de producción esperados, así como los gastos de inyección, si es el caso</p>
<p>VII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos</p>	<p>VII. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar</p>
<p>VIII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos</p>	<p>VIII. Pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio</p>
<p>IX. Descripción de las localizaciones exploratorias seleccionadas</p> <p>a Aspectos técnicos de las localizaciones</p> <p>b Justificación de las localizaciones</p> <p>c Informe de soporte de las localizaciones</p> <p>d Plan para mitigar riesgos</p> <p>e Descripción técnica del descubrimiento</p>	<p>IX. Modelos de simulación y resultados de las simulaciones de los métodos de recuperación analizados</p>
<p>X. Planes de ejecución y estimados de costos del plan de desarrollo conceptual</p>	<p>X. Resultados finales de la caracterización estática y dinámica de el/los yacimientos a explotar</p>
<p>XI. Plan de ejecución de la próxima etapa, Definición (D)/Factibilidad:</p> <p>a Formalización de roles y responsabilidades</p> <p>b Estudios requeridos</p> <p>c Programa de trabajo clase IV</p> <p>d Recursos para ejecutar la próxima etapa</p>	<p>XI. Análisis de riesgos</p> <p>a Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas</p> <p>b Cuantificación de los riesgos</p> <p>c Ponderación de los riesgos</p>
<p>XII. Estrategia para la administración de las incertidumbres y riesgos de los escenarios seleccionados</p>	<p>XII. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información</p>
<p>XIII. Plan de mitigación de las incertidumbres y riesgos indicando, actividades, acciones y recursos requeridos</p>	<p>XIII. Escenario seleccionado</p> <p>a Justificación de la tecnología seleccionada</p> <p>b Informe de soporte de la alternativa seleccionada</p> <p>c Principales indicadores del escenario</p> <p>d Pronóstico del comportamiento del yacimiento</p> <p>e Ingeniería conceptual (pozos e instalaciones)</p>

	<ul style="list-style-type: none"> f Plan integral de explotación: <ul style="list-style-type: none"> i. Desarrollo inicial ii. Plataforma de producción iii. Declinación iv. Abandono g Costos de inversión y operación h Análisis económico i Cronograma de ejecución del proyecto
XIV. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información	XIV. Plan de ejecución del proyecto <ul style="list-style-type: none"> a Documentos de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio b Consideraciones de mercado (precios de venta)
	XV. Estrategia para la administración de las incertidumbres y riesgos de los escenarios seleccionados
	XVI. Plan de mitigación de las incertidumbres y riesgos, indicando actividades, acciones y recursos requeridos
	XVII. Plan de ejecución de la próxima etapa: Definición <ul style="list-style-type: none"> a Formalización de roles y responsabilidades b Estudios requeridos c Programa de trabajo clase IV d Recursos para ejecutar la próxima etapa e Presupuesto

Artículo 22. PEMEX tendrá la responsabilidad de asegurar que el DSD2 cumpla con los presentes Lineamientos.

Artículo 23. La Comisión revisará el DSD2, evaluará la etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad, y hará del conocimiento de PEMEX los comentarios y recomendaciones que resulten del análisis técnico correspondiente a la etapa de Conceptualización (C)/Prefactibilidad.

Etapa de Definición (D)/Factibilidad.

Artículo 24. PEMEX deberá remitir a la Secretaría, a la Comisión y al Comité de Estrategia e Inversiones de PEMEX correspondiente, el documento de soporte de decisión (DSD3) de la etapa de Definición (D)/Factibilidad.

El documento soporte de decisión de la etapa de Definición (D)/Factibilidad (DSD3), deberá garantizar el diseño final del proyecto.

En esta etapa se deberá garantizar el diseño final del proyecto con las especificaciones, las estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del proyecto. Además, en esta etapa se definen los costos y los beneficios del proyecto que servirá para soportar su aprobación definitiva y la solicitud de fondos para su ejecución.

Artículo 25. El documento de soporte de decisión de la etapa de Definición (D)/ Factibilidad de los proyectos de exploración y explotación o (DSD3) contendrá los siguientes aspectos:

DSD3 exploración	DSD3 explotación
<ul style="list-style-type: none"> I. Resumen ejecutivo <ul style="list-style-type: none"> a Objetivos y alcance del proyecto b Estrategias consideradas c Recomendaciones 	<ul style="list-style-type: none"> I. Resumen ejecutivo <ul style="list-style-type: none"> a Objetivos y alcances del proyecto b Ubicación geográfica c Estrategias consideradas

	d Recomendaciones
II. Objetivos y alcance de la etapa de definición	II. Objetivos y alcance de la etapa de definición
III. Introducción	III. Introducción
IV. Perforación de pozos delimitadores	IV. Motivo y justificación del proyecto
V. Pruebas adicionales de pozos registros, toma de núcleos, caracterización de fluidos y yacimiento	V. Efectos de no realizarse el proyecto
VI. Descripción del yacimiento descubierto <ul style="list-style-type: none"> a Aspectos técnicos b Identificación y cuantificación de riesgos c Análisis de riesgo del yacimiento 	VI. Objetivo y alcance del proyecto
VII. Evaluación técnico-económica del yacimiento <ul style="list-style-type: none"> a Criterios para evaluaciones económicas b Indicadores económicos c Sensibilidades técnicas, económicas y financieras 	VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos
VIII. Descripción del yacimiento delimitado y caracterizado <ul style="list-style-type: none"> a Aspectos técnicos b Descripción geológica y de ingeniería 	VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural
IX. Evaluación técnico-económica del yacimiento caracterizado y delimitado	IX. Modelo geológico
X. Programa para efectuar el registro de identificación de riesgos técnicos y operativos indicando el plan de mitigación de los mismos.	X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción
XI. Programa de adquisición de información adicional	XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación) <ul style="list-style-type: none"> a Comportamiento del o los yacimientos b Comportamiento de los pozos
XII. Plan de desarrollo de el/los yacimientos caracterizados y delimitados, indicando los costos asociados los mismos	XII. Productividad de pozos <ul style="list-style-type: none"> a Análisis de pozos b Monitoreo de pozos
XIII. Uso de prácticas de mejoramiento del valor (PMVs)	XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar <ul style="list-style-type: none"> a Aspectos técnicos b Justificación del mejor escenario integral de explotación c Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación
XIV. Administración del conocimiento <ul style="list-style-type: none"> a Lecciones aprendidas b Mejores prácticas c Plan de brechas de competencias 	XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación
	XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II <ul style="list-style-type: none"> a Plan integral de explotación

	<ul style="list-style-type: none"> ■ Estrategia de explotación ■ Desarrollo inicial ■ Plataforma de producción ■ Declinación ■ Abandono ■ Monitoreo de explotación del yacimiento ■ Tecnología a utilizar b Ingeniería básica y de detalle de pozos <ul style="list-style-type: none"> ■ Programa direccional ■ Programa de fluidos ■ Programa tuberías de revestimiento y producción ■ Selección de cabezales y árboles ■ Programa de toma de información ■ Diseño de la terminación ■ Riesgos mayores y plan de manejo ■ Tiempos de perforación y terminación ■ Costos de perforación y terminación c Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos d Ingeniería básica de instalaciones <ul style="list-style-type: none"> ■ Redes de recolección, distribución, inyección y transporte ■ Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas ■ Plantas auxiliares ■ Tratamiento y acondicionamiento de agua ■ Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega ■ Estimados de costos ■ Riesgos mayores y plan de manejo ■ Automatización integral subsuelo superficie e Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura f Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie g Plan de mitigación de riesgos h Plan de desincorporación de activos y/o abandono i Planes detallados para la administración j El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad k Costos de inversión, operación y mantenimiento
--	---

	<ul style="list-style-type: none"> I Programa de erogaciones <ul style="list-style-type: none"> ■ Costos de inversión, operación y mantenimiento ■ Programa de erogaciones m Derechos n Guías para el control del proyecto
	<p>XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Estructura de precios b. Consideraciones y premisas c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC) d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios e. Riesgos mayores y plan de manejo f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres
	<p>XVII. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental d. Estudios de sitio: marino y terrestre e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales) g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales
	<p>XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto</p>
	<p>XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMVs)</p>
	<p>XX. Administración del conocimiento</p>

	<ul style="list-style-type: none"> a Lecciones aprendidas b Mejores prácticas c Plan de brechas de competencias
--	--

Capítulo IV

De la presentación de los proyectos a la Comisión

Artículo 26. PEMEX deberá dar aviso a la Comisión del inicio de elaboración de un proyecto de exploración o de explotación de hidrocarburos, así como remitirá también el calendario con las fechas en las que se contempla la presentación de los DSD correspondientes de cada una de las etapas que integran la fase de diseño de los proyectos, a este órgano desconcentrado.

Artículo 27. Las MIP de exploración y explotación, en sus etapas de Visualización (V)/Perfil (DSD1) y de Conceptualización (C)/Prefactibilidad (DSD2), serán remitidas a la Comisión para su análisis, revisión y emisión de comentarios y recomendaciones.

Las MIP de exploración o explotación, en su etapa de Definición (D)/Factibilidad (DSD3) serán objeto de dictaminación por parte de la Comisión, en términos de la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 28. PEMEX presentará a la Comisión los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en sus diferentes etapas, adjuntando los siguientes elementos:

- I. Comunicado suscrito por el Director General de PEMEX Exploración y Producción, o por el funcionario responsable de mayor jerarquía dentro del organismo descentralizado que tenga facultades para resolver en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos; por el que se solicita a la Comisión la emisión de una opinión correspondiente a las etapas de Visualización (V)/Perfil (DSD1) o de Conceptualización (C)/Prefactibilidad (DSD2), o bien, la emisión de un dictamen por parte de la Comisión, para la etapa de Definición (D)/Factibilidad (DSD3).
- II. Manifestación de Impacto Petrolero (MIP) del proyecto, con los documentos señalados en el artículo 5 de los presentes lineamientos técnicos, y conforme lo establecido en el presente capítulo.

Artículo 29. La Comisión elaborará los siguientes formatos e instructivos de MIP, de acuerdo con los elementos específicos detallados en el capítulo II de los presentes lineamientos técnicos, y conforme a la etapa en que se encuentre:

- I. MIP exploración o explotación, etapa Visualización (V)/Perfil (DSD1).
- II. MIP exploración o explotación, etapa Conceptualización (C)/Prefactibilidad (DSD2).
- III. MIP exploración o explotación, etapa Definición (D)/Factibilidad (DSD3).

Artículo 30. Las MIP de los proyectos de exploración o explotación, en su etapa de Definición (D)/Factibilidad (DSD3) contendrán, al menos, los siguientes apartados:

- I. El documento soporte de decisión DSD3 en el cual, entre otros, se detallarán los siguientes planes y programas para el desarrollo del proyecto:
 - a. Proyecciones de producción.
 - b. Plan de las instalaciones.
 - c. Programación de inversiones.
- II. Condiciones generales en las que se desarrollará el proyecto.

Artículo 31. Los planes y proyectos referidos en el artículo anterior deberán presentar, al menos, los siguientes elementos:

- a. Proyecciones de producción en donde se detalle la siguiente información:
 - i. La proyección de incorporación de reservas, a lo largo del ciclo productivo del play.
 - ii. El cálculo del volumen de petróleo crudo y de gas natural a obtener, a lo largo del ciclo de vida productivo del play.
 - iii. La complementariedad técnica y económica de las distintas instalaciones a desarrollar, a fin de optimizar la eficiencia operativa de cada una de ellas.
- b. Plan de las instalaciones.
 - i. Descripción de instalaciones y equipos, identificación de su ubicación y croquis.

- ii. Vida útil de las instalaciones y de los equipos, así como el programa mensual y anual de uso y de paros pronosticados de los sistemas y equipos.
 - iii. Programas de seguridad industrial, salud y protección ambiental que se realizarán como parte del desarrollo del proyecto.
 - iv. Cronogramas para la instalación e inicio de operación de las instalaciones.
 - v. Pruebas de las instalaciones
 - vi. Programas de supervisión de las instalaciones.
 - vii. Mecanismos de evaluación del cumplimiento y de correcciones en caso de fallas o insuficiencias.
 - viii. El Plan de Desarrollo del Campo y de Instalaciones de Apoyo para el aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien destrucción controlada de gas, conforme a las disposiciones técnicas emitidas por la Comisión para tal efecto.
- c. Programación de inversiones programadas, a lo largo del ciclo productivo de la empresa.

Artículo 32. En el apartado de las Condiciones generales en las que se desarrollará el proyecto, PEMEX deberá identificar los siguientes elementos:

- a. Listado de Permisos que PEMEX debe recabar de manera previa a la realización de las obras para la ejecución de los proyectos, conforme el apartado e), fracción I, del artículo 15 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del Petróleo.
- b. Programa de liberación de los recursos y financiamientos que se requieran para la ejecución del proyecto.

Artículo 33. De conformidad con la fracción IV, del artículo 12 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, los proyectos considerados como principales para la Secretaría, además de cumplir con lo establecido en los presentes lineamientos técnicos, estarán sujetos a las disposiciones que se emitan para tal efecto.

Capítulo V

Del proceso de revisión y dictaminación de los proyectos

Artículo 34. Las MIP de los proyectos de exploración y explotación, en sus etapas de Visualización (V)/Perfil (DSD1) y de Conceptualización (C)/Prefactibilidad (DSD2), serán objeto de revisión por parte de la Comisión.

Los comentarios y recomendaciones de la Comisión servirán como referente técnica para PEMEX, durante el seguimiento y revisión de las distintas etapas de elaboración del proyecto.

La Comisión contará con hasta cuatro semanas, contadas a partir de la recepción de la solicitud, para emitir su opinión respectiva, salvo para aquellos proyectos cuyo monto sea inferior o igual a 2,000.00 millones de peso, en cuyo caso, deberán ajustarse a lo dispuesto en los artículos 41 y 46 de los presentes lineamientos técnicos.

Artículo 35. Para la emisión de un dictamen técnico a un proyecto de exploración y explotación, para los efectos la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la Comisión, al recibir la MIP correspondiente, comenzará con el proceso de revisión y dictaminación del mismo, conforme las siguientes fases:

- I. Revisión documental.
- II. Suficiencia de información.
- III. Dictaminación del proyecto.

Artículo 36. La fase de revisión documental por parte de la Comisión tiene el objeto de verificar que todos los elementos y las etapas de diseño de los proyectos señalados en los capítulos I, II, III y IV hayan sido observados y, en su caso, notificar a PEMEX en un máximo de cinco días hábiles, si no se ha cumplido con alguno de los siguientes criterios:

- I. Que se hayan entregado en su totalidad los elementos del DSD correspondiente.
- II. Que la MIP haya sido suscrita y enviada por el Director General de PEMEX Exploración y Producción, o por el funcionario responsable de mayor jerarquía dentro del organismo descentralizado que tenga facultades para resolver en materia de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.
- III. Que no exista omisión flagrante de información básica requerida en la MIP; y,

IV. Que el formulario de MIP utilizado sea el apropiado para el proyecto en cuestión.

Artículo 37. Si la Comisión identifica la falta de información conforme a lo establecido en el artículo anterior, se lo comunicará a PEMEX, para que remita la información y documentación completa. Lo anterior, con el objeto de poder continuar con el proceso de revisión y dictaminación de los proyectos.

Artículo 38. Una vez que el expediente del proyecto esté correctamente integrado, la Comisión deberá analizar si la MIP cuenta con la información suficiente como para comenzar su labor de dictaminación.

En caso de que ello no sea así, se solicitará a PEMEX la realización de las ampliaciones y correcciones necesarias. La Comisión contará con hasta dos semanas para notificar a PEMEX dicha situación.

Artículo 39. En el comunicado por el que la Comisión solicita las ampliaciones y correcciones de la MIP, se detallarán:

- I. Los elementos de la MIP que requieren de ampliaciones y correcciones.
- II. Las razones por las cuales considera que la información proporcionada en la MIP es insuficiente o inexacta; y,
- III. Los siguientes pasos a seguir conforme las ampliaciones y correcciones pedidas.

Artículo 40. En caso de que la Comisión no notifique en tiempo a PEMEX que la MIP requiere de ampliaciones y correcciones en el plazo mencionado en el artículo 38 de las presentes disposiciones, se entenderá que éstas no son requeridas.

Lo anterior, no obsta para que la Comisión pueda emitir un oficio de observaciones y recomendaciones, durante el proceso de dictaminación del proyecto, en términos del artículo 42 de los presentes lineamientos.

Proceso de dictaminación de la MIP

Artículo 41. Cuando una MIP ha sido correctamente integrada y contenga todos los elementos justificativos necesarios, para que la Comisión pueda realizar su labor de dictaminación, este órgano desconcentrado contará con hasta cuatro semanas para los proyectos de menos o hasta 2,000 millones de pesos; y con hasta ocho semanas para aquellos proyectos de más de 2,000 millones de pesos, para emitir el dictamen correspondiente, contados a partir de la fecha de recepción del proyecto, o de las ampliaciones y correcciones señaladas en el artículo 37 de los presentes lineamientos.

Artículo 42. Cuando durante el proceso de dictaminación del proyecto, la Comisión considere oportuno solicitar precisiones de alcance técnico a la información sobre alguna de las secciones que componen la MIP, o bien, que se requiera una aclaración por parte de PEMEX antes de formular el dictamen correspondiente, este órgano desconcentrado podrá emitir un oficio de observaciones y recomendaciones, dentro de las tres semanas posteriores a la fecha en la que haya comenzado el proceso de dictaminación.

Dicho oficio contendrá, entre otros, los siguientes elementos:

- I. Observaciones acerca de las acciones propuestas por PEMEX en el proyecto que no estén justificadas a juicio de la Comisión;
- II. Observaciones respecto de aspectos del proyecto que serían susceptibles de modificarse con el fin de aumentar el índice de recuperación de petróleo crudo y de gas natural, o la disminución de los costos o aumentar los beneficios esperados;
- III. Observaciones respecto de aspectos del proyecto que serían susceptibles de modificarse, con el objeto de elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables.
- IV. Observaciones respecto de aspectos del proyecto que serían susceptibles de modificarse, con el objeto de garantizar la reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- V. Observaciones respecto de la utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
- VI. Observaciones respecto de la protección del medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales, en exploración y extracción petrolera.
- VII. Observaciones respecto de la realización de la exploración y extracción de hidrocarburos, cuidando las condiciones necesarias para la seguridad industrial.

VIII. Observaciones respecto de la reducción al mínimo de la quema y venteo de gas y de hidrocarburos en su extracción, conforme a las disposiciones técnicas emitidas en esta materia por parte la Comisión.

Artículo 43. PEMEX dará respuesta a estas observaciones y, de ser el caso, realizará las adecuaciones al proyecto.

Artículo 44. La emisión del oficio referido en el artículo 42 de los presentes lineamientos técnicos suspenderá el proceso de dictaminación por parte de la Comisión, en el día en el que se encontraba, y se reanudará con la respuesta por parte de PEMEX al que hace referencia el artículo anterior.

Respuesta de las dependencias u organismos descentralizados

Artículo 45. La respuesta que emita PEMEX, a los oficios de ampliaciones y correcciones, o en su caso de observaciones y recomendaciones, deberá remitirse a través del formulario de la MIP correspondiente.

Dicha respuesta deberá centrarse en los aspectos señalados por la Comisión; esto es, respondiendo sólo aquellas secciones de la MIP que fueron objeto de observaciones por parte de ésta, y aquellas que deban modificarse a raíz de la respuesta que proporcione PEMEX o, en su caso, modificando el proyecto correspondiente.

Artículo 46. Para aquellos proyectos cuyo monto total es menor y de hasta 2,000 millones de pesos, la Comisión emitirá sus comentarios y recomendaciones resultado de los análisis y revisión de las etapas de Visualización (V)/Perfil y Conceptualización (C)/Prefactibilidad en hasta tres semanas. Para la etapa de Definición (D)/Factibilidad de estos proyectos, la Comisión emitirá el dictamen correspondiente en hasta cuatro semanas.

Para aquellos proyectos mayores 2,000 millones de pesos, la Comisión emitirá los comentarios y recomendaciones resultado de los análisis y revisión de las etapas de Visualización (V)/Perfil y Conceptualización (C)/Prefactibilidad en hasta cuatro semanas. Para la etapa de Definición (D)/Factibilidad de estos proyectos, la Comisión emitirá el dictamen correspondiente en hasta ocho semanas, conforme lo establecido en el presente capítulo.

Vigencia del proceso de revisión

Artículo 47. PEMEX cuenta con un plazo máximo de seis meses para responder a las solicitudes de ampliaciones y correcciones, o a los oficios de observaciones y recomendaciones de la Comisión.

Transcurrido dicho plazo, la Comisión dará por concluido el proceso de revisión por falta de interés por parte de PEMEX.

Artículo 48. Recibida la respuesta por parte de PEMEX al oficio de observaciones y recomendaciones, la Comisión dará continuidad al proceso de dictaminación para emitir el dictamen correspondiente.

Capítulo VI

Del Dictamen de los proyectos

Contenido del dictamen de la Comisión

Artículo 49. Los dictámenes de la Comisión contendrán, entre otros, los siguientes elementos:

- I. Relación cronológica del proceso de revisión y dictaminación del proyecto.
- II. Elementos generales del proyecto aprobados por parte de la Comisión.
- III. Elementos particulares del proyecto observados por la Comisión durante el proceso de dictaminación, así como las recomendaciones que se realizan al mismo, con el objeto de:
 - a. Garantizar el éxito exploratorio y la incorporación de reservas.
 - b. La adopción de las tecnologías a utilizar para optimizar la exploración o explotación en las diversas etapas de los proyectos.
 - c. Revisar el ritmo de extracción de los campos.
 - d. Revisar el factor de recuperación de los yacimientos.
 - e. Revisar la evaluación técnica del proyecto.
 - f. Señalar las referencias técnicas conforme a las mejores prácticas.
 - g. Revisar que el proyecto se realice cuidando las condiciones necesarias de seguridad industrial.

- IV. Una opinión de la MIP.
- V. Establecer los mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa en la exploración y explotación de hidrocarburos, en términos de la fracción VI, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- VI. Opinión final respecto de los términos y condiciones del proyecto a la Secretaría, a efecto de que puedan ser incorporados en el título de asignación. Lo anterior, conforme la fracción XV, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 50. La Comisión notificará a la Secretaría de su dictamen y dará a conocer su resolución a través del Registro Petrolero.

De igual forma, publicará los planes y programas señalados en el artículo 31 de las presentes disposiciones, con el objeto de establecer los compromisos y metas que quedarán sujetos a verificación, tanto por parte de la Comisión, como por la Secretaría.

Capítulo VII

De las modificaciones sustantivas o de las sustitución de los proyectos en curso

Artículo 51. Se considera que un proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos presenta una modificación sustantiva, cuando exista alguna de las siguientes condiciones:

- I. Modificación en el alcance del proyecto: cuando el proyecto por el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.
- II. Modificación debida a condiciones ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto debido a regulaciones externas o internas.
- III. Modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión.
- IV. Variaciones en el avance físico-presupuestal del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.
- V. Variación en el programa de operación del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.
- VI. Modificaciones en el Título de Asignación de la Secretaría.
- VII. Variación del monto de inversión, de conformidad con los siguientes porcentajes:

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
Hasta mil millones de pesos	25%
Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos	15%
Mayor a 10 mil millones de pesos	10%

Artículo 52. El proceso de revisión de los términos y condiciones de una asignación, así como de las modificaciones sustanciales, o de la sustitución de los proyectos en curso, de conformidad con el Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, puede ser iniciado por parte de la Secretaría, de PEMEX, o bien de la Comisión.

Lo anterior, sin detrimento de que esta Comisión, al ejercer sus facultades de verificación y supervisión, considere la existencia de una modificación sustantiva, en términos de lo dispuesto en las fracciones VI, VII, VIII, XI, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 53. De conformidad con los apartados a) y f) del artículo 3 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, del Tercero, Cuarto y Quinto Transitorios del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, y en el marco de la revisión de los trabajos en curso en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, para la modificación o, en su caso, sustitución de las asignaciones petroleras vigentes, PEMEX deberá elaborar y presentar para dictaminación de la Comisión, la siguiente información:

- I. El DSD3 correspondiente al proyecto.

- II. Las modificaciones correspondientes conforme a lo establecido en el artículo 51 de los presentes lineamientos técnicos.

La Comisión emitirá sus comentarios y recomendaciones, en los términos que se establecen en los capítulos V y VI de los presentes lineamientos.

TRANSITORIOS

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

SEGUNDO. A efecto de dar cumplimiento a lo dispuesto en el capítulo VII de los presentes lineamientos, PEMEX y la Comisión establecerán y darán a conocer un programa de trabajo conjunto para la revisión de los proyectos en operación y su calendarización. Dicha revisión deberá comenzar, a más tardar, a partir del mes de febrero de 2010.

TERCERO. En tanto la Comisión no dé a conocer los formatos de las MIP correspondientes, PEMEX y este órgano acordarán la forma en que será entregada la información.

PEMEX y la Comisión conformarán un grupo de trabajo para revisar la normativa y los manuales internos vigentes, a efecto de elaborar los formatos de MIP a través de los cuales se remitirán los proyectos a este órgano desconcentrado para su dictaminación. Lo anterior, con el objeto de evitar duplicidades de información.

México, D.F., a 12 de noviembre de 2009.- El Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, **Juan Carlos Zepeda Molina**.- Rúbrica.- Los Comisionados Integrantes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, **Edgar René Rangel Germán, Javier Humberto Estrada Estrada, Guillermo Cruz Domínguez Vargas, Alfredo Eduardo Guzmán Baldizán**.- Rúbricas.

(R.- 300106)