



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

**RESOLUCIÓN CNH.E.55.001/16 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS EMITE DICTAMEN TÉCNICO Y SE PRONUNCIA RESPECTO DEL PLAN DE EXPLORACIÓN PROPUESTO POR PETRÓLEOS MEXICANOS PARA LA ASIGNACIÓN AE-0381-M-PITEPEC.**

### RESULTANDO

**PRIMERO.-** Que el 11 de agosto de 2014 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) entre otras disposiciones, los decretos por los que se expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

**SEGUNDO.-** Que a partir de la entrada en vigor de las leyes referidas en el Resultando anterior, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) se le confirieron nuevas atribuciones entre las que se encuentran las de regular y supervisar la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, además de aprobar los planes de Exploración o de desarrollo para la Extracción de los Asignatarios y Contratistas.

**TERCERO.-** Que el 13 de agosto de 2014, derivado de la Ronda 0, la Secretaría de Energía (Secretaría) emitió y otorgó a Petróleos Mexicanos el título de asignación A-0381-Pitepec para realizar actividades de Extracción de Hidrocarburos y, en consecuencia, el 14 de agosto de 2014, esta Comisión aprobó mediante Resolución CNH.08.004/14, el Plan de Desarrollo para la Extracción mediante el cual Pemex Exploración y Producción (Asignatario), empresa productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos (PEMEX) se obligó a llevar a cabo las actividades petroleras de Extracción bajo los términos y condiciones señalados en dicho Plan.

**CUARTO.-** Que mediante oficio 512.DGEEH.180/15 del 28 de abril de 2015, la Secretaría solicitó a la Comisión su opinión técnica respecto a la viabilidad de modificar 258 asignaciones, entre ellas la identificada como A-0381-Pitepec.

En este sentido, mediante oficio No. 220.1115/2015, del 10 de julio de 2015, la Comisión notificó a la Secretaría, por medio de la Resolución CNH.E.21.001/15, la aprobación de la modificación señalada en el párrafo anterior.



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Asimismo, mediante oficio No. PEP-CD-050-2015, del 31 de julio de 2015, PEMEX manifestó a la Secretaría su interés de que se incluyeran los derechos de Exploración en toda la columna estratigráfica, a efecto de considerar los recursos no convencionales contenidos en la asignación A-0381-Pitepec.

Aunado a lo anterior, mediante oficio 512.DGEEH.375/15 del 6 de agosto de 2015, la Secretaría solicitó a la Comisión su opinión técnica respecto a la viabilidad de modificar los términos y condiciones de la asignación A-0381-Pitepec, a fin de incluir los derechos de Exploración respecto de recursos prospectivos no convencionales.

En respuesta a lo señalado en el párrafo anterior, mediante oficio No. 220.1279/2015, del 10 de agosto de 2015, la Comisión notificó a la Secretaría la Resolución CNH.E.28.001/15, por medio de la cual aprobó y emitió su opinión técnica respecto a la modificación de dicho Título de asignación y solicitó la presentación del Plan de Exploración respectivo.

**QUINTO.-** Que la Secretaría, mediante oficio No. 512.DGEEH.392/15, del 12 de agosto de 2015, notificó a PEMEX el inicio del procedimiento de modificación de la asignación y continuó con el correspondiente otorgamiento del nuevo Título de Asignación AE-0381-M-Pitepec (Asignación) el cual fue expedido el 1 de septiembre de 2015.

**SEXTO.-** Que el 13 de noviembre de 2015, se publicaron en el DOF 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" (Lineamientos).

**SÉPTIMO.-** Que mediante oficio PEP-DDP-369-2015, emitido por la Dirección de Desarrollo y Producción de PEMEX, de fecha 24 de noviembre de 2015, recibido en la Comisión el 25 del mismo mes y año, se solicitó a esta Comisión, entre otros, la aprobación del Plan de Exploración relativo a la Asignación (Plan de Exploración)

**OCTAVO.-** Que mediante oficio 220.2237/2015 del 15 de diciembre de 2015, la Comisión previno a PEMEX para que presentara diversa información con relación al Plan de Exploración. Así las cosas, PEMEX con oficio No. PEP-DE-SAPNA-20-2016, de fecha 18 de enero de 2016, solicitó a la Comisión la ampliación del plazo estipulado en los Lineamientos para responder a dicha prevención; la cual fue aprobada por medio del oficio No. 220.0130/2016, del 20 de enero de 2016.



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En consecuencia, mediante el oficio PEP-DE-SAPNA-49-2016, emitido por la Subdirección de Administración del Portafolio y Acceso a Nuevas Áreas de PEMEX, recibido en la Comisión el 3 de febrero de 2016, se remitió diversa información en desahogo de dicha prevención.

**NOVENO.-** Que en desahogo de la prevención referida en el Resultando que antecede, PEMEX presentó su Programa de Administración de Riesgos asociado al Plan de Exploración, por lo que esta Comisión, mediante oficio 220.0233/2016 del 5 de febrero de 2016, solicitó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia) se pronunciara con respecto a la documentación presentada por PEMEX para la debida evaluación, como autoridad competente, del citado Programa.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/0039/2016, emitido por la Unidad de Gestión Industrial de la Agencia, recibido en la Comisión el 3 de marzo de 2016, se estimó necesario solicitar a PEMEX diversa información relacionada con el Programa de Administración de Riesgos, lo que la Comisión realizó a través del oficio 220.0489/2016 del 11 de marzo de 2016.

En respuesta a dicha solicitud, PEMEX presentó diversa información mediante oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-52-2016, emitido por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio, recibido en la Comisión el 31 de marzo de 2016, el cual fue remitido a la Agencia mediante oficio 220.0642/2016 del 12 de abril de 2016 y se solicitó remitir el resultado de la evaluación y en su caso aprobación del Programa de Administración de Riesgos.

Que mediante oficio 220.1924/2016 del 7 de septiembre de 2016, la Comisión solicitó a la Agencia aclarara si se podría continuar con el trámite de aprobación del Plan de Exploración de la Asignación.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1037/2016, emitido el 22 de septiembre de 2016 por la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la Agencia, ésta informó a la Comisión que *"...no tiene inconveniente en que la COMISIÓN continúe con su trámite del procedimiento de aprobación de asignaciones petroleras de la Empresa Productiva del Estado denominada PEMEX, siempre y cuando dicha Empresa obtenga de la AGENCIA la Autorización de su Sistema de Administración a implementar en cada Proyecto, en los términos establecidos en los LINEAMIENTOS."*

**DÉCIMO.-** Que mediante oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-25-2016, emitido por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de PEMEX, recibido en la Comisión el 2 de marzo de 2016, se remitió diversa información adicional correspondiente a la evaluación económica, desglose de costos y contenido nacional.



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Que mediante oficio 220.0691/2016 del 19 de abril de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información presentada por PEMEX y solicitó su opinión con relación al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.073, emitido por la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía, recibido en la Comisión el 10 de mayo de 2016, se remitieron a esta Comisión diversas observaciones que debería subsanar PEMEX para la debida evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional. Dicha información fue requerida a PEMEX por esta Comisión, mediante oficio 220.0884/2016 del 17 de mayo de 2016.

Mediante oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-114-2016, emitido por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de PEMEX, recibido en la Comisión el 26 de mayo de 2016, se remitió diversa información, la cual fue notificada a la Secretaría de Economía mediante oficio 220.1117/2016 del 7 de junio de 2016 y se solicitó emitir su opinión con relación al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

Que mediante oficio UCN.430.2016.097, emitido por la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, de la Secretaría de Economía, recibido en la Comisión el 20 de junio de 2016, se remitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional presentado por PEMEX en el Plan de Exploración.

Que mediante oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-277-2016, emitido por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de PEMEX, recibido en la Comisión el 19 de septiembre de 2016, remitió diversas aclaraciones y adecuaciones a la información presentada en el Plan de Exploración, las cuales fueron notificadas a la Secretaría de Economía por la Comisión mediante oficio 220.2115/2016 del 30 de septiembre de 2016, toda vez que las mismas pudieran incidir en la opinión antes señalada.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.154, emitido por la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía, recibido en la Comisión el 4 de octubre de 2016, se confirmó la opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional actualizado por PEMEX para el Plan de Exploración.

**DÉCIMO PRIMERO.**- Que mediante oficio 220 0408/2016 del 2 de marzo de 2016, la Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información respecto al Plan de Exploración, en términos



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

de los artículos 26 y 27 de los Lineamientos, sin perjuicio de las aclaraciones que en su caso se solicitaran como parte de la evaluación del Plan de Exploración, por parte de esta Comisión, o de las autoridades competentes en materia de Seguridad Industrial y Contenido Nacional.

**DÉCIMO SEGUNDO.**- Que mediante oficio 220.1324/2016 del 28 de junio de 2016, la Comisión notificó a PEMEX la ampliación del plazo por cuarenta días naturales para emitir la Resolución con relación a la aprobación del Plan de Exploración.

**DÉCIMO TERCERO.**- Que mediante oficio 220.1635/2016 del 5 de agosto de 2016, la Comisión notificó a PEMEX la ampliación del plazo por sesenta días naturales para emitir la Resolución con relación a la aprobación del Plan de Exploración.

**DÉCIMO CUARTO.**- Que de conformidad con lo dispuesto por los artículos 7, fracción III, 43, fracción I, inciso c) y 44 de la Ley de Hidrocarburos; 39, fracción II de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 6, fracción III, 7, 8, fracción I, 9, fracción III, 29, 30, 33, 34, 35 y 36 y Anexo III de los Lineamientos, la Comisión debe emitir un Dictamen Técnico respecto del Plan de Exploración presentado por PEMEX (Dictamen Técnico), por lo que

### CONSIDERANDO

**PRIMERO.**- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para aprobar el Plan de Exploración presentado por PEMEX. Lo anterior en términos de los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 13 y demás aplicables de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 2, fracción I, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII, 38, y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 7, fracción III, 43, fracción I, inciso c), 44 y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos; y 1, 10, fracción I, 11 y 13, fracción II, inciso f), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 6, fracción III, 7, 8, fracción I, 30, 33, 34, 35 y 36 y Anexo III de los Lineamientos.

**SEGUNDO.**- Que de conformidad con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión debe ejercer sus funciones procurando 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.



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

**TERCERO.-** Que la Comisión debe evaluar y revisar que el Plan de Exploración, procure el mayor beneficio para el país y permita la consecución de los objetivos establecidos en el título de Asignación, de conformidad con los artículos 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, y 7 de los Lineamientos, conforme a 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.

**CUARTO.-** Que con base en el Dictamen Técnico emitido por la Dirección General de Dictámenes de Exploración de esta Comisión, mismo que contiene la evaluación económica realizada por la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica y que se adjunta como Anexo Único del presente instrumento, y del análisis realizado al Plan de Exploración presentado por PEMEX, se concluye que el mismo resulta adecuado desde un punto de vista técnico y económico, y es acorde con las características del área de la Asignación, atentos a lo siguiente:

**I. Elementos generales del Plan:**

1. Observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos.



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Acorde a las mejores prácticas internacionales, el Plan de Exploración considera la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías adecuadas para obtener un mayor conocimiento de las formaciones capaces de contener hidrocarburos, a través de actividades enfocadas al procesamiento sísmico, análisis AVO, estudios de interpretación sísmica y la información adquirida durante y posterior a la perforación de los prospectos, para la generación y/o actualización de los modelos geológicos, y con esto definir y proponer prospectos exploratorios adicionales.

Cabe hacer mención de que la perforación del prospecto exploratorio OPS-1, incluye primeramente la perforación de un pozo piloto vertical, con el fin de evaluar la formación de interés con el suficiente detalle para determinar el intervalo con las mejores condiciones para navegar horizontalmente a través del mismo y, evaluar de forma óptima el potencial productor del Play No Convencional. Esto, de acuerdo a las mejores prácticas en materia de Exploración de Plays No Convencionales asociados a lutitas.

Lo anterior, de conformidad con el análisis presentado en el numeral X del Anexo Único de la presente Resolución.

### 2. Incorporación de Reservas.

El Plan de Exploración propuesto define la posible incorporación de reservas a través de la perforación del prospecto OPS-1, para el cual se presenta un pronóstico de incorporación de reservas de 0.263 MMbpce. Para el caso de éxito exploratorio, se propone un desarrollo conceptual con oportunidad de incorporar 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de Extracción.

De acuerdo a estos pronósticos, el resultado exitoso representaría la reposición de las reservas de hidrocarburos y promovería el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país, conforme a las bases establecidas en el artículo 39, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Lo anterior, de conformidad con el análisis presentado en el numeral X del Anexo Único de la presente Resolución



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

### 3. Delimitación del área de la Asignación

La Asignación está limitada por el polígono definido por los vértices en coordenadas geográficas en el sistema WGS-84 que se enlistan a continuación:

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97°55'00"	21°00'30"
2	97°53'00"	21°00'30"
3	97°53'00"	20°56'00"
4	98°03'00"	20°56'00"
5	98°03'00"	21°04'30"
6	97°54'30"	21°04'30"
7	97°54'30"	21°02'00"
8	97°55'00"	21°02'00"

Lo anterior, de conformidad con el análisis presentado en el numeral II.3 del Anexo Único de la presente Resolución.

### 4. Los Programas asociados al Plan de Exploración

#### a) Programa del Cumplimiento de Contenido Nacional

La Secretaría de Economía mediante oficios UCN.430.2016.097 y UCN.430.2016.154, recibidos el 20 de julio y 4 de octubre de 2016, respectivamente, emitió y confirmó su opinión favorable respecto del Programa del Cumplimiento de Contenido Nacional relacionado al Plan de Exploración presentado por PEMEX, en los siguientes términos:

*"...esta Unidad confirma su opinión favorable respecto de los Programas de Cumplimiento actualizados para las asignaciones AE-0381-M-Pitepec..., dado que de la información presentada se desprende que el porcentaje de contenido nacional estimada a alcanzar es mayor al requerido, por lo que es probable que el Asignatario cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional. Sin embargo, se sugiere que, al no existir márgenes de holgura suficientes para cada una de las asignaciones en revisión, se tomen las acciones necesarias que garanticen el cumplimiento del porcentaje mínimo establecido "*



b) Programa de Administración de Riesgos

La Agencia mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0039/2016, de fecha 22 de septiembre de 2016, emitió respuesta sobre las obligaciones que PEMEX debe atender con relación al Programa de Administración de Riesgos, asociado al Plan de Exploración de la Asignación, en el siguiente sentido: *"...no tiene inconveniente en que la COMISIÓN continúe con su trámite del procedimiento de aprobación de asignaciones petroleras de la Empresa Productiva del Estado denominada PEMEX, siempre y cuando dicha Empresa obtenga de la AGENCIA la Autorización de su Sistema de Administración a implementar en cada Proyecto, en los términos establecidos en los LINEAMIENTOS "*

Al respecto, es necesario considerar el contenido del artículo 13 de los Lineamientos, el cual establece que esta Comisión emitirá el Dictamen Técnico correspondiente y en su caso, la aprobación al Plan de Exploración, 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 aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

En consecuencia, previo al inicio de las actividades previstas en el Plan de Exploración, PEMEX deberá contar con la aprobación del Programa de Administración de Riesgos por parte de la Agencia.

**II. Indicadores de supervisión del cumplimiento.**

Conforme al Plan de Exploración, se identificaron los indicadores adecuados para el evaluar el desempeño de la ejecución y supervisar el cumplimiento de las actividades programadas, tal como se establece en el numeral VII del Anexo Único de la presente Resolución, *Mecanismos de revisión de eficiencia operativa de la exploración*, en aras de lograr el objetivo de evaluar el potencial petrolero e incorporar reservas en un Plan no convencional.

Por lo que hace a la evaluación económica del Plan de Exploración, se advierte que las actividades relacionadas con el periodo exploratorio se encuentran en línea con costos de



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

mercado, para lo cual PEMEX presentó dos escenarios de desarrollo posibles, de los cuales se destaca lo siguiente:

- A. El escenario 1 fue construido por PEMEX y entregado a la Comisión en un primer momento. Las premisas fueron propuestas con un conocimiento general de las áreas de la Asignación y otras similares que se dictaminan al mismo tiempo. Se realizó con premisas conservadoras dado lo limitado del conocimiento en la variabilidad geológica esperada en los Plays y por ende del potencial que podrían alcanzar los desarrollos, así como una idea general del esquema de costos.
  
- B. Posteriormente, PEMEX presentó a la Comisión el escenario 2, actualizado como un escenario potencial con base en las mejores prácticas, construido a partir de tres líneas:
  - 1. Un avance en el conocimiento de las áreas con base en estudios técnicos de identificación de los *sweet spots* y características petrofísicas, mediante modelados geoquímicos y geológicos regionales
  - 2. Un *benchmark* por Play y sub-play para establecer mejor los rangos de producción, declinación y costos que podrían alcanzarse en las áreas de estudio.
  - 3. Un estudio de optimización para la ejecución con base en las mejores prácticas de eficiencia en la perforación y terminación de pozos no convencionales así como en la cadena de suministro de materiales y servicios. Lo que principalmente es importante para el número de pozos, considerando equipos de perforación y terminación concurrentes que pudieran hacer más eficiente el desarrollo del potencial descubrimiento.

Es importante tener presente que la etapa en la que se encuentra el proyecto (etapa exploratoria) es temprana y el grado de incertidumbre sobre las premisas presentadas es alto, en particular respecto a las siguientes variables:

- 1. Los dos escenarios de producción son sólo un par de entre muchos posibles. Por esto, no existen elementos en el Plan de Exploración para concluir con certidumbre cuál será el volumen en sitio descubierto, el factor de recuperación y, en última instancia, las reservas a producirse, aunque se presentan ciertas estimaciones. De hecho, esos valores serán descubiertos con los resultados que arrojen las actividades exploratorias, cuando la incertidumbre asociada a estas variables sea reducida o eliminada de los análisis.



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

2. Esta misma incertidumbre es aplicable a los escenarios de costos planteados por PEMEX. El proyecto se encuentra sin la madurez suficiente para establecer una estrategia completa de desarrollo, por lo que existe mucha incertidumbre respecto al número de pozos requerido y la productividad por pozo, variables de alto impacto para la explotación rentable de los yacimientos.
- 3 Finalmente, existe una alta volatilidad sobre el precio de los hidrocarburos que puede afectar positiva o negativamente la rentabilidad de los proyectos. En este sentido, el escenario de valor y rentabilidad puede cambiar en poco tiempo, y mientras más temprano sea, es más difícil predecir si un escenario de precios es o no factible.

Ahora bien, respecto del valor de la información exploratoria, se advierte que el conocimiento del subsuelo que se generaría a partir de la ejecución del Plan de Exploración no está internalizado en el modelo de evaluación económica. Incluso si los resultados tras la perforación del pozo exploratorio llevaran a PEMEX a desistirse de entrar en la etapa de desarrollo, la información adquirida en esta área sería de mucho valor para posteriores proyectos, especialmente tratándose de prospectos no convencionales. Las externalidades positivas de llevar adelante las actividades presentadas en el Plan de Exploración no son cuantificables con los datos disponibles porque inciden directamente en la estrategia de Exploración de la cuenca Tampico-Misantla.

En este contexto, se concluye que a pesar de que el Plan de Exploración presentado muestra una exposición fuerte a factores de riesgo y la rentabilidad posterior a la aplicación del régimen fiscal vigente puede ser incierta, la decisión de explorar y, en su caso, pasar a la fase de desarrollo, no depende exclusivamente de los escenarios en evaluación, sino que responde al comportamiento de inversión de PEMEX, por lo cual el análisis económico realizado sobre el Plan de Exploración se estima favorable, en virtud de que las actividades relacionadas con el periodo exploratorio se encuentran en línea con costos de mercado.

Por último, es necesario enfatizar que en la ejecución de las actividades previstas en el Plan de Exploración, PEMEX deberá cumplir con la normativa aplicable en la materia, de manera particular por lo que hace a las Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos y la perforación de Pozos, además de presentar la información necesaria para el seguimiento del Plan de Exploración, materia de la presente Resolución.



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En consecuencia, y atendiendo al marco jurídico aplicable, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por unanimidad de votos:

### RESUELVE

**PRIMERO.-** Emitir Dictamen Técnico favorable respecto del Plan de Exploración propuesto por PEMEX, el cual forma parte integrante de la presente Resolución como Anexo Único.

**SEGUNDO.** Aprobar el Plan de Exploración presentado por PEMEX, toda vez que el mismo resulta adecuado desde los puntos de vista técnico y económico, y es acorde con las características del área de la Asignación, en los términos previstos en el Considerando Cuarto y el Anexo Único de la presente Resolución

**TERCERO.** Condicionar el inicio de las actividades previstas en el Plan de Exploración, a que PEMEX obtenga de la Agencia la aprobación de su Programa de Administración de Riesgos, en términos del Considerando Cuarto de la presente Resolución.

**CUARTO.-** Notificar a PEMEX que en un plazo no mayor a diez días hábiles posteriores a la notificación de la presente Resolución, deberá presentar a la Secretaría para su aprobación, el Compromiso Mínimo de Trabajo, en términos del Término y Condición Quinto del Título de la Asignación.

**QUINTO.-** Notificar a PEMEX que en la ejecución de las actividades previstas en el Plan de Exploración se deberá cumplir con la normativa aplicable en la materia, de manera particular la relativa a las Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos y la perforación de Pozos, además de presentar la información necesaria para el seguimiento del Plan de Exploración, aprobado por esta Comisión.

**SEXTO.-** Notificar el contenido de la presente Resolución a PEMEX, y hacerla del conocimiento de las Secretarías de Energía, Economía, Hacienda y Crédito Público y de la Agencia, así como de las Direcciones Generales de Contratos y de Administración de Asignaciones y Contratos de Exploración de esta Comisión, para los efectos legales a que haya lugar.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SÉPTIMO.- Inscribir la presente Resolución CNH.E 55.001/16 en el Registro Público de la Comisión, atentos a lo dispuesto por el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Regulatorios Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO A 13 DE OCTUBRE DE 2016

COMISIONADOS INTEGRANTES DEL ÓRGANO DE GOBIERNO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA  
COMISIONADO PRESIDENTE

ALMA AMÉRICA PORRES LUNA  
COMISIONADA

NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO  
COMISIONADO

SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS  
COMISIONADO

HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX  
COMISIONADO

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ  
COMISIONADO

GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ  
COMISIONADO



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

**Dictamen Técnico**  
**Plan de Exploración**  
**Asignación AE-0381-M-Pitepec**

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'D. ...', with a vertical line to its right.

*Octubre de 2016*

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'J. ...', with a vertical line to its right.

## Contenido

<b>I.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>GENERALIDADES</b>	<b>7</b>
<b>II.1</b>	<b>DATOS DEL ASIGNATARIO</b>	<b>7</b>
<b>II.2</b>	<b>DATOS DE LA ASIGNACIÓN</b>	<b>7</b>
<b>II.3</b>	<b>DATOS GENERALES DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN</b>	<b>7</b>
<b>III.</b>	<b>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN</b>	<b>9</b>
<b>III.1</b>	<b>PRESENTACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</b>	<b>9</b>
<b>III.2</b>	<b>REVISIÓN DE SUFICIENCIA Y CONSISTENCIA DE INFORMACIÓN</b>	<b>9</b>
<b>III.3</b>	<b>PREVENCIÓN DE INCONSISTENCIAS O FALTANTES DE INFORMACIÓN</b>	<b>9</b>
<b>III.4</b>	<b>DECLARATORIA DE SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN</b>	<b>10</b>
<b>III.5</b>	<b>PROCESO DE EVALUACIÓN TÉCNICA</b>	<b>10</b>
<b>III.6</b>	<b>COMPARECENCIAS Y AUDIENCIAS</b>	<b>12</b>
<b>IV.</b>	<b>BASES Y ASPECTOS PARA EL DICTAMEN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</b>	<b>13</b>
<b>V.</b>	<b>ANÁLISIS DE LAS ACTIVIDADES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</b>	<b>15</b>
<b>V.1</b>	<b>ANTECEDENTES EXPLORATORIOS</b>	<b>15</b>
<b>V.2</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS Y ESTRATÉGICOS</b>	<b>17</b>
<b>V.3</b>	<b>RECURSOS PROSPECTIVOS Y RESERVAS A INCORPORAR</b>	<b>29</b>
<b>VI.</b>	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO</b>	<b>32</b>
<b>VII.</b>	<b>MECANISMOS DE REVISIÓN DE EFICIENCIA OPERATIVA DE LA EXPLORACIÓN</b>	<b>49</b>
<b>VIII.</b>	<b>PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS</b>	<b>54</b>
<b>IX.</b>	<b>PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL</b>	<b>56</b>
<b>X.</b>	<b>RESULTADO DEL DICTAMEN</b>	<b>58</b>



## I. Introducción

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. Entre estas disposiciones, el artículo 27 constitucional, párrafo séptimo refiere que:

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria.

En este sentido, el 21 de marzo de 2014, Petróleos Mexicanos (en adelante Pemex) solicitó a la Secretaría de Energía (en adelante Secretaría) la adjudicación de las áreas en exploración y campos en producción que tiene capacidad de operar, a través de Asignaciones. El 13 de agosto de 2014 la Secretaría otorgó a Pemex, entre otros, el Título de Asignación A-0381-Pitepec para realizar actividades de extracción de hidrocarburos dentro del marco del proceso denominado Ronda 0.

Con fundamento en el artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos, en los artículos 16 y 17 de su Reglamento y el elemento Quinto del Título de Asignación antes mencionado, en el supuesto de que el Asignatario derivado de sus actividades de extracción, determine la posibilidad de que existan hidrocarburos en una zona diferente a la contemplada dentro del Plan de Desarrollo aprobado, deberá dar aviso a la Secretaría y presentar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión) la modificación del Plan de Desarrollo o, en su caso, un Plan de Exploración, a fin de que pueda desarrollar las actividades que correspondan. En virtud de lo anterior, señala también que, en su caso, podrá modificarse la Asignación.

Siendo así, mediante el oficio PEP-CD-050-2015 con fecha del 31 de julio de 2015, Pemex manifestó interés de que se incluyan los derechos de exploración en la columna estratigráfica completa con la finalidad de impulsar la actividad exploratoria de recursos prospectivos no convencionales en la Asignación. En respuesta, la Secretaría aprobó modificar la Asignación para quedar como AE-0381-M-Pitepec (en adelante Asignación) de conformidad con la resolución favorable CNH.E.28.001/15 emitida por la Comisión.

Por lo anterior y en cumplimiento de sus obligaciones como Asignatario, Pemex sometió a consideración de la Comisión el Plan de Exploración para la Asignación en términos de lo dispuesto en los artículos 7, fracción III y 44 de la Ley de Hidrocarburos (en adelante Ley), el artículo 17 del Reglamento de la Ley y el Término y Condición Quinto, inciso (A) del Título de Asignación.

Es importante mencionar que en la Asignación se han desarrollado trabajos de extracción de hidrocarburos en el marco del Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) Pitepec desde enero de 2015. Bajo este instrumento, también se ejecutaron actividades que incluyen reparaciones menores y la realización de estudios de caracterización estática y dinámica en los campos convencionales productores del Cenozoico.

En el área se han identificado prospectos y yacimientos en trampas estratigráficas, combinadas y estructurales. Se cuenta con pozos que alcanzan la Formación Tamabra del Cretácico desde el punto de vista comercial y las Formaciones Tamán y Pimienta del Jurásico, desde el punto de vista de investigación. La información hasta ahora generada resulta esencial para la evaluación del potencial petrolero con los conceptos de *plays* no convencionales en la Formación Pimienta (Jurásico Superior Titoniano), productora de aceite en lutitas.

Por tal motivo, la Comisión debe llevar a cabo la evaluación del Plan con fundamento en el Artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos (en adelante Ley), Artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Artículo 16, Artículo 33 y ANEXO I 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 (en adelante Lineamientos), Artículo 13, fracción f. Artículo 27, fracción V, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Reglamento), en atención a las siguientes consideraciones:

1. La Ley de Hidrocarburos establece que los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción, deberán contar con la aprobación de los mismos por parte de la Comisión para lo que deberá emitir un dictamen técnico que comprenderá la observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de Reservas y la delimitación del área sujeta a la Asignación o al Contrato para la Exploración y Extracción.
2. La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, establece dentro de las competencias de la Comisión regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos, además de administrar, en materia técnica las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, aunado a lo anterior, establece en su artículo 39, las bases sobre las cuales deberá ejercer sus funciones, mismas que fueron consideradas en la emisión del presente dictamen.
3. Por otra parte, los Lineamientos establecen los elementos técnicos y económicos que deberán contener los Planes para la Exploración (artículo 16, Anexo I); los criterios de evaluación técnica; las fases y etapas que conforman el procedimiento administrativo; los términos, condiciones, notificaciones y tiempos de entrega de información, conforme a los cuales la Comisión realizará el análisis y dictamen de los mismos.
4. En cuanto al Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Artículo 13, fracción II, inciso f, faculta al Órgano de Gobierno para aprobar los Planes de Exploración; mientras que el Artículo 27, fracción V, faculta a la Dirección General de Dictámenes de Exploración para proponer al Órgano de Gobierno el dictamen técnico del Plan de Exploración.



Derivado de lo anterior, y siguiendo los criterios de referencia, el presente Dictamen Técnico integra el resultado de la evaluación realizada por esta Comisión a la información técnica y económica al Plan de Exploración, con el objeto de determinar la procedencia de su aprobación.



## II. Generalidades

### II.1 Datos del Asignatario

El Asignatario promovente del Plan de Exploración es la empresa productiva del Estado Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (PEP), con facultades para representar al Asignatario en términos del artículo 40, fracción I del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el DOF el 3 de julio del 2015.

### II.2 Datos de la Asignación

El Título de Asignación A-0381-M-Pitepec emitido por la Secretaría el 1º de septiembre de 2015 a favor de Pemex, otorga derechos para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en todas las formaciones geológicas en el subsuelo. El Título de Asignación tiene una vigencia de 25 años a partir del 13 de agosto de 2014, fecha en que se expidió el Título de Asignación A-0381-Pitepec.

El periodo inicial de exploración es de 3 años, a partir del 1º de septiembre de 2015, fecha de emisión del Título de Asignación modificado. Asimismo, Pemex podrá solicitar un periodo adicional de exploración hasta por 2 años conforme a lo previsto en el Término y Condición Quinto, inciso (A), fracción II.

De conformidad con el término y Condición Quinto inciso A) del Título de Asignación, el programa mínimo de trabajo respecto a las actividades de Exploración y desglose de las inversiones correspondientes será el resultante de la aprobación del presente Plan de Exploración y formará parte del Anexo II del mismo Título.

### II.3 Datos generales del área de Asignación

La asignación está limitada por el polígono definido por los vértices en coordenadas geográficas en el sistema WGS-84 que se enlistan en la tabla 1, conforme al Título de Asignación emitido por la Secretaría.



Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97°55'00"	21°00'30"
2	97°53'00"	21°00'30"
3	97°53'00"	20°56'00"
4	98°03'00"	20°56'00"
5	98°03'00"	21°04'30"
6	97°54'30"	21°04'30"
7	97°54'30"	21°02'00"
8	97°55'00"	21°02'00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación.

El área de Asignación se localiza a 77 km al Noroeste de la Ciudad de Poza Rica, en el estado de Veracruz (figura 1).

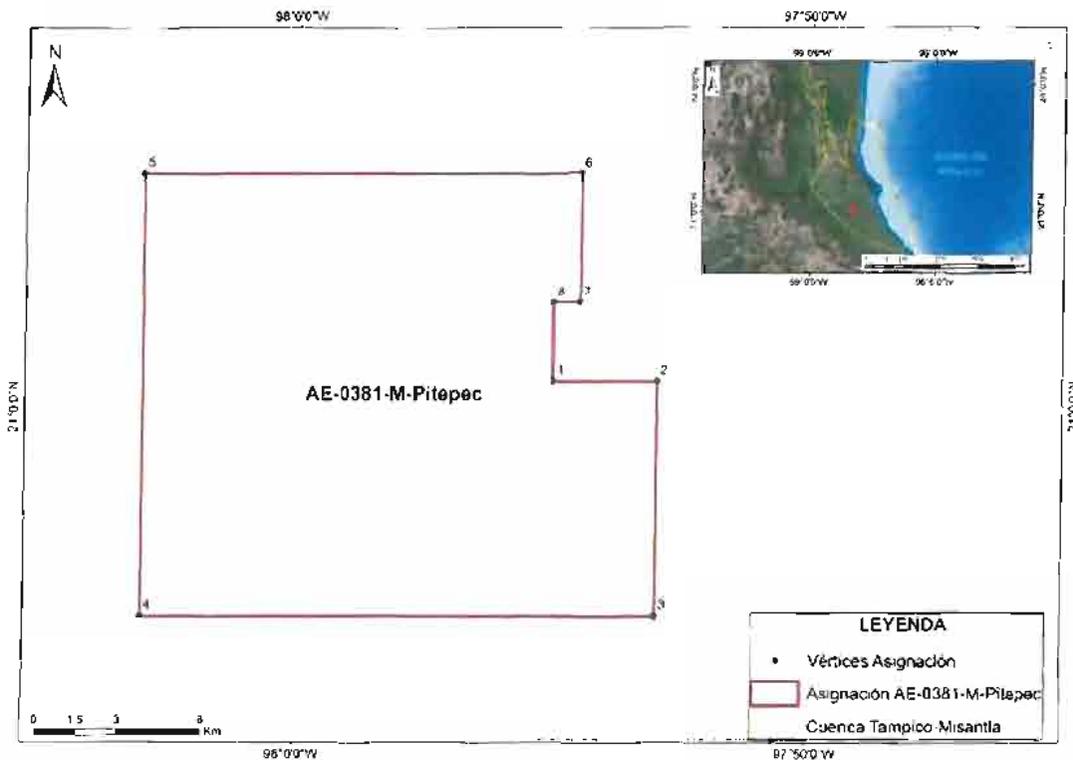


Figura 1. Ubicación regional de la asignación.

### III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El presente dictamen técnico del Plan de Exploración para la Asignación AE-0381-M-Pitepec, se llevó a cabo en consideración los siguientes documentos y actos de presentación, de conformidad con el procedimiento establecido en los Lineamientos los cuales se detallan a continuación.

#### III.1 Presentación del plan de Exploración

La Secretaría notificó a Pemex mediante oficio 512.DGEEH.458/2015 con fecha de 1 de septiembre de 2015, la modificación al Título de Asignación. Dicho oficio en su resolutive tercero requiere a Pemex para que en un plazo no mayor a 40 días hábiles presente el Plan de Exploración.

Pemex, solicitó a la Secretaría la ampliación del plazo para presentar el Plan de Exploración, otorgado con oficio 512.DGEEH.590/2015 de fecha del 27 de octubre de 2015 por un periodo de 20 días hábiles.

Pemex, presentó ante esta Comisión el Plan de Exploración mediante oficio PEP-DDP-369-2015 con fecha del 24 de noviembre de 2015.

#### III.2 Revisión de suficiencia y consistencia de información

Como parte del procedimiento previsto en los Lineamientos, esta Comisión realizó una verificación de suficiencia de la información necesaria para dictaminar el Plan de Exploración, encontrando que este no satisfizo los términos de la Guía a que hace referencia la fracción III del artículo 9 de los Lineamientos, por tratarse de la exploración de hidrocarburos asociados a lutitas.

#### III.3 Prevención de inconsistencias o faltantes de información

Derivado de la verificación de suficiencia de la información, se advirtió que la solicitud presentada no satisfizo los requerimientos de los Lineamientos y por tal

motivo, de conformidad con el artículo 26 de los Lineamientos, la Comisión previno al asignatario mediante oficio 220.2237/2015 con fecha de 15 de diciembre de 2015 para que en un periodo de 15 días hábiles contados a partir de la notificación de la misma presentase el Plan de Exploración en los términos de la Guía a que hace referencia la fracción III del artículo 9 de los Lineamientos por tratarse de la exploración de hidrocarburos asociados a lutitas.

Para la atención de la prevención, Pemex solicitó la ampliación del plazo mediante oficio PEP-DE-SAPNA-20-2016 de fecha 18 de enero de 2016, proporcionando la información solicitada el 3 de febrero del mismo año con oficio PEP-DE-SAPNA-49-2016.

#### III.4 Declaratoria de suficiencia de información

Con los elementos antes evocados, la Comisión mediante el oficio 220.0408/2016 del 2 de marzo de 2016, emitió la declaratoria de suficiencia de información del Plan de Exploración de la Asignación AE-0381-M-Pitepec.

#### III.5 Proceso de evaluación técnica

El proceso de evaluación técnica del Plan involucró la participación de dos unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Exploración y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, que realizó el análisis económico respecto al Programa de Inversiones. Asimismo, dentro de este proceso, la Secretaría de Economía llevó a cabo la evaluación del Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), evaluó el Programa de Administración de Riesgos.

La figura 2 muestra el diagrama del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan sometido a aprobación de la Comisión por el Asignatario, en el que se identifican las entidades participantes en cada eslabón del proceso y en el ámbito de sus competencias.

Proceso de evaluación y aprobación de los planes de exploración, planes de evaluación y sus programas asociados

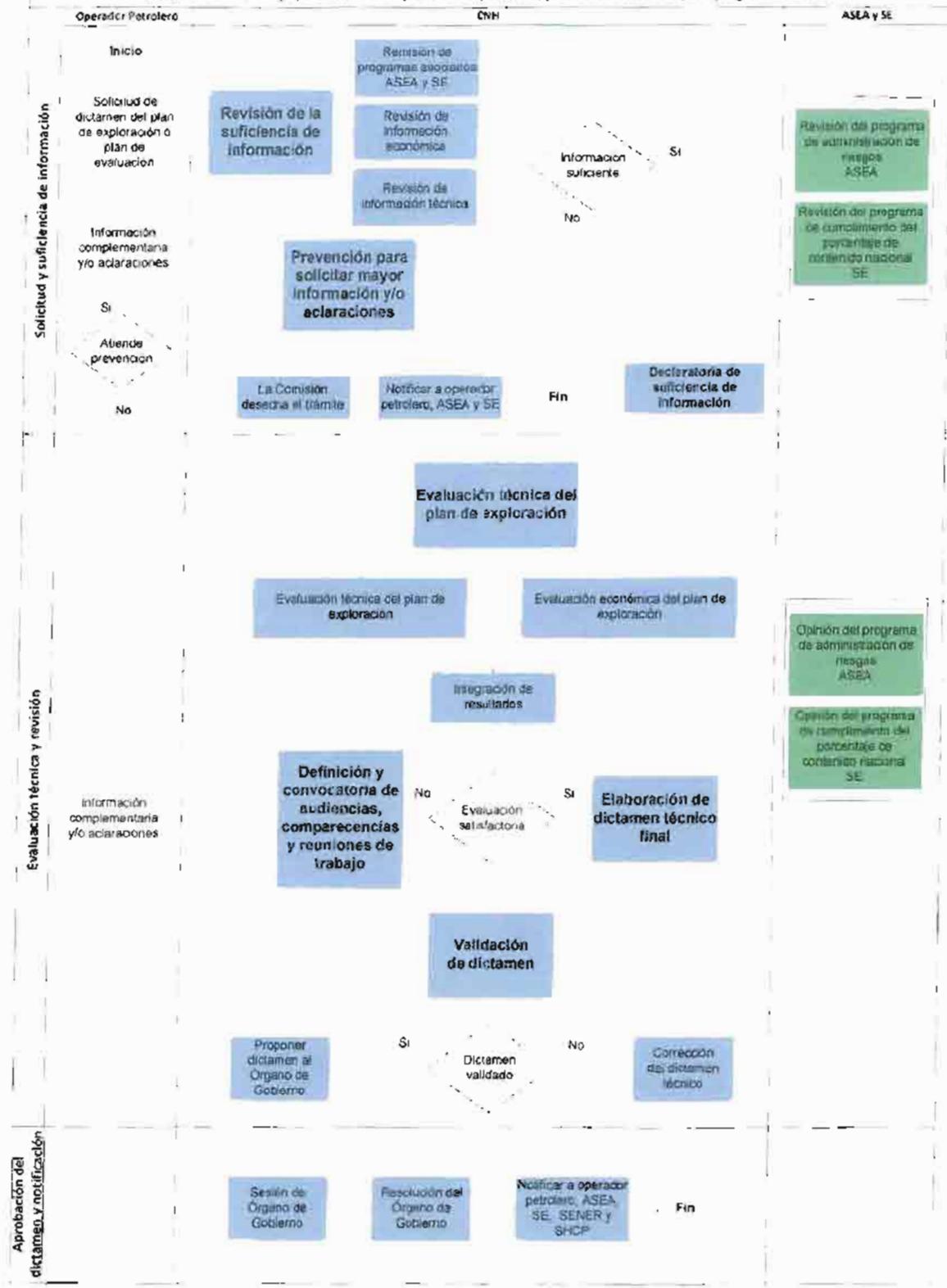


Figura 2. Proceso de evaluación del Dictamen Técnico y Resolución.

### III.6 Comparecencias y audiencias

A fin de optimizar el proceso de evaluación y atendiendo los principios de economía, celeridad y transparencia, se llevó a cabo la siguiente comparecencia de trabajo con el Asignatario, a fin de aclarar observaciones específicas con relación al contenido del Plan.

El 22 de febrero de 2016, la comisión mediante el oficio 220.0339/2016 notificó a Pemex en términos del artículo 22, fracción XIII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados, que el 24 de febrero a las 11:00 horas tenía cita para comparecencia con el objetivo de vigilar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables.

Dado lo anterior, el 2 de marzo de 2016 Pemex hizo entrega de información correspondiente a la evaluación económica, desglose de costos y Contenido Nacional del Plan acordada en la comparecencia celebrada anteriormente. Posteriormente, el Asignatario entregó información adicional mediante los oficios EP-DE-SAPNA-GCR-277-2016 y PEP-DE-SAPNA-209-2016 de fechas 19 de septiembre de 2016 y 11 de octubre del mismo año, respectivamente.

#### IV. Bases y aspectos para el dictamen del Plan de Exploración

Los criterios que la Comisión consideró para la evaluación del Plan, con el fin de determinar que la propuesta sea adecuada para las características del área de Asignación se enlistan a continuación, en términos del artículo 7 y 11 de los Lineamientos:

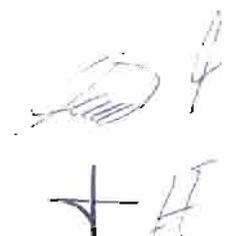
Respecto a las actividades de Exploración:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- 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;
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país;
- 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;
- La selección de las mejores prácticas de la Industria;
- La incorporación de Reservas y,
- El uso eficiente del área, con base en la tecnología disponible;

Adicionalmente, y con fundamento en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, conforme al artículo 8 de los Lineamientos, los elementos evaluados en el Dictamen, fueron los siguientes:



- La observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de reservas y la delimitación del área sujeta a la Asignación;
- Las actividades programadas conforme al área a explorar;
- Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero o incorporación de reservas o para la caracterización y delimitación;
- El pronóstico de la incorporación de reservas;
- La tecnología a utilizar;
- Las inversiones programadas;
- 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;
- Los indicadores de supervisión del cumplimiento de las metas programadas.



## V. Análisis de las actividades del Plan de Exploración

### V.1 Antecedentes Exploratorios

En el área de la Asignación existen estudios que han facilitado la interpretación estratigráfico-estructural tanto de *plays* convencionales como no convencionales y han servido de base para la ubicación del prospecto OPS-1.

Existe un estudio de gravimetría realizado en el año 2000, que cubre parcialmente el área de la Asignación. Además, el área está cubierta por el levantamiento sísmico Amatitlán 3D (2013), el estudio sísmológico Coyula – Humapa - Cacahuatengo 3D (2007) y el estudio sísmológico Ampliación Furbero - Presidente Miguel Alemán – Remolino 3D 2da Etapa Miquetla – Miahuapán (2012). Adicionalmente, existen levantamientos sísmicos 2D, adquiridos desde el año 1976 hasta 1987.

De estos estudios, se obtuvo la distribución del basamento y sistema estructural, se definieron condiciones estratigráficas, estructurales, espesores y distribución de las rocas arcillo-arenosas del Paleoceno-Eoceno Inferior.

Adicional a la información sísmica, existen dos estudios regionales para *plays* no convencionales: estudio conjunto de lutitas aceitíferas y gasíferas de México Cuenca Tampico-Misantla (Pemex-Halliburton, 2011) con el objetivo de documentar mapas de elementos de *plays* no convencionales e identificar las zonas de interés; y EPL-Aceite y gas en lutitas en el área Tantocob (Pemex, 2014), con la finalidad de evaluar los tipos y recursos de hidrocarburos asociados a las lutitas cretácicas y jurásicas mediante la integración e interpretación de la información petrofísico-geoquímica de pozos y sísmica. No obstante, la cobertura de estos dos últimos estudios se restringe hacia el norte, fuera del área de la Asignación.

La Comisión, documentó la existencia de los pozos Horcones 8127, Corralillo-157 y Furbero-4354, así como otros pozos con objetivos en *plays* convencionales próximos al área de Asignación, que han comprobado el funcionamiento del sistema petrolero no convencional en el Jurásico Superior, al menos a nivel local.



Asimismo, con base en información proporcionada por Pemex como parte de la Ronda 0, se identifica la existencia de un conjunto de asignaciones distribuidas a lo largo de la cuenca Tampico-Misantla con objetivos en *plays* no convencionales que pudieran estar correlacionados (figuras 3 y 4), por lo que resulta factible que la Formación Pimienta posea características y propiedades similares al sur del área de la Asignación, con lo que Pemex documenta una oportunidad.

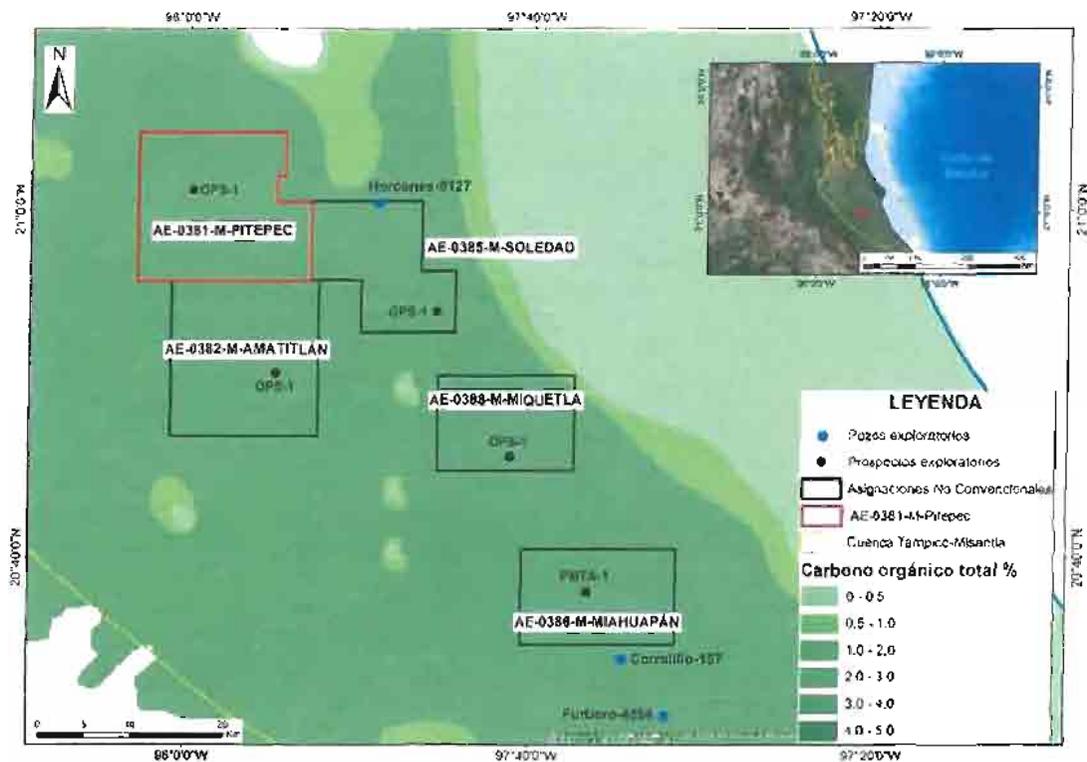


Figura 3. Mapa regional del porcentaje de contenido de carbono orgánico total, con la ubicación de las Asignaciones de Pemex que incluyen la exploración de *plays* no convencionales.

*[Firma manuscrita]*

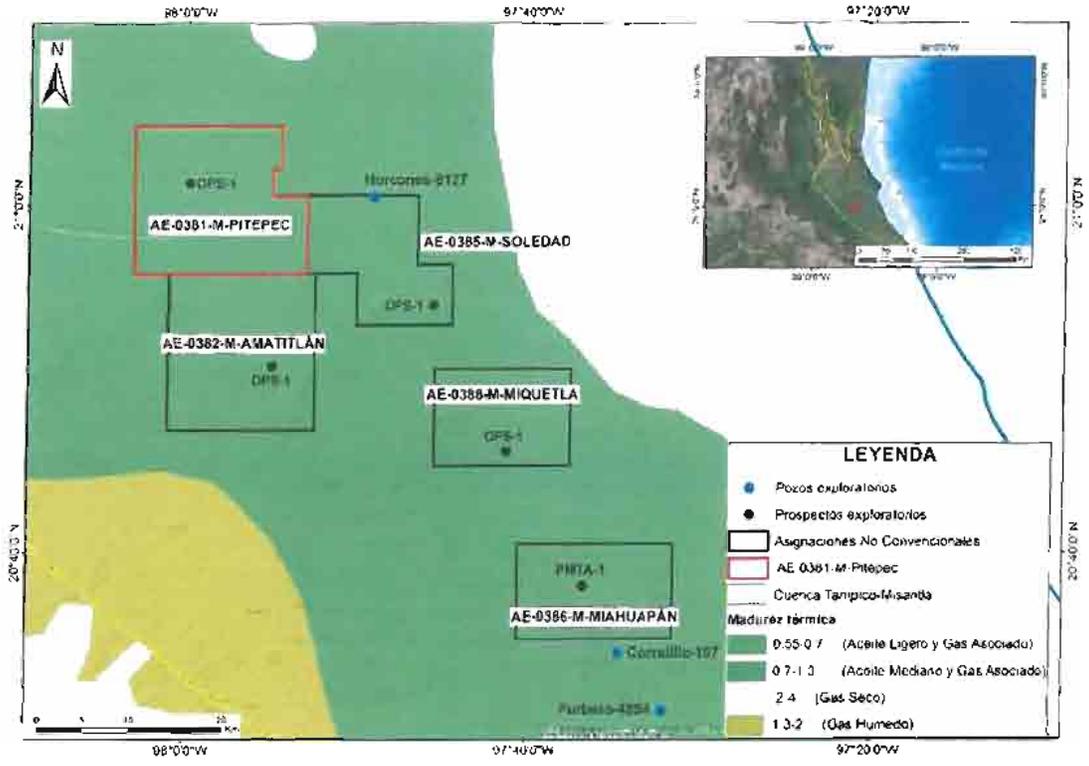


Figura 4. Mapa regional la madurez térmica e hidrocarburos asociados, con la ubicación de las Asignaciones de Pemex que incluyen la exploración de *plays* no convencionales.

V.2 Aspectos técnicos y estratégicos

En términos generales, la evaluación técnica del Plan de Exploración se abordó agrupando las actividades para conceptualizar e identificar el flujo de trabajo propuesto por Pemex, al mismo tiempo que fueron identificados los alcances y objetivos resultando 3 rubros principales:

- i. Reprocesamiento sísmico
- ii. Estudios exploratorios
- iii. Definición y prueba de concepto

El programa de actividades fue analizado en forma similar (figura 5). Conforme a lo anterior, el reprocesamiento sísmico sería concluido al cierre del año en curso, lo que permitiría continuar con un estudio de visualización, conceptualización,

definición, seguimiento y evaluación (VCDSE), así como los estudios exploratorios, de tal modo que fuese factible continuar con la definición y prueba de concepto.

Actividad	Alcance	Tarea	2016	2017	2018
Reprocesamiento sísmico	Mejorar la imagen sísmica e investigar la factibilidad de identificar la anisotropía sísmica asociada a fracturamiento natural, arcillosidad y fragilidad de las rocas asociadas al JST en 203 km <sup>2</sup> .	Migración PSTM VTI (Vertical Transverse Isotropic) así como Migración HTI (Horizontal Transverse Isotropic).			
Perforación de prospecto	1 pozo vertical y trayectoria horizontal.	Periodo de perforación			
		Terminación de pozo			
Estudios Exploratorios	Caracterizar las facies y microfases sedimentarias del JST.	Estudio sedimentológico			
	Determinación de parámetros geoquímicos (Tipo de kerógeno, COT) enfocados a yacimientos no convencionales.	Análisis geoquímicos de muestras de núcleo y de canal de pozos nuevos			
	Determinación de parámetros elásticos con base en registros de pozo calibrados con núcleos para la estimación de fragilidad e intensidad de fracturamiento en el JST.	Estudios de física de rocas y anisotropía sísmica			
	Documentación del proyecto que facilite la toma de decisiones.	VCDSE			

Figura 5. Cronograma de actividades integrado del Plan de Exploración.

En el contexto de las inversiones a erogar para el cumplimiento de las actividades propuestas en el Plan, PEP estima un monto asociado de 171.9 MMpesos para el cumplimiento de las mismas (tabla 2).

Inversiones en Mmpesos	2016	2017	2018	Total
Reprocesamiento de información sísmica 3D	6.1	-	-	6.1
Estudios exploratorios	3.5	4.4	-	7.8
Pozo	-	158.0	-	158.0
<b>Inversión Total</b>	<b>9.6</b>	<b>162.3</b>	<b>-</b>	<b>171.9</b>

Tabla 2. Programa de inversiones asociado al Plan de Exploración.

De acuerdo con la información contenida en el cronograma, descripción y análisis de las actividades, se esquematizó el proceso de exploración propuesto (figura 6) en el que se advierte que la distribución de actividades aportaría los insumos necesarios y agregaría valor al término del Periodo Inicial de Exploración, manteniendo una secuencia lógica dentro del Plan con el objetivo de probar el potencial petrolero de un *play* no convencional. En este sentido, resulta factible la ejecución total de las actividades dentro del primer periodo de exploración (1 de septiembre de 2015 al 31 de agosto de 2018) de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, en términos de tiempos de ejecución y de resultados esperados.

Conforme a la práctica internacional y a la cadena de valor del proceso exploratorio, las actividades propuestas en el Plan se ubican en la etapa de evaluación del potencial petrolero, para lo cual se propone la definición y prueba de prospecto.

Lo anterior sin perjuicio de que el asignatario deberá dar cumplimiento a la normativa vigente, en materia de salud, medio ambiente y seguridad industrial.



Figura 6. Actividades que conforman el Plan de Exploración y su ubicación en la cadena de valor del proceso exploratorio.

Del esquema anterior se concluye que el Plan está conformado por una secuencia de actividades adecuadas para las características geológicas del área y los antecedentes exploratorios conforme a lo que se describe a continuación.

#### i. Reprocesamiento sísmico

Dentro del programa de actividades que se consideran dentro del Plan, se propone la ejecución de un estudio de reprocesamiento sísmico pre-apilado en el dominio del tiempo, con el objetivo de mejorar la calidad de la imagen, además de que permitiría identificar la anisotropía presente en las áreas de interés, a través de la posible identificación de fracturamiento natural, arcillosidad y fragilidad existente de las rocas en el nivel estratigráfico del Jurásico Superior Titoniano.

De lo anterior y considerando los resultados que se obtengan a partir de esta reprocesamiento, se obtendría una reducción de la incertidumbre asociada a la mejora de la calidad de la imagen sísmica y con esto ayudaría en gran medida para la identificación de los reflectores asociados al Jurásico Superior.

El plan considera reprocesar un volumen sísmico 3D, el cual se especifica a continuación:

- AMATITLÁN 3D Este levantamiento fue realizado en 2003 y tiene un cubrimiento sísmico total de aproximadamente 712.81 km<sup>2</sup> (figura 7), y mediante el mismo se consiguió definir las estructuras geológicas para una mayor definición estratigráfica y estructural de las rocas arcillosas de la Formación Chicontepec.

En términos de superficie, y considerando el área de la Asignación, ésta tiene un cubrimiento sísmico de información sísmica 3D de aproximadamente 203 km<sup>2</sup> (figura 7) para lo cual, el Asignatario propone el reprocesamiento de 355 km<sup>2</sup>, en el dominio del tiempo. Esta Comisión opina que es adecuado, considerando la secuencia lógica de procesamiento bajo la cual se propone llevar a cabo dicho procesamiento, lo

cual a su vez, permitirá incrementar la mejora en la calidad de la imagen sísmica dentro de la cobertura incluida en el Área de Asignación.

Para la ejecución de las actividades de procesamiento sísmico, en términos de reconocimiento y exploración superficial, el Asignatario deberá cumplir con la normatividad vigente que esta Comisión emita en dicha materia.

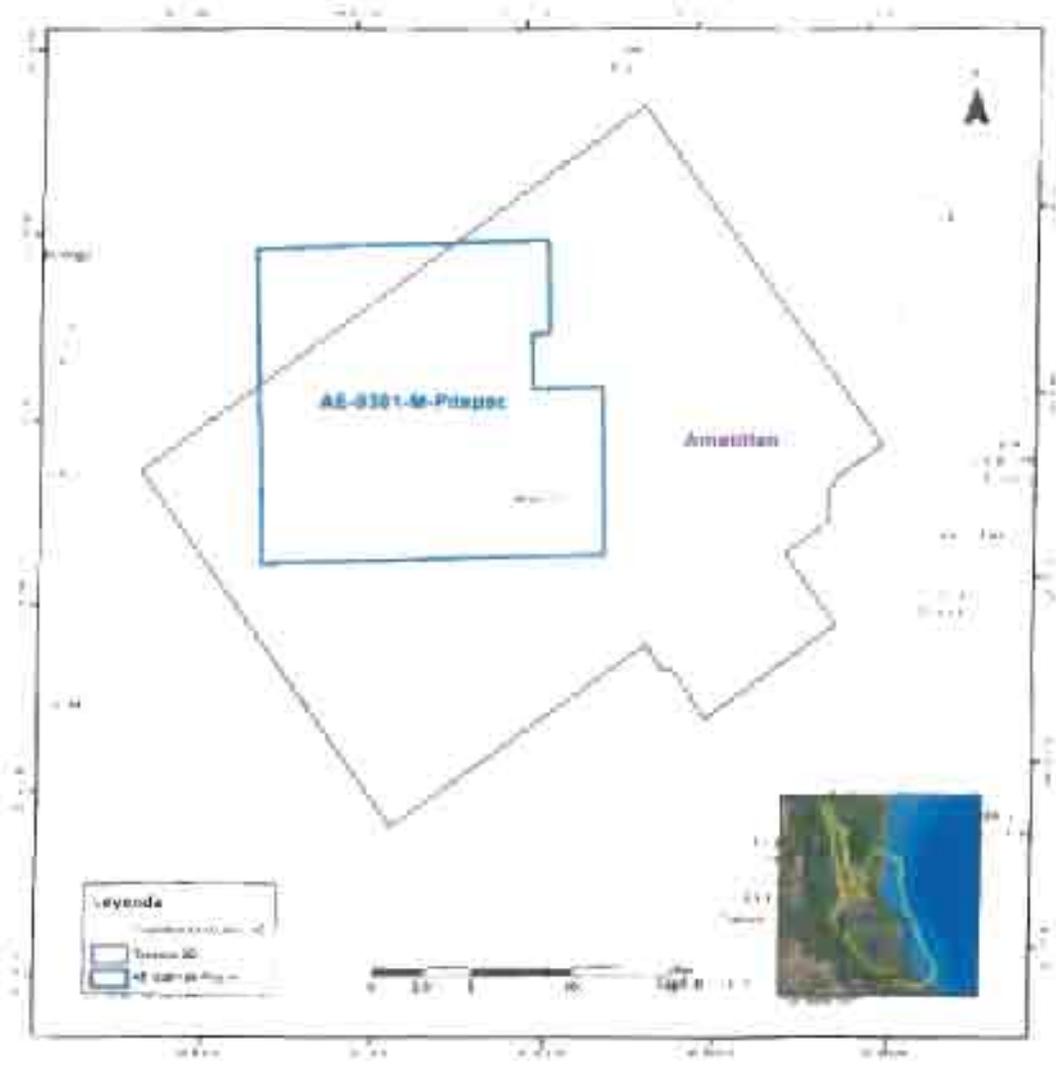


Figura 7. Cubrimiento del levantamiento sísmico Amatitlan 3D

En el supuesto de la ejecución del Plan y tomando en consideración la información sísmica disponible para la etapa de reprocesamiento, la aplicación de algoritmos de última generación tal es el caso de Algoritmo Vertical Transverse Isotropic (VTI) y

Horizontal Transverse Isotropic (HTI), permitirían incrementar una mejora sustancial en la calidad de imagen sísmica y con ello se podrían generar volúmenes más representativos del subsuelo, orientados a la descripción geológica presente dentro del área de la Asignación.

Los algoritmos a utilizar en la etapa de represamiento se enlistan a continuación:

- Vertical Transverse Isotropic (VTI)
- Horizontal Transverse Isotropic (HTI)

Para el caso de la aplicación de VTI y HTI, esto permitiría caracterizar la estratificación horizontal y posibles zonas de fracturamiento, orientando sus resultados a una mejora en la caracterización de yacimientos no convencionales.

Del análisis realizado por esta Comisión sobre las técnicas y herramientas a utilizar para la etapa del reprocesamiento sísmico, resulta evidente que los resultados que se obtengan del mismo, representarán bases sólidas para la ejecución del Plan, adecuadas y acordes con el objetivo planteado considerando las características geológicas presentes en área, asociado a yacimientos no convencionales.

En este sentido, se concluye que el reprocesamiento sísmico permitiría incrementar la resolución, identificar zonas de anisotropía y mejorar la calidad de los datos sísmicos y con esto generar imágenes más representativas del subsuelo asociadas a yacimientos no convencionales y por ende reducir la incertidumbre del prospecto considerado en este Plan.

## ii. Estudios exploratorios

El Plan considera la realización de 4 estudios exploratorios, todos ellos enfocados a yacimientos no convencionales, estos incluyen: estudio sedimentológico de las rocas de la Formación Pimienta; estudio de física de rocas y anisotropía sísmica; análisis geoquímicos de muestras de núcleo y de canal de pozos nuevos; y estudio de visualización, conceptualización, definición, seguimiento y evaluación (VCDSE).

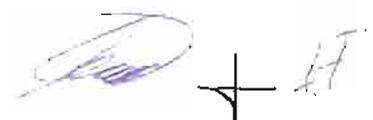
Con el estudio sedimentológico de las rocas de la Formación Pimienta permitiría caracterizar las facies y microfacies sedimentarias en yacimientos del Jurásico Superior.

A partir del estudio de física de rocas y anisotropía sísmica, con base en registros geofísicos calibrados con núcleos, se estimaría la fragilidad de la roca y se obtendrían los parámetros mecánicos.

El análisis geoquímico de muestras de núcleo y de canal de pozos nuevos se determinaría el potencial de la roca generadora, así como las áreas con mejores propiedades como madurez térmica, contenido de carbono orgánico total (COT), reflectancia de vitrinita (%RO), tipo de kerógeno e hidrocarburos asociados empleando técnicas como la espectrometría de Rayos X (XRF/XRD) y Pirólisis Rock-Eval.

El estudio VCDSE permitiría integrar una gran cantidad de información y estudios previos, con lo se podría: identificar los elementos primordiales del proyecto a desarrollar; la conceptualización de una estrategia para llevar a buen fin el proyecto; el desarrollo de las actividades, incluida la perforación del prospecto y adquisición de información asociada a la operación; el seguimiento de las actividades con suficientes elementos de apoyo para la toma de decisiones y finalmente; la integración de toda la información generada y la evaluación de los resultados obtenidos. Por lo anterior corresponde a una metodología basada en las mejores prácticas internacionales, comparable con otras metodologías ampliamente utilizadas en la industria petrolera para el desarrollo conceptual de proyectos (FEL, PPP, FEED, etc.).

De lo anterior, la Comisión advierte que los estudios exploratorios propuestos proveerán mayores elementos para la evaluación del potencial petrolero conforme a las mejores prácticas internacionales puesto que se incluirían todos los elementos que definen los criterios de jerarquización para la prospección en *plays* no convencionales (COT, temperatura máxima, espesor, profundidad y fragilidad).



### iii. Perforación de prospectos de exploración

Con base en la integración de resultados de los estudios previos efectuados en el área (sísmicos, espesores, carbón orgánico total, madurez térmica), se definió la mejor área de interés donde fue propuesta la oportunidad OPS-1, por lo cual se concretó solo una estrategia para el desarrollo asociado a la exploración.

Al momento de la presentación del Plan de Exploración, en el área de la Asignación no existen pozos exploratorios en los que se haya evaluado el potencial petrolero de aceite y gas en lutitas, dentro de la Formación Pimienta.

Antes de la perforación del prospecto OPS-1, comenzarían los estudios geológico-geoquímicos para entender o confirmar la geología del área que, aunado a los resultados del reprocesamiento sísmico 3D, permitiría corroborar el mejor posicionamiento del prospecto.

El Plan de Exploración contempla la perforación de un sólo prospecto, denominado OPS-1, ubicado en la porción nororiental de la Asignación (figura 8). Este prospecto está enfocado a evaluar la formación Pimienta del Jurásico Superior Titoniano. Además, Pemex perforaría este prospecto sin descartar otros posibles *plays* dentro del Jurásico Superior.

En materia de perforación de pozos, el Asignatario deberá cumplir con la normatividad vigente emitida por esta Comisión al momento de realizar dichas actividades.

Handwritten signature and initials in blue ink, including a cross symbol and the letters 'HF'.

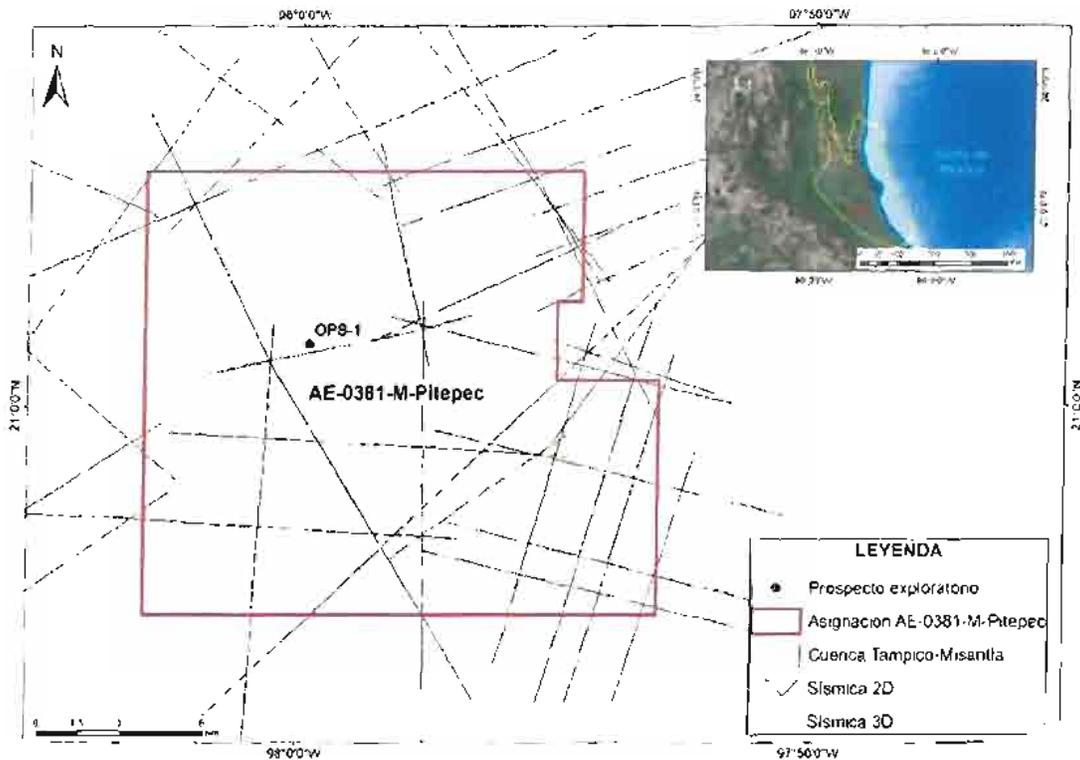


Figura 8. Localización del prospecto OPS-1 en la Asignación.

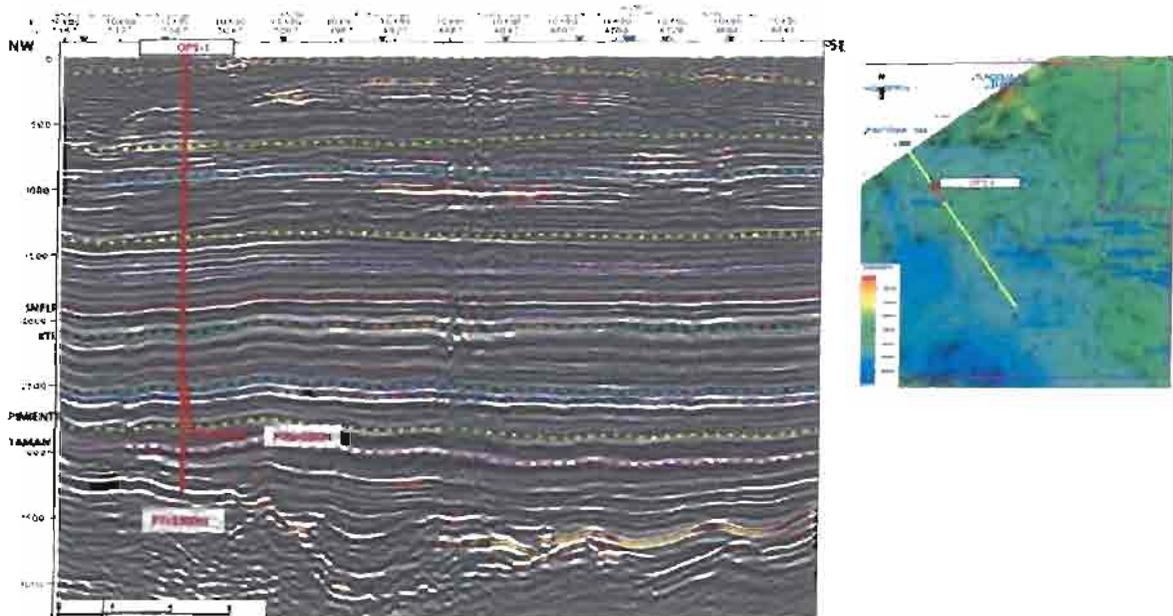
Con la perforación de OPS-1, se reduciría la incertidumbre de un volumen estimado de 11.83 MMbpce, para el caso de éxito exploratorio y asociado a un posible desarrollo con la consideración de 45 pozos, de un total aproximado de 291 MMbpce de recursos prospectivos asociados a la Formación Pimienta en el área de la Asignación.

Para este tipo de exploración en el área de la Asignación, los análisis geológicos, geofísicos y petrofísicos, han determinado la existencia de ciertos riesgos asociados con la perforación de los prospectos exploratorios, los cuales son:

- Zonas con menor espesor neto de roca impregnada de hidrocarburos.
- Zonas con propiedades mineralógicas no favorables para el fracturamiento.
- Áreas con porcentajes mínimos de COT.
- Áreas con alta complejidad estructural.

Handwritten signatures and initials, including a blue ink signature and the letters 'A' and 'H'.

El prospecto OPS-1 sería perforado a una profundidad de 3,300 m.v.b.n.m., con un pozo vertical para toma de información y evaluación de las características del *play* Jurásico Superior, posteriormente se realizaría la perforación de una sección horizontal multifracturada de 800 m, que permitiría evaluar el potencial del *play* Formación Pimienta a partir de un número óptimo de fracturas hidráulicas. La profundidad estimada del objetivo es de 2,820 m.v.b.n.m., dentro de la formación Pimienta (figura 9). La elevación del terreno en la localización es de 145 m.s.n.m. Se espera un tipo de hidrocarburo ligero, con densidad entre 33 y 38° API.



**Figura 9.** Sección sísmica representativa, con la propuesta de trayectoria del Prospecto OPS-1 y configuración estructural en profundidad.

El *play* a explorar con el prospecto OPS-1 es La Formación Pimienta, con sedimentos de edad Jurásico Superior Titoniano, la cual cumple con los lineamientos del sistema petrolero, ya que es considerada como roca generadora y roca almacén dada su condición de génesis de facies de cuenca, constituida por arcillas y calizas arcillosas oscuras, con algunas bandas y nódulos de pedernal negros e intercalaciones de lutitas del mismo color.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

La columna geológica probable, presentada por Pemex para el prospecto OPS-1 se resume en la tabla 3.

Columna geológica probable	m.v.b.n.m.
Eoceno Medio (Fm. Guayabal)	86
Cretácico Superior	1,635
Cretácico Medio	2001
Cretácico Inferior	2069
Jurásico Superior (Fm. Pimienta)	2,820
Jurásico Superior (Fm. Tamán)	3100
Profundidad total	3300

Tabla 3. Columna geológica probable para el prospecto OPS-1.

El programa preliminar de toma de información presentado por Pemex, para el prospecto OPS-1 se muestra en la tabla 4:

Programa de toma de información para el prospecto OPS-1	
Registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales	Registro Sónico de Cementación Registro Resistividad Registro Rayos Gamma Registro Sónico de Porosidad Registro Sónico Dipolar Registro de Imágenes en lodos Registro Neutrón Compensado Registro de Litodensidad Registro de Mineralogía
Núcleos	5 núcleos
Estudios de micro sismicidad	1
Perfiles sísmicos verticales (VSP)	1
Pruebas de formación	1

Tabla 4. Resumen de la propuesta de toma información en el prospecto OPS-1.

En el prospecto OPS-1, acorde a las prácticas internacionales, Pemex propone la toma de registros: *Logging While Drilling* (LWD), que permiten adquirir datos de la perforación en tiempo real; *Measurements While Drilling* (MWD), para realizar la

medición durante la perforación y la orientación de los sistemas de perforación direccional, además de asegurar que la perforación se realice de acuerdo al programa; *Pressure while drilling* (MPD), que es un método de perforación adaptativo, utilizado para controlar con precisión la presión anular en el pozo y permite controlar los riesgos y costos de perforar pozos que poseen límites estrechos de presión de fondo, es decir, ayuda a mantener las condiciones de perforación dentro de los márgenes de seguridad.

Se advierte que la adquisición de los registros geofísicos programados para el prospecto OPS-1 permitiría la interpretación de las condiciones petrofísicas durante la perforación, lo que coadyuvaría a la toma de decisiones y reduciría riesgos operativos. Asimismo, esta adquisición de información permitiría realizar la evaluación petrofísica para determinar los intervalos con las mejores características para probar en la etapa de terminación. Por otra parte, la ejecución del perfil sísmico vertical, representaría un valioso aporte para la calibración de modelos de velocidades y ajustes de niveles estratigráficos.

El estudio de micro sismicidad es una técnica que utiliza frecuencias bajas, menores a 1 Hz, útil para analizar la geometría y rastrear la propagación de las fracturas hidráulicas a medida que avanzan a través de una formación. De acuerdo a las mejores prácticas para yacimientos no convencionales de aceite en lutitas, este estudio aportaría información necesaria para la caracterización del posible yacimiento.

El tiempo estimado para la perforación y terminación del prospecto OPS-1 es de 122 días, distribuidos de la siguiente manera:

- Perforación: 76 días
- Terminación: 46 días

Las pruebas del pozo, de acuerdo al programa presentado por Pemex, serían mediante fracturamiento hidráulico, cuyo número de etapas se determinaría de acuerdo al análisis petrofísico al final de la perforación.

De resultar exitoso el pozo OPS-1, se propondría el desarrollo del área con la perforación de 44 prospectos, con el arreglo geométrico mostrado en la figura 10.

La dirección y orientación de las trayectorias horizontales de este arreglo, se basa en el sistema de esfuerzos de la cuenca Tampico-Misantla, donde la dirección de esfuerzos mínimos se identifica con dirección Noroeste-Sureste.

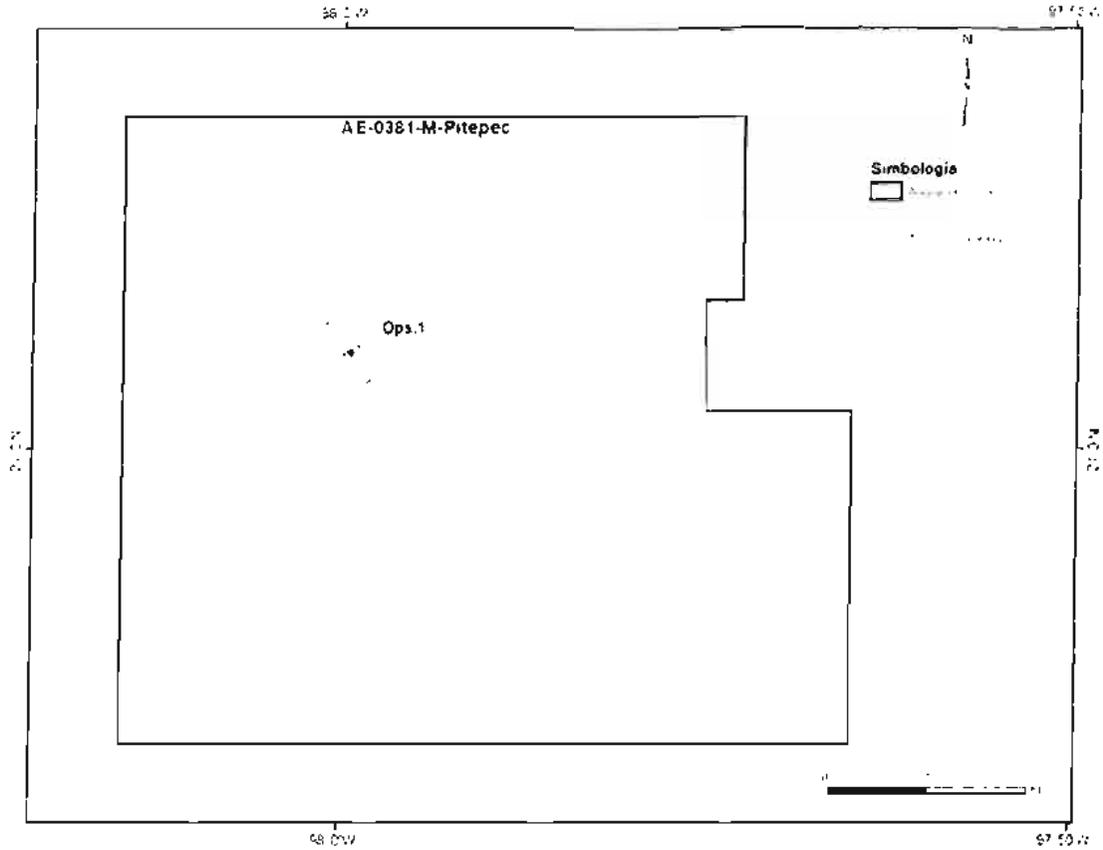


Figura 10. Arreglo geométrico del desarrollo asociado a la exploración del área OPS-1.

### V.3 Recursos Prospectivos y Reservas a incorporar

El volumen de recursos prospectivos estimados en el área es de 291 MMbpce de los cuales, con base en una evaluación determinística, el escenario base de la estimación inicial de incorporación de reservas del prospecto exploratorio es de 0.263 MMbpce. Bajo un esquema conservador, el desarrollo asociado al éxito exploratorio pretende incorporar 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de extracción. No obstante, el Asignatario manifestó que dicho volumen podría incrementar hasta 18.9 MMbpce en función de una mejor relación

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten marks and symbols]*

gas-aceite, así como la optimización de resultados en la perforación y terminación de pozos.

El escenario base de producción de aceite y gas del desarrollo asociado al éxito exploratorio se ilustra en las figuras 11 y 12, en donde se observa que, de iniciar la producción en 2017 con un incremento en el desarrollo de 3 pozos por año, en 2031 se alcanzaría la producción máxima con 550 Mbbl/año de aceite y 1200 MMpc/año de gas. No obstante, resulta necesario evaluar la capacidad de la infraestructura actual para el manejo de estos volúmenes de hidrocarburos.

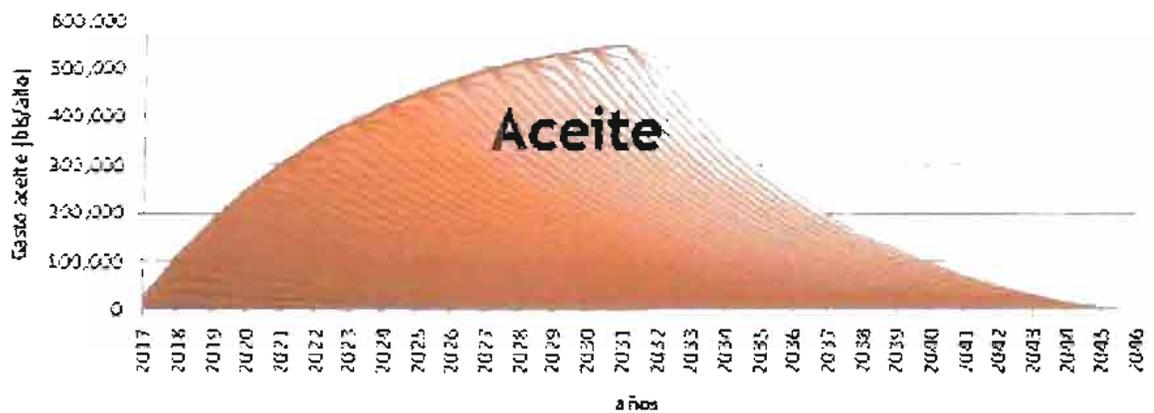


Figura 11. Perfil de producción de aceite

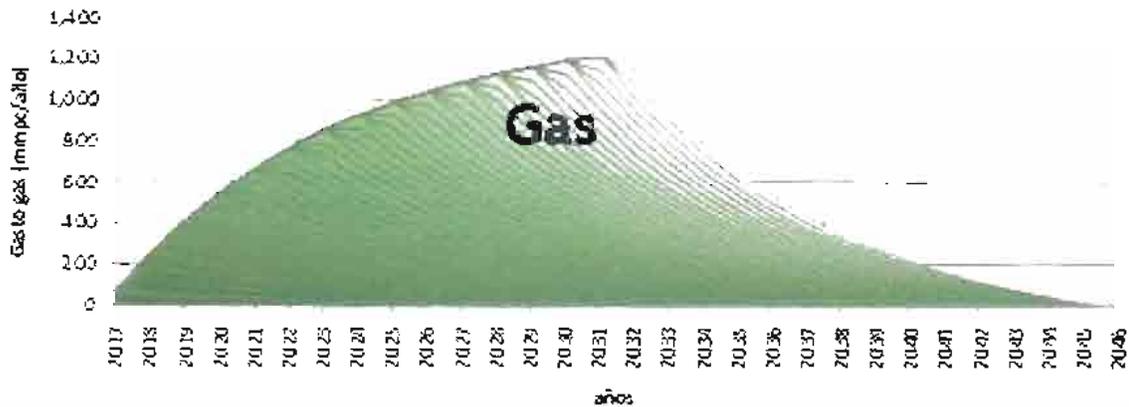
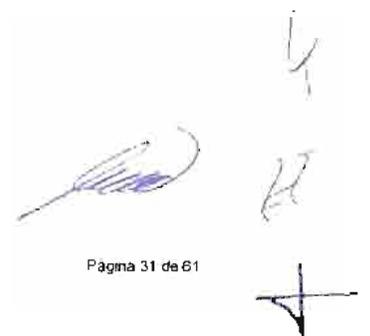


Figura 12. Perfil de producción de gas

Derivado de lo anterior y del análisis de la información proporcionada por el Asignatario, se identifica que a través del Plan de Exploración propuesto se busca reducir la incertidumbre de recursos petroleros en *plays* no convencionales y en la evaluación de los riesgos geológico y operativo en el área de Asignación. Asimismo, la Comisión identifica que Pemex involucra una componente estratégica regional, ya que cuenta con Asignaciones distribuidas en la cuenca Tampico Misantla, para buscar la continuidad del alineamiento con potencial, probado por los pozos Horcones 8127, Corralillo-157 y Furbero-4354. Esto es de gran relevancia, ya que se observa factible que dicho alineamiento presente continuidad, lo que incrementaría el conocimiento de este tipo de *plays* ubicados en la etapa inicial del proceso exploratorio, así como el valor estratégico de la cuenca, con el consiguiente beneficio para el Estado, para contar con elementos adicionales para la toma de decisiones en materia de *plays* no convencionales.



## VI. Análisis económico

La aprobación del Plan de Exploración considerará un análisis económico respecto a los siguientes conceptos:

1. Programa de Inversiones
2. Evaluación económica

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales III.7 *Programa de inversiones* y III.8 *Evaluación económica*, del número 2 *Contenido del Plan de Exploración* de la *Guía para los Planes de Exploración y para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociados a Lutitas* (Anexo III de los Lineamientos de Planes). El análisis económico considerado para la aprobación del Plan de Exploración, deberá evaluar la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional.

En los artículos 9 y 21 de los Lineamientos se establece que el contenido de los planes de exploración de hidrocarburos asociados a lutitas, se detalla en el Anexo III de los Lineamientos. Asimismo, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de las asignaciones, entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos o campos en condiciones económicamente viables, y la selección de las mejores prácticas de la industria.

Conforme al mandato legal establecido, a continuación, se describe la evaluación de cada componente del Análisis económico, así como las fuentes de información utilizadas en cada caso.

### VI.1 Programa de Inversiones

G

H

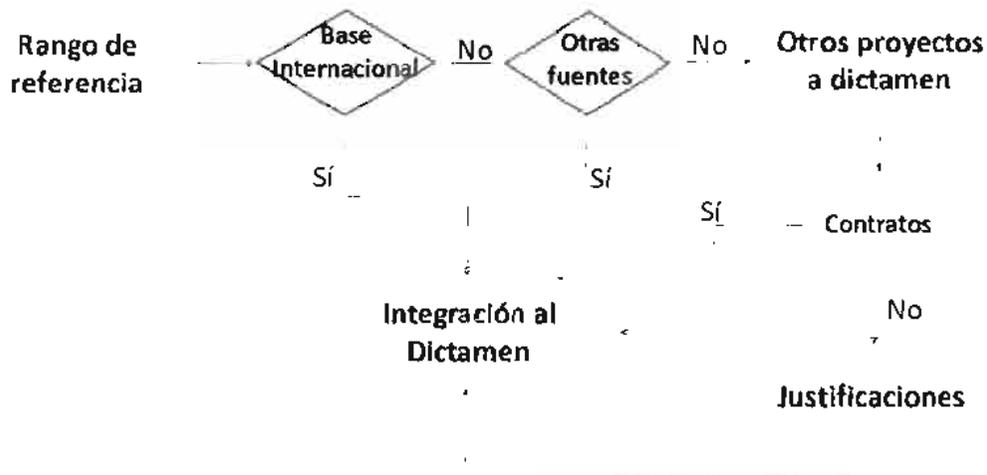
+

El análisis del Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración se organiza como sigue: i. Criterios y fuentes de información; ii. Descripción de las inversiones programadas; iii. Análisis del Programa de Inversiones.

**i. Criterios y fuentes de información**

Con base en el criterio de evaluación de **Mejores Prácticas de la Industria**, las inversiones programadas se evalúan comparando cada Costo respecto a un rango de referencia, a fin de determinar si los Costos considerados se encuentran en línea con precios de mercado.

Con el fin de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso, es necesario seleccionar la mejor referencia de mercado disponible, conforme al siguiente procedimiento:



**Figura 13. Procedimiento para seleccionar comparativo de referencia**

De acuerdo con el flujo presentado en la Figura 13, el comparativo de referencia para cada Costo, se selecciona como sigue:

- i. Primero, se consulta una base de datos internacional, si esta base cuenta con un precio de referencia, se integra en el Dictamen; si no, se consulta la segunda opción de referencia.


- ii. La segunda opción de referencia consiste en consultar especialistas del sector a fin de tener un rango de precios de referencia. Si es posible establecer un comparativo de Costos a partir de esta consulta, se integra al Dictamen; si no, se recurre a la tercera opción de referencia.
- iii. La tercera opción de referencia consiste en comparar lo presentado a CNH en otros proyectos a Dictamen, siempre que existan conceptos similares presupuestados. Si es posible establecer una referencia con base en otros proyectos, se integra al Dictamen
- iv. Por último, si no es posible establecer una referencia de Costos con alguna de las opciones anteriores, se requiere una cotización o justificación formal al Asignatario, a fin de determinar la mejor referencia de precios de mercado.

Una vez que se obtienen las referencias puntuales de precios de mercado, se construye un intervalo de confiabilidad respecto a la referencia puntual estimada, lo cual representa el **rango de referencia** establecido para cada caso.

El intervalo de confiabilidad se establece con base en la recomendación de una compañía internacional especializada en Costos, conforme al siguiente criterio:

- a. El valor mínimo del rango, se establece como un -10% respecto a la referencia puntual;
- b. El valor máximo del rango se establece como un +20% respecto a la referencia puntual;
- c. Este intervalo sigue lo señalado por la fuente primaria utilizada en el análisis. El mismo criterio para la construcción de rangos es aplicable a todas las fuentes de Costos consultadas

## ii. Descripción de las inversiones programadas

El marco legal vigente hasta antes de diciembre de 2013, cuando se publicó el Decreto por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética (el

Decreto); permitía al Asignatario contratar empresas nacionales e internacionales de la industria petrolera bajo modelos contractuales que ofrecieran incentivos a los contratistas que obtuvieran mejores resultados, incorporando tecnología de punta, o logrando mayores eficiencias y menores Costos, entre otros; así los Contratos Integrales de Exploración y Producción se diseñaron para atraer empresas que contaran con capacidades, habilidades y una estructura de Costos acordes con lo anterior. Los proyectos, desarrollados bajo tal esquema se desarrollaron, entre otras zonas, en Chicontepec.

Bajo la premisa descrita, el 10 de junio de 2014, el ahora Asignatario firmó con Perfolatina, el Contrato para Producción de Hidrocarburos en la entonces denominada Área Contractual Pitepec.

Posteriormente, en términos del procedimiento establecido en el Transitorio Sexto del Decreto, el 13 de agosto de 2014, se otorgó al Asignatario la Asignación A-0381-Pitepec para realizar actividades de extracción de hidrocarburos.

El análisis del Programa de Inversiones presentado ahora por el Asignatario, deriva de la Asignación AE-0381-M-Pitepec, modificación de la Asignación A-0381-Pitepec, cuyo Término y Condición Quinto establece que las actividades de exploración se realizarán en términos del Plan de Exploración que deberá presentarse a la Comisión para su aprobación. Tal modificación fue solicitada por Pemex para que en la misma se incluyeran derechos de exploración en toda la columna estratigráfica, a fin de considerar recursos no convencionales; puesto que, derivado de sus actividades de extracción, determinó la existencia de recursos prospectivos de aceite y gas en luitas.

El Programa de Inversiones, desglosado por Sub-actividad para el periodo inicial de exploración de la asignación Pitepec se presenta a continuación.





Figura 14. Distribución de las inversiones programadas según Sub-actividad \$ 9,846,630 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Sub-actividad	2016	2017	2018	Total
General	67,100			67,100
Geofísica	350,000			350,000
Geología		300,024		300,024
Perforación de Pozos		9,006,606		9,006,606
Otras Ingenierías	122,900			122,900
<b>Total</b>	<b>540,000</b>	<b>9,306,630</b>	<b>0</b>	<b>9,846,630</b>

No considera 36 1 mil dólares de infraestructura y servicios de capacitación de Contenido Nacional

Tabla 5. Sub-actividad petrolera del Programa de Inversiones (Montos en dólares de Estados Unidos)

### iii. Análisis del Programa de Inversiones

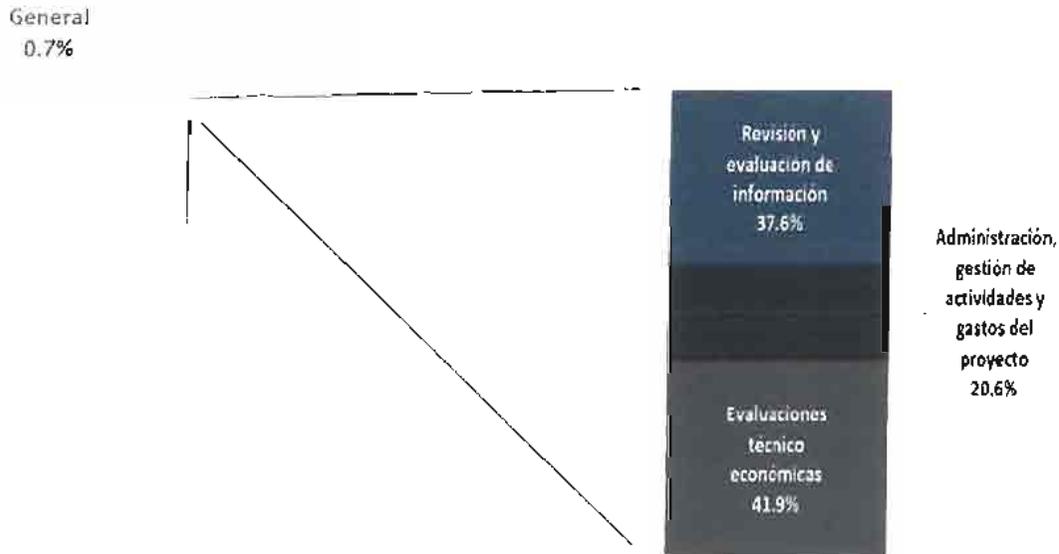
El análisis que se presenta a continuación consiste en describir lo contenido en cada categoría de gasto "Sub-actividad"; a fin de comparar sus componentes con las referencias nacionales e internacionales disponibles en cada caso. Este análisis se organiza como sigue:

#### i. Sub-actividad *General*

- ii. Sub-actividad *Geofísica*
- iii. Sub-actividad *Geología*
- iv. Sub-actividad *Perforación de Pozos*
- v. Sub-actividad *Ingeniería de Yacimientos*
- vi. Sub-actividad *Otras Ingenierías*
- vii. Sub-actividad *Seguridad Salud y Medio Ambiente*

**i. Sub-actividad *General***

Los gastos contemplados en esta categoría ascienden a 67,100 USD, que significa el 0.7% del total del Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración (Figura 15).



**Figura 15. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *General***

Dentro de la Sub-Actividad *General*, el Asignatario considera gastos en las Tareas *Revisión y evaluación de información* (25,200 USD), *Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto* (13,800 USD) y *Evaluaciones técnico económicas* (respecto a esta última precisa que el gasto lo considera en su totalidad para la evaluación económica del proyecto por 28,100 USD).

Handwritten marks and signatures in the bottom right corner, including a large '4', a signature, and a cross-like mark.

El rango de referencia para la Sub-Actividad *General* se construyó a partir de la información de otros proyectos de Evaluación en aguas someras presentados a dictamen de CNH para *Evaluaciones técnico económicas*. Para los demás rubros, se utilizó la referencia del propio Asignatario.



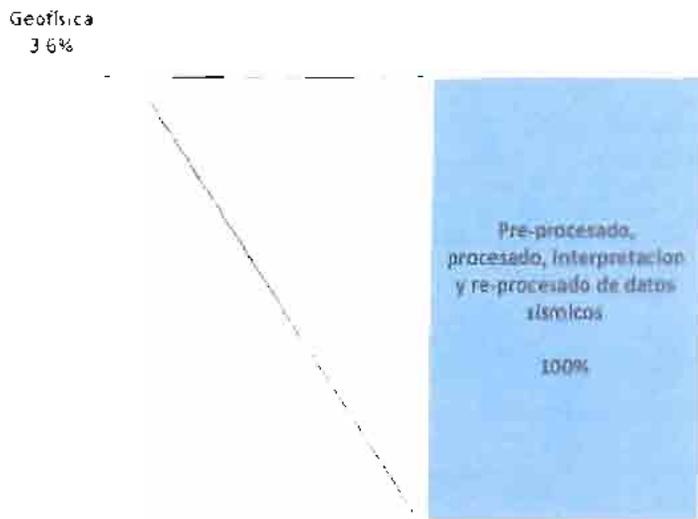
Figura 16. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad *General*  
(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

La estimación del Asignatario para la Sub-Actividad *General* en el Programa de Inversiones se encuentra por debajo del valor mínimo del rango de referencia de precios de mercado establecido.

ii. **Sub-actividad *Geofísica***

Dentro de la Sub-Actividad *Petrolera Geofísica*, el Asignatario sólo considera gastos relativos al reprocesamiento de 355 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, cuyo Costo se reporta dentro de la Tarea *Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos*.

*[Handwritten signature and initials]*



**Figura 17. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Geofísica**

El Costo total por re-procesamiento sísmico es de 350,000 USD, por lo que el Costo unitario del estudio por km<sup>2</sup> (355 km<sup>2</sup>) asciende aproximadamente a 986 USD/km<sup>2</sup>.

El rango de referencia para la Sub-Actividad *Geofísica* se construyó con base en el precio de estudios sísmicos en la modalidad *multi-cliente* (como valor mínimo) y de la modalidad de *uso exclusivo* (como valor máximo), considerando que el Asignatario reprocesará 355 km<sup>2</sup>.

La Figura 18 muestra que la estimación propuesta por el Asignatario, se encuentra por debajo del valor mínimo del rango de referencia.



*[Handwritten signatures and initials]*

Figura 18. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad Geofísica (Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

iii. Sub-actividad Geología

El Asignatario manifiesta que durante el Periodo de Expioracion gastará un total de 300,024 dólares en Tareas relativas a Geología. 79,350 dólares en análisis geoquímico de núcleos y muestras de canal, 62,524 dólares en análisis de hidrocarburos, 79,075 respecto a estudios geológicos de detalle, entre los que precisa realizará un estudio sedimentológico y finalmente señala estudios petrofísicos también por 79,075 dólares respecto a los cuales precisa se trata de física de rocas. Tales gastos representan el 3% del total del Programa de Inversiones.

Geología  
3%



Figura 19. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Geología

El rango de referencia para esta actividad se construyó a partir de la información de otros proyectos tanto de Evaluación como de Expioración en aguas someras presentados a dictamen de CNH. En particular, se consideró el promedio de estos



gastos en otros proyectos. El Costo del Asignatario es menor al mínimo establecido dentro del rango de referencia, como se aprecia en la Figura 20.

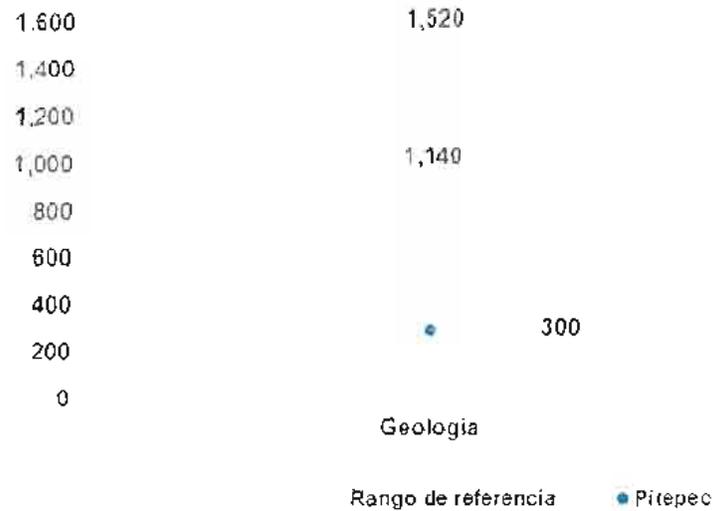


Figura 20. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad *Geología*  
(Montos en miles de dolares de Estados Unidos)

#### iv. Sub-actividad *Perforación de pozos*

El Asignatario indica que perforará un pozo exploratorio en 2017, y que al respecto tendría gastos en las Tareas de *Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización* respecto a la que precisa se trata de infraestructura para el pozo por 66,618 USD, *Servicios de soporte* por 1,566,525 USD, 2,728,407 USD por perforar el pozo con objetivo, *Pruebas de formación* por 104,113 dólares, *Suministros y materiales* por 2,425,072 dólares y Costos por terminación de pozos por 2,115,871 USD.

El monto total de esta Sub-actividad es de 9,006,606 USD, y éste representa el 91.5% del monto de inversión de todo el periodo de exploración.



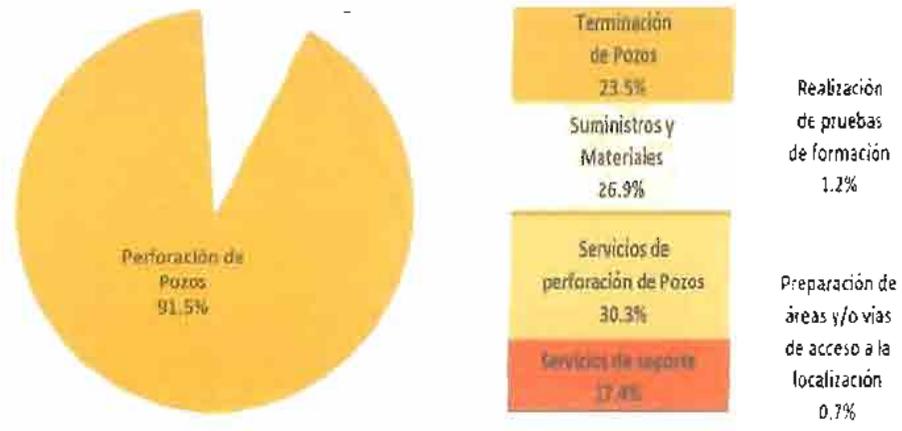


Figura 21. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Perforación de pozos*

Dentro de esta Sub-actividad, la Tarea de *Servicios de perforación de Pozos*, equivale a 30.3% de la inversión.

El rango de referencia para esta Sub-actividad, se construye a partir de la modelación de un proyecto con características similares al propuesto por el Asignatario. Respecto a éste, se observa que la propuesta se encuentra dentro del rango de referencia.



Figura 22. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad *Perforación de pozos* (Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

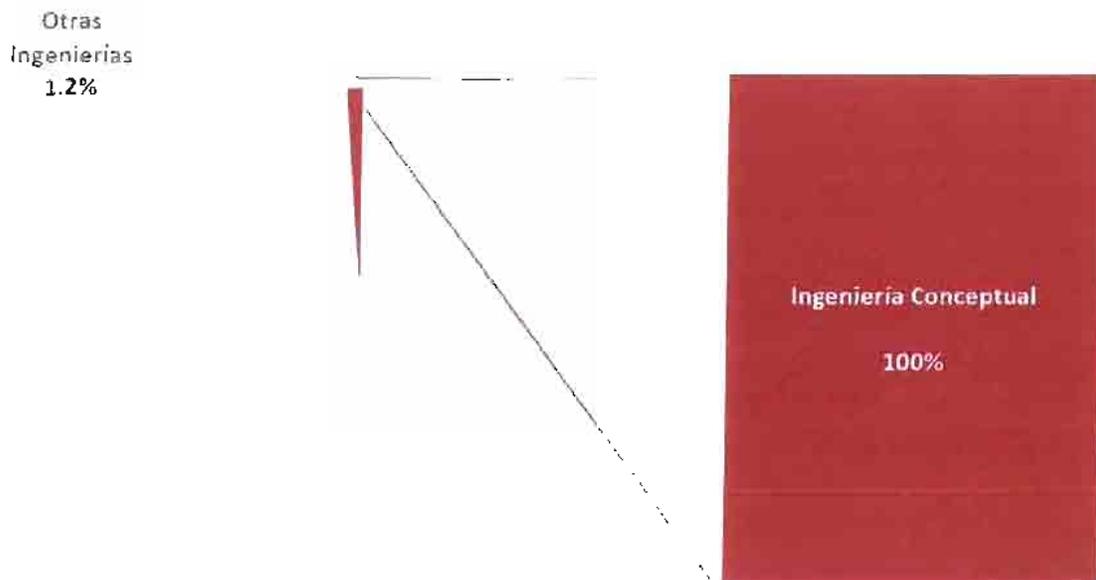
v. Sub-actividad *Ingeniería de Yacimientos*

*[Handwritten signatures and marks]*

El Asignatario no presentó gastos respecto a esta Sub-actividad dentro del Programa de Inversiones.

**vi. Sub-actividad Otras Ingenierías**

En relación a esta Sub-actividad, el Asignatario señala un gasto por 122,900 dólares, para realizar el estudio VCD de localización, como parte de la Tarea Ingeniería conceptual. Tal Costo representa el 1.2% del total de la inversión en el periodo de exploración.



**Figura 23. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Otras Ingenierías***

El rango de referencia de la Sub-actividad, se construyó a partir de la información del propio Asignatario, por lo que se encuentra dentro del rango de referencia.

*[Handwritten signatures and initials]*



Figura 24. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad *Otras Ingenierías* (Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

**vii. Sub-actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente**

El Asignatario no presentó gasto respecto a esta Sub-actividad dentro del Programa de Inversiones correspondiente al periodo de exploración.

**viii. Total del Programa de Inversiones**

A partir de los rangos de referencia estimados para cada sub-actividad, se construyó el rango comparativo para el total del Programa de Inversiones (Figura 25).

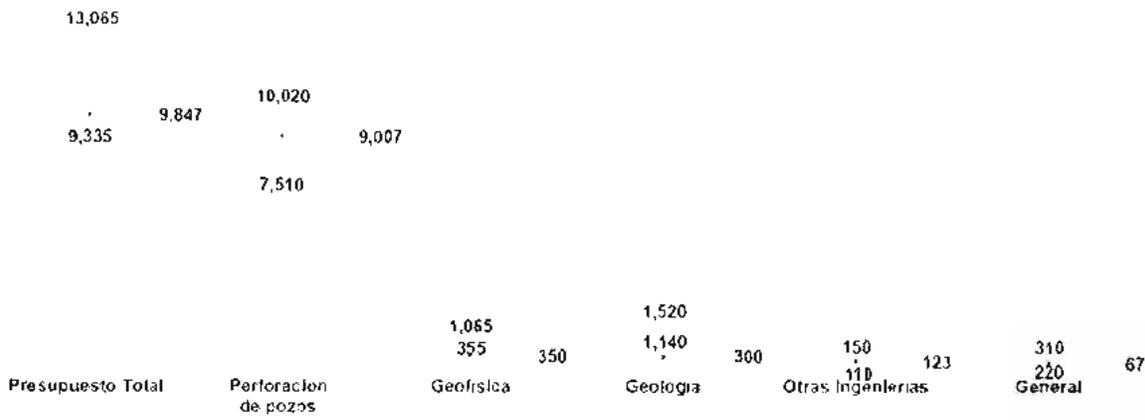


Figura 25. Rango de referencia de Costos para Programa de Inversiones

*[Handwritten signatures and marks]*

(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

Como se observa en el gráfico, el Programa de Inversiones se encuentra dentro del rango de referencia.

## VI. 2 Indicadores de evaluación económica

Para la evaluación económica del proyecto presentado por el Asignatario, se recibieron en esta Comisión dos escenarios de desarrollo posibles, los cuales se presentan a continuación.

Las premisas consideradas durante la vigencia del proyecto son las siguientes:

Premisa	Escenario 1	Escenario 2
Periodo considerado	2016-2045	2016-2032
Precio promedio del aceite ligero (USD por barril)	59.88	59.40
Precio promedio del gas (USD por mmpc)	3.30	4.51
Precio promedio del condensado (USD por barril)	No aplica	46.44
Tasa de descuento	10 %	10 %
Tipo de cambio pesos/dólar	17.40	17.40
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5 mpc = 1 bpce	5 mpc = 1 bpce
Volumen de producción aceite (mmb)	8.235	16.822
Volumen de producción de gas (mmpc)	18,000	7,560
Volumen de producción condensado (mmb)	No aplica	0.567

**Tabla 6. Premisas del Asignatario**

Al considerar tal información y realizar las evaluaciones económicas del proyecto, se obtuvieron los siguientes valores:

Indicador	Escenario 1		Escenario 2	
	Antes de impuestos	Después de impuestos	Antes de impuestos	Después de impuestos

4  
H  
+

Valor Presente Neto (VPN) mUSD	24,178	-37,693	314,316	42,771
Valor Presente de la Inversión (VPI) mUSD	143,321	143,321	270,332	270,332
VPN/VPI	0.17	-0.26	1.16	0.16
Tasa Interna de Retorno (TIR)	16 %	-2 %	78 %	19 %

**Tabla 7. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas del Asignatario**  
 (Montos en dólares de Estados Unidos)

A partir del análisis correspondiente a la evaluación económica, se observa que de las estimaciones propuestas derivan proyectos rentables y económicamente viables antes de impuestos en ambos escenarios.

Si se considera lo establecido en los Títulos Tercero y Cuarto de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en cuanto al régimen fiscal aplicable, el escenario 1 deriva en un proyecto no económicamente viable, a diferencia del escenario 2 que exhibe viabilidad económica.

Los valores presentados en la Tabla 7, derivados de la evaluación después de derechos e impuestos para ambos escenarios, no pueden considerarse concluyentes respecto a la rentabilidad del proyecto, debido a que existe una gama amplia de escenarios posibles con diversos niveles de rentabilidad que en mucho dependen del régimen fiscal vigente. A continuación, se presentan algunos argumentos para sustentar esta observación:

1. **Incertidumbre en las premisas económicas.** La etapa en que se encuentra el proyecto es temprana, por lo que el grado de incertidumbre sobre las premisas presentadas por el Asignatario es alto, en particular respecto a las siguientes variables:
  - a. Los escenarios de producción son sólo un par de entre muchos posibles. Por esto, no existen elementos en el Plan de Exploración para concluir con certidumbre cuál será el volumen en-sitio



descubierto, el factor de recuperación y, en última instancia, las reservas a producirse, aunque se presentan ciertas estimaciones. De hecho, esos valores serán descubiertos con los resultados que arrojen las actividades exploratorias, cuando la incertidumbre asociada a estas variables sea reducida o eliminada de los análisis.

- b. Esta misma incertidumbre es aplicable a los escenarios de costos planteados por el Asignatario. El proyecto se encuentra sin la madurez suficiente para establecer una estrategia completa de desarrollo, por lo que existe mucha incertidumbre respecto al número de pozos requerido y la productividad por pozo, variables de alto impacto para la explotación rentable de los yacimientos.
  - c. Finalmente, existe una alta volatilidad sobre el precio de los hidrocarburos que puede afectar positiva o negativamente la rentabilidad de los proyectos. En este sentido, el escenario de valor y rentabilidad puede cambiar en poco tiempo, y mientras más temprano sea, es más difícil predecir si un escenario de precios es o no factible.
2. **Valor de la información exploratoria.** El conocimiento del subsuelo que se generaría a partir de la ejecución del Plan de Exploración no está internalizado en el modelo de evaluación económica. Incluso si los resultados tras la perforación del pozo exploratorio llevaran al Asignatario a desistirse de entrar en la etapa de desarrollo, la información adquirida en esta área sería de mucho valor para posteriores proyectos, especialmente tratándose de prospectos no convencionales. Las externalidades positivas de llevar adelante las actividades presentadas en el plan no son cuantificables con los datos disponibles porque inciden directamente en la estrategia de exploración de la cuenca Tampico-Misantla.

En este contexto, a pesar de que el proyecto presentado muestra una exposición fuerte a factores de riesgo y la rentabilidad posterior a la aplicación del régimen fiscal vigente puede ser incierta, la decisión de explorar y, en su caso, pasar a la fase de desarrollo, no depende

exclusivamente de los escenarios en evaluación, sino que responde al comportamiento de inversión del Asignatario. Entonces, una vez consideradas la incertidumbre y externalidades argumentadas antes y tomando en cuenta que la viabilidad de un proyecto depende no solo de sí mismo, sino de todo un portafolio de inversión, no se puede concluir directamente que el Plan de Exploración corresponde a un proyecto sin viabilidad económica o que reduce el valor potencial de la empresa bajo el análisis de un escenario (escenario<sup>1</sup>) que, además y de acuerdo a estimaciones técnicas, puede ser considerado como "conservador".

En suma, tomando en cuenta que:

- Los costos expuestos para las actividades del Periodo Exploratorio están en rango con las mejores prácticas de la industria y costos de referencia de mercado;
- La alta incertidumbre inherente a la etapa de Exploración;
- El escenario presentado con la mejor información disponible es rentable antes y después de impuestos;
- Las externalidades positivas potenciales en la estrategia de Exploración y extracción de proyectos no convencionales de la cuenca Tampico-Misantla; y
- Las decisiones empresariales (de una empresa que se asume como maximizadora de beneficios) deben ser tomadas considerando un portafolio de inversión con niveles de riesgo diversos.

La opinión de esta Dirección General es favorable respecto a la aprobación del Plan de Exploración, el cual se limita exclusivamente a las actividades relacionadas con el Periodo Exploratorio, las cuáles se encuentran en línea con costos de mercado. Adicionalmente, se hace constar la necesidad de que, en el futuro, las evaluaciones económicas de proyectos en etapas tempranas por el Asignatario sean realizadas y presentadas a la Comisión con un perfil estocástico que muestre rangos de rentabilidad potencial en dichos proyectos.

4  
H  
+

## VII. Mecanismos de revisión de eficiencia operativa de la exploración

Conforme al análisis de las actividades que integran el Plan, la Comisión determina los siguientes indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa.

### i. Estudios exploratorios

El desempeño de los estudios exploratorios será evaluado en términos de estudios concluidos y entregados a esta Comisión.

Entregable al término de la actividad	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio sedimentológico	1		
Análisis geoquímicos de muestras de núcleo y de canal de pozos nuevos	1		
Estudios de física de rocas y anisotropía sísmica	1		
VCDSE	1		

**Tabla 5.** Indicador de desempeño de los estudios exploratorios en función de los estudios entregados.

### ii. Reprocesamiento sísmico

El desempeño en el reprocesamiento sísmico será evaluado en términos de estudios concluidos y entregados a esta Comisión, así como en área asociada al volumen sísmico a reprocesar.

Entregable al término de la actividad	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio del reprocesamiento sísmico PSTM	1		

**Tabla 6.** Indicador de desempeño del reprocesamiento sísmico en función de los estudios entregados.



Entregable al término de la actividad	Área asociada al volumen sísmico a reprocesar (km <sup>2</sup> )	Área asociada al volumen sísmico reprocesada (km <sup>2</sup> )	Indicador: Área asociada al volumen sísmico reprocesada/Área asociada al volumen sísmico a reprocesar (km <sup>2</sup> /km <sup>2</sup> )
Volumen sísmico reprocesado (PSTM)	355		

Tabla 7. Indicador de desempeño del reprocesamiento sísmico como área asociada al volumen sísmico reprocesada.

### iii. Perforación de prospectos

El desempeño en esta actividad estará en función de los prospectos perforados, objetivos programados alcanzados y éxitos obtenidos.

Entregable al término de la actividad	Prospectos a perforar	Prospectos perforados	Indicador: Prospectos perforados / Prospectos a perforar
Número de prospectos perforados	1		

Tabla 8. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función del avance.

Entregable al término de la actividad	Objetivos a alcanzar	Objetivos alcanzados	Indicador: Objetivos alcanzados / Objetivos a alcanzar
Objetivos geológicos alcanzados para cada prospecto	1		

Tabla 9. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los objetivos alcanzados.

Entregable al término de la actividad	Cantidad de resultados exitosos a alcanzar	Cantidad de resultados exitosos alcanzados	Indicador: resultados exitosos alcanzados / resultados exitosos a alcanzar
Número de resultados exitosos en los pozos	1		

Tabla 10. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los éxitos alcanzados.

### iv. Reservas a incorporar

Este indicador será evaluado en función del pronóstico de reservas a incorporar, en a través del pozo exploratorio propuesto.

Edad	Reservas a Incorporar (MMbls)	Reserva Incorporada (MMbpce)	Indicador Reserva Incorporada/ Reservas a Incorporar
Jurásico Superior.	0.263		

Tabla 11. Indicador de desempeño para el pronóstico de reservas a incorporar.

v. Presupuesto

El desempeño para evaluar el ejercicio presupuestal será en términos de los recursos erogados contra los programados.

Actividad	Presupuesto programado (MMpesos)	Presupuesto ejercido (MMpesos)	Indicador Presupuesto programado/ Presupuesto ejercido
Procesamiento y/o reprocesamiento de información sísmica 3D km <sup>2</sup>	6.1		
Estudios exploratorios	7.8		
Perforación de prospecto	158.0		
<b>Programa de inversión total</b>	<b>171.9</b>		

Tabla 12. Indicador de desempeño para el ejercicio presupuestal.

vi. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional

Para el seguimiento del cumplimiento del Programa de Cumplimiento Nacional se registrará el gasto y porcentaje alcanzado por año.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2016 (Programa)		2016 (Real)	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	5.07	26		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	4.33	26		
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.	0.17	100		
iv.	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la				

Handwritten marks and signatures at the bottom right of the page.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2016 (Programa)		2016 (Real)	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
		Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista.				
		1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	-	-		
		2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	-	-		
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	-	-		
		4. Formación especializada	-	-		
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	-	-		
v	Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto	-	-		

Tabla 13. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2016.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2017 (Programa)		2017 (Real)	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
i	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	153.9	27		
ii	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista	8.0	27		
iii	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.	0.22	100		
iv	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista				
		1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	-	-		
		2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	-	-		

*[Handwritten signature and mark]*

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2017 (Programa)		2017 (Real)	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	-	-		
		4. Formación especializada	-	-		
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	-	-		
v	Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto	0.24	100		

Tabla 14. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2017.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2018 (Programa)		2018 (Real)	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	-	-		
ii	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	-	-		
iii	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.	-	-		
iv	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:				
		1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	-	-		
		2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	-	-		
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	-	-		
		4. Formación especializada	-	-		
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	-	-		
v	Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.	-	-		

Tabla 15. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2018.

*Handwritten signature and mark*

## VIII. Programa de Administración de Riesgos

La Comisión emite este dictamen y la aprobación correspondiente al Plan de Exploración, sin perjuicio de la obligación del PEP 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.

De conformidad con lo señalado en el artículo 129 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos emitir la regulación y la normatividad aplicable en materia de seguridad industrial y operativa, así como de protección al medio ambiente en la industria de hidrocarburos, a fin de promover, aprovechar y desarrollar de manera sustentable las actividades de la industria de hidrocarburos y aportar los elementos técnicos para el diseño y la definición de la política pública en materia energética, de protección al medio ambiente y recursos naturales.

Al respecto, la Agencia informó a la Comisión mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1037/2016 del 22 de septiembre de 2016, que Pemex se encuentra en proceso de presentar su formal propuesta de la integración de sus instalaciones en Unidades de Implantación, así como en Programa de Implementación del Sistema de Administración para cada Unidad de Implantación, en términos del Artículo Transitorio Sexto y Séptimo, de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos. Asimismo, la Agencia comunica a la Comisión que el cumplimiento de esta obligación es necesariamente previo a la autorización del Sistema de Administración de Pemex.

Concluye la Agencia, en su comunicado que la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la Unidad de Gestión Industrial, que no tiene inconveniente en que la Comisión continúe con su trámite

del procedimiento de aprobación en lo relativo a las asignaciones de Pemex, siempre y cuando, éste obtenga de la Agencia la Autorización del Sistema de Administración a implementar en cada Proyecto, en los términos y tiempos establecidos en los Lineamientos citados en el párrafo anterior.

Handwritten signature and initials in blue ink, including a large '4' at the top right, a signature in the middle, and a cross-like mark at the bottom right.

### IX. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional

La Comisión emite este dictamen y la aprobación correspondiente al Plan de Exploración, sin perjuicio de la obligación del Asignatario 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.

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional presentado conforme a los artículos 13 y 14 de Lineamientos fue evaluado por la Secretaría de Economía y aprobado en los siguientes términos:

Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3	
		Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios	5 1	26	153 9	27		
Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	4 3	26	8 0	27		
Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.	0 17	100	0.22	100		
Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:						
	1 Construcción y operación de centros						

Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3	
		Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
	de investigación y desarrollo						
	2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología						
	3. Valor y regalías de patentes desarrolladas						
	4. Formación especializada						
	5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías						
Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.			0.24	100		
Total		9.6	27.3	162.39	27.2	-	-

**Tabla 16.** Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional presentado considera la participación local en el proyecto, de conformidad con el artículo 126 de la Ley y la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos emitida por la Secretaría de Economía.

Como parte integrante del Dictamen del Plan de Exploración de la Asignación AE-0381-M-Pitepec, se considera el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional presentado por el Asignatario, con opinión favorable por parte de la Secretaría de Economía, mediante oficio UCN.430.2016.154.

## X. Resultado del dictamen

La Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante el presente Dictamen Técnico, resuelve en sentido favorable y aprueba el Plan de Exploración para la Asignación AE-0381-M-Pitepec, en virtud de los siguientes elementos de valor:

- **Actividades programadas conforme al área a explorar.** De las actividades exploratorias incluidas en el Plan y en el sentido técnico que engloban la ejecución de las mismas, resultan acordes al área de Asignación en términos del nivel de conocimiento del subsuelo y, por ende, de la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra, ya que se trata de yacimientos de aceite y gas asociados a lutitas. Lo anterior, conforme al análisis presentado en el numeral V.2.
- **Consideraciones para la evaluación del potencial petrolero y la incorporación de reservas.** El Asignatario presenta un Plan sustentado, consistente con las condiciones geológicas del área, donde el objetivo inicial es generar imágenes de buena calidad para reducir la incertidumbre de la identificación de zonas e intervalos prospectivos, orientados a yacimientos no convencionales. En este sentido, define su estrategia exploratoria con base en los resultados del reprocesamiento de información sísmica aplicando algoritmos de última generación, los cuales permitirían incrementar la calidad de la imagen sísmica a partir de datos existentes. El Plan considera la perforación de un prospecto horizontal (OPS-1) el cual permitiría incrementar el conocimiento geológico del área, además del entendimiento de *plays* no convencionales, evaluar a detalle las formaciones que contienen hidrocarburos, calibrar la sísmica y definir formaciones con mejores características petrofísicas capaces de contener hidrocarburos. De lo anterior, se identificó que el Asignatario podría evaluar el potencial petrolero del área de Asignación y probar el concepto por medio del prospecto.

- **Exploración eficiente.** Se opina que la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución del Plan son acordes con los objetivos planteados por el Asignatario, ya que la ejecución del mismo, a través de la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías apropiadas a la etapa de evaluación del potencial petrolero en que actualmente se encuentra el área de Asignación, permitiría probar el concepto de *play* no convencional y por ende generar un beneficio para el Estado, aportando información valiosa para el entendimiento de este tipo de *plays* y generar valor estratégico en el área a nivel de cuenca. Lo anterior permitiría acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, en cumplimiento a lo establecido en el Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Esta Comisión identifica que la estrategia exploratoria definida dentro del Plan, contiene el sustento técnico y bases sólidas para alcanzar los objetivos en la etapa de exploración del área de Asignación, misma que, de resultar exitosa, contribuiría a la reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación, a partir de los recursos prospectivos. Adicionalmente, coadyuvaría a sustentar un posible Plan de Desarrollo a través de los objetivos y alcances definidos en el Plan.

- **Observancia de las mejores prácticas.** En relación a la información proporcionada por el Asignatario, acorde a las mejores prácticas internacionales, el programa de actividades, considera la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías adecuadas para obtener un mayor conocimiento de los formaciones capaces de contener hidrocarburos, a través de actividades enfocadas al reprocesamiento sísmico, análisis AVO, estudios de interpretación sísmica y la información adquirida durante y posterior a la perforación de los prospectos, para la generación y/o actualización de los modelos geológicos, y con esto definir y proponer prospectos exploratorios adicionales.

En este apartado, cabe hacer mención de que la perforación del prospecto exploratorio OPS-1, incluye primeramente la perforación de un pozo piloto vertical, con el fin de evaluar la formación de interés con el suficiente detalle para determinar el intervalo con las mejores condiciones para navegar horizontalmente a través del mismo y, evaluar de forma óptima el potencial productor del *play* no convencional. Esto, de acuerdo a las mejores prácticas en materia de exploración de *plays* no convencionales asociados a lutitas.

De lo anterior se identifica que, se aplicarían las mejores prácticas, de conformidad con el análisis presentado en el numeral V.2, por lo que, las actividades exploratorias se traducirían en la generación de un importante beneficio para el Estado.

- **Incorporación de reservas.** El Plan presentado por el Asignatario define la posible incorporación de reservas a través de la perforación del prospecto OPS-1, para el cual se presenta un pronóstico de incorporación de reservas de 0.263 MMbpce. Para el caso de éxito exploratorio, se propone un desarrollo conceptual con oportunidad de incorporar 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de extracción. Además, bajo un escenario alternativo con mejores condiciones petrofísicas y de ingeniería, se presenta un cálculo con el que se podrían incorporar 18.9 MMbpce. De acuerdo a estos pronósticos, el resultado exitoso representaría la reposición de las reservas de hidrocarburos y promovería el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, en cumplimiento a lo establecido en el Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- **Tecnología a utilizar.** Derivado del análisis realizado por esta Comisión al documento técnico presentado por el Asignatario, resulta necesario aclarar que la aplicación de la secuencia de procesamiento sísmico definida en el Plan, permitiría incrementar el conocimiento del área mediante una mejora en la calidad de la imagen sísmica, a través de algoritmos de última generación. Para el caso de

perforación de prospectos, se ha identificado la optimización de recursos en el diseño de los pozos y en el programa de adquisición de datos, creando distintos escenarios para la evaluación de las formaciones objetivo.

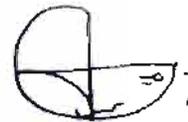
- **Indicadores de supervisión del cumplimiento de las metas programadas.** Conforme al Plan presentado por el Asignatario se identificaron los indicadores adecuados para el evaluar el desempeño de la ejecución y supervisar el cumplimiento de las actividades programadas tal como se establece en el numeral VII, Mecanismos de revisión de eficiencia operativa de la exploración, en aras de lograr el objetivo de evaluar el potencial petrolero e incorporar reservas en un *play* no convencional.

**Elaboraron**



**Ing. Héctor Martínez Lima**

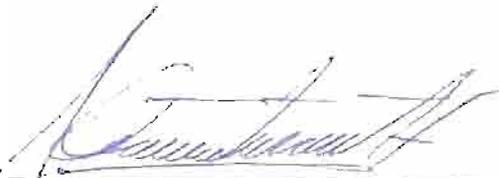
Director de Área



**Mtro. Jesús Salvador Carrillo  
Castillo**

Director General Adjunto de  
Evaluación de Contratos y  
Asignaciones

**Validaron**



**Dr. Felipe Ortuño Arzate**

Director General de Dictámenes de  
Exploración



**Mtra. María Adamelia Burgueño  
Mercado**

Directora General de Estadística y  
Evaluación Económica

CNH

COMISIÓN NACIONAL  
DE HIDROCARBUROS



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## **Anexo 1**

**Verificación de suficiencia y consistencia de  
información**

**Asignación AE-0381-M-Pitepec**

Three handwritten marks are visible in the bottom right corner. From top to bottom: a signature in blue ink, the initials 'ET' in black ink, and a cross symbol in black ink.

## Análisis de suficiencia de información

### Plan de Exploración Modificado – Asignación AE-0381-M-Pitepec

PLAN DE EXPLORACION PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0381-M-Pitepec			Asignatario: Pemex PEP EPS	
I. Resumen Ejecutivo				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
I.1	Introducción	descripción del área otorgada mediante el Contrato o Asignación y del Plan de Exploración correspondiente	S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
I.2	Objetivos	descripción de los objetivos generales del Plan de Exploración que incluya las metas físicas, volumétricas e inversiones	S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
I.3	Estrategia exploratoria	descripción de la estrategia exploratoria seleccionada que sea acorde con las características geológicas del área	S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
I.4	Actividades exploratorias principales	descripción del programa de actividades consideradas en el Plan de Exploración	S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
I.5	Monto de inversión	Incluir el monto total de inversión considerado en el Plan de Exploración	S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
I.6	Datos del personal responsable	del personal responsable del Plan de Exploración, nombre, cargo, número de teléfono oficina, correo electrónico	S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
I.7	Otra información	información que el Operador Petrolero considere necesaria	NA	No se presenta información adicional en esta sección.

S - Suficiente, I - Insuficiente, NA - No Aplica



PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0331-M-Pitepec			Asignatario: Pemex PEP EPS	
II. Información General				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
II.1.	Identificación del			
II.1.1	Nombre del Operador Petrolero		S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
II.1.2	Nombre y número de identificación del Contrato o Asignación		S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
II.1.3	Vigencia		S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
II.1.4	Nombre de la cuenca sedimentaria		S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec
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		S	Información incluida
II.2.2	Batimetría o elevación del terreno		S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec y en formato .shp
II.2.3	Prospectos exploratorios		S	Prospecto OPS-1 en Plan de Exploración y en formato .shp
II.2.4	Elementos geográficos y culturales de referencia		S	Contenido dentro del documento del Plan de Exploración Pitepec y en formato .shp
II.2.5	En su caso, campos, pozos e instal		S	Incluye instalaciones. No cuenta con campos y pozos asociados a exploración y desarrollo no convencional
II.3.	Contexto geológico regional			
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.	S	Descripción incluida en el el Plan de Exploración Pitepec
II.3.2	Marco estratigráfico	descripción de la secuencia estratigráfica del área con las unidades estratigráficas que conforman la columna tipo	S	Descripción incluida en el el Plan de Exploración Pitepec
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.	S	Descripción incluida en el el Plan de Exploración Pitepec
II.4.	Reseña de antecedentes exploratorios	descripción de los sistemas petroleros y plays asociados al área así como de las actividades exploratorias breves incluyendo los resultados	S	Se incluye reseña correspondiente al Área Contractual y regional
II.5.	Inventario de información exploratoria inicial	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nombre del estudio.</li> <li>Fecha de elaboración</li> <li>Objetivos.</li> <li>Mapa que identifique el área geográfica del estudio</li> <li>Parámetros técnicos de adquisición y procesamiento correspondiente a Gravimetría, Magnetometría, Electromagnéticos y Sísmica</li> <li>Resumen de resultados.</li> </ul>	S	Se incluye adquisición sísmica en la asignación en el Plan de Exploración Pitepec y se anexa mapa en formato .shp
II.5.1	Evaluación del Potencial Petrolero	Resumen de estudios geofísicos, geológicos y geoquímicos que se hayan realizado en el área o del alcance regional, refereres a cuencas, sistemas petroleros y plays. Incluir relación de estudios, mapa de localización, objetivos, resumen de resultados, fecha de elaboración y autores	S	Los estudios existentes son a nivel regional
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	NA	Dentro de la Asignación no existe este tipo de estudios
II.5.3	Caracterización y delimitación inicial de los yacimientos	Resumen de la información referente a estudios geofísicos, geológicos, geoquímicos, petrolíficos y de ingeniería de yacimientos que se hayan realizado en el área	NA	Dentro de la Asignación no existe este tipo de estudios

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten initials]*

*[Handwritten mark]*

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS

Asignación: AE-0381-M-Pitapec

Asignatario: Pemex PEP EPS

II. Información General				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
II.6.	En su caso, inventario de pozos exploratorios, campos y reservas		NA	No existen pozos exploratorios en los que se haya evaluado el potencial petrolífero de aceite y gas en lutitas de la Formación Pimienta
	Pozos exploratorios			
II.6.1.				
II.6.1.1	Nombre.		NA	
II.6.1.2	Coordenadas		NA	
II.6.1.3	Fecha de inicio de Elevación de la mesa rotana		NA	
II.6.1.4	Tirante de agua o Profundidad total vertical y		NA	
II.6.1.5	Columna geológica		NA	
II.6.1.6	Intervalos productores		NA	
II.6.1.7	Resultados de pruebas de		NA	
II.6.1.8	Tipo de hidrocarburos		NA	
II.6.1.9	Resultado final		NA	
II.6.1.10	Plays productores y reservas.		NA	
II.6.2.				
II.6.2.1	Nombre del campo		NA	
II.6.2.2	Año de descubrimiento		NA	
II.6.2.3	Formación / Edad		NA	
II.6.2.4	Área		NA	
II.6.2.5	Espesor		NA	
II.6.2.6	Profundidad		NA	
II.6.2.7	Presión del yacimiento		NA	
II.6.2.8	Intervalos productores		NA	
II.6.2.9	Arreglo geométrico de		NA	
II.6.2.10	Principales características		NA	
II.6.2.11	Tipo de hidrocarburos		NA	
II.6.2.12	Volumen original		NA	
II.6.2.13	Factores de recuperación		NA	
II.6.2.14	Reservas originales		NA	
II.6.2.15	Reservas remanentes		NA	
II.6.2.16	Recuperación final estimada (EUR)		NA	
II.6.2.17	Promedio de Contenido Orgánico Total		NA	
II.6.2.18	Madurez termal		NA	
II.6.2.19	Contenido de arcilla		NA	
II.6.2.20	Mapa de ubicación geográfica		NA	
	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		
II.7.1.	Mapa estructural preliminar de cada prospecto.		S	Se incluye dentro del Plan de exploración
II.7.2.	Sección(es) sísmica(s) representativa(s) interpretada(s).		S	Se incluye dentro del Plan de exploración
II.7.3.	Tirante de agua o elevación del terreno.		S	145 m.s.n.m.
II.7.4.	Volumen de recursos prospectivos asociados a los percentiles P10, P50, Pmedia y P90, por ob		S	Se incluye dentro del punto de recursos prospectivos
II.7.5.	La probabilidad de éxito geológico estimada, por prospecto y por objetivo.		S	No se incluye debido a que se
II.7.6.	Profundidad de los objetivos.		S	Prof. Objetivo 2820 m.v.b.n.m.
II.7.7.	Profundidad total programada.		S	3300 m.v.b.n.m.

*[Handwritten signatures and initials]*

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS  
 Asignación: AE-0381-M-Pitepec Asignatario: Pemex PEP EPS

II. Información General				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
II.6.	En su caso, inventario de pozos exploratorios, campos y reservas		NA	No existen pozos exploratorios en los que se haya evaluado el potencial petrolífero de aceite y gas en Mitas de la Formación Pimienta
II.6.1.	Pozos exploratorios			
	II.6.1.1 Nombre		NA	
	II.6.1.2 Coordinadas		NA	
	II.6.1.3 Fecha de inicio de Elevación de la mesa rotaria		NA	
	II.6.1.4 Tirante de agua o		NA	
	II.6.1.5 Profundidad total vertical y		NA	
	II.6.1.6 Columna geológica		NA	
	II.6.1.7 Intervalos productores		NA	
	II.6.1.8 Resultados de pruebas de		NA	
	II.6.1.9 Tipo de hidrocarburos		NA	
	II.6.1.10 Resultado final		NA	
II.6.2.	Plays productores y reservas.		NA	
	II.6.2.1 Nombre del campo		NA	
	II.6.2.2 Año de descubrimiento		NA	
	II.6.2.3 Formación / Edad		NA	
	II.6.2.4 Área		NA	
	II.6.2.5 Espesor		NA	
	II.6.2.6 Profundidad		NA	
	II.6.2.7 Presión del yacimiento		NA	
	II.6.2.8 Intervalos productores		NA	
	II.6.2.9 Arreglo geométrico de		NA	
	II.6.2.10 Principales características		NA	
	II.6.2.11 Tipo de hidrocarburos		NA	
	II.6.2.12 Volumen original		NA	
	II.6.2.13 Factores de recuperación		NA	
	II.6.2.14 Reservas originales		NA	
	II.6.2.15 Reservas recuperables		NA	
	II.6.2.16 Recuperación final estimada (EUR)		NA	
	II.6.2.17 Promedio de Contenido Orgánico Total		NA	
	II.6.2.18 Madurez termal		NA	
	II.6.2.19 Contenido de arcilla		NA	
	II.6.2.20 Mapa de ubicación geográfica		NA	
	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 operativas de los prospectos identificados por el operador, que conllegan.		
	II.7.1 Mapa estructural preliminar de cada prospecto		S	<input type="checkbox"/> Se incluye dentro del Plan de exploración
	II.7.2 Sección(es) sísmica(s) representativa(s) interpretada(s).		S	<input checked="" type="checkbox"/> Se incluye dentro del Plan de exploración
	II.7.3 Tirante de agua o elevación del terreno;		S	<input checked="" type="checkbox"/> 145 m.s.n.m.
	II.7.4 Volumen de recursos prospectivos asociados a los percentiles P10, P50, Pmedia y P90, por ob		S	<input checked="" type="checkbox"/> Se incluye dentro del punto de recursos prospectivos
	II.7.5 La probabilidad de éxito geológico estimada, por prospecto y por objetivo.		S	<input checked="" type="checkbox"/> No se incluye debido a que se
	II.7.6 Profundidad de los objetivos.		S	<input checked="" type="checkbox"/> Prof. Objetivo 2620 m.v.b.n.m
	II.7.7 Profundidad total programada		S	<input checked="" type="checkbox"/> 3300 m.v.b.n.m

*[Handwritten signatures and initials]*

PLAN DE EXPLORACION PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0381-M-Pitepec			Asignatario: Pemex PEP EPS	
III. Plan de Exploración				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
III.1.	Objetivos			
III.1.1.	Metas físicas.			
III.1.1.1	Numero de pozos exploratorios		S	● Meta física incluida
III.1.1.2	Cobertura en km <sup>2</sup> de adquisición de información geofísica		S	● Meta física incluida
III.1.1.3	Cobertura en km <sup>2</sup> de procesamiento de información geofísica		S	● Meta física incluida
III.1.1.4	Principal enfoque de los estudios exploratorios dentro de la cadena de valor		S	● Meta física incluida
III.1.2.	Metas volumétricas.			
III.1.2.1	Principal tipo de hidrocarburo esperado		S	● Meta volumétrica incluida
III.1.2.2	Evaluación del potencial petrolero		S	● Meta volumétrica incluida
III.1.2.3	Documentación de recursos prospectivos		S	● Meta volumétrica incluida
III.1.2.4	Incorporación de reservas		S	● Meta volumétrica incluida
III.1.3.	Inversión total desglosada.		S	● Inversión 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	S	● Descripción de alcances incluida
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	S	● Una estrategia exploratoria presentada en 3 fases
III.3.1.	Análisis de los elementos considerados para definir la estrategia exploratoria	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		S	● Contenida dentro del Plan de Exploración Pitepec
III.3.1.2	Escenarios de incorporación de reservas		S	● Evaluación determinística y solo se contempla un escenario con 1 pozo exploratorio
III.3.1.3	Indicadores económicos de los escenarios considerados		S	● Indicadores económicos antes de impuestos
III.3.1.4	Costo-beneficio		S	● Se utilizó metodología determinística
III.3.1.5	Riesgos exploratorios		S	● Incluye 4 riesgos exploratorios
III.3.1.6	Aspectos ambientales		S	● Actualmente se está elaborando un documento resolutivo con el cual se cubrirá este punto
III.3.1.7	Información complementaria que el operador petrolero considere.		NA	● No se incluye información complementaria
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	S	● Se definió sólo una 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;		S	● Reprocesamiento sísmico 3D
III.4.1.1	Nombre del estudio		S	● Incluye Nombre
III.4.1.2	Objetivos particulares.		S	● Incluye Objetivos
III.4.1.3	Alcances de las actividades		S	● Incluye Alcances
III.4.1.4	Cubrimiento en km o km <sup>2</sup>		S	● Incluye área de reprocesamiento
III.4.1.5	Metodologías y tecnologías		S	● Información contenida dentro del plan de exploración
III.4.1.6	Parámetros de adquisición y procesamiento		S	● Incluye tipo de procesamiento
III.4.1.7	Algoritmos y Tipo de procesamiento		S	● Incluye tipo de procesamiento
III.4.1.8	Periodo		S	● Incluye año de reprocesamiento
III.4.2.	Programa de estudios exploratorios	Programa de estudios exploratorios.- Urstar 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		S	● Incluido para cada estudio

**PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS**  
 Asignación: AE-0381-M-Pitepac Asignatario: Pemex PEP EPS

**III. Plan de Exploración**

Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
III.4.2.2.	Objetivos particulares		S	● incluido para cada estudio
III.4.2.3.	Alcances		S	● incluido para cada estudio
III.4.2.4.	Periodo		S	● incluido para cada estudio
III.4.2.5.	Tipos de estudios. Descubrir los estudios a realizar, de acuerdo con la siguiente categorización la cual es enunciativa mas no limitativa		S	● incluido para cada estudio propuesto
	<b>Marco Estratigráfico</b>	Análisis e interpretación de las secuencias sedimentarias, así como la determinación del marco cronoestratigráfico.	S	●
	- Caracterización de facies			
	- Biostratigrafía			
	- Caracterización Petrográfica y de	Determinación y cuantificación de la composición mineralógica de las de 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	Descripción de los estudios para determinar los tipos de kerógeno y la riqueza orgánica de las formaciones de lutitas, así como el cálculo	S	○
	- Desorción termo-mecánica			
	- Análisis de laboratorio			
	- Caracterización geoquímica de hidrocarburos			
	- Modelado Geológico de Sistemas	Describir las actividades orientadas a determinar los modelos numéricos de generación y acumulación de gas y de aceite en las		
	- Modelos 3D y secciones	formaciones de lutitas.		
	- 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 Estimación de recursos	Cuantificación de la incertidumbre de los factores geológicos críticos en los modelos de los procesos y elementos de los sistemas. Determinación del potencial in situ de gas y aceite en las formaciones objetivo	S	○
	- Jerarquización de oportunidades y localizaciones exploratorias			
	- Evaluación de recursos prospectivos de gas/aceite			
	- Programa preliminar de perforación.	de las tecnologías de perforación a utilizar en yacimientos de gas/aceite	S	● Pozo PMTA-1
	- Perforación y terminación de pozos piloto y pozos horizontales		S	● Se describe dentro del plan de
	- Coordenadas geográficas		S	● Se incluyen dentro de la
	- Elevación del terreno.		S	● 145 m.s.n.m
	- Profundidad total programada.		S	● 3300 m.v.b.n.m.
	- Desplazamiento horizontal total programado		S	● Se incluye dentro del plan de exploración
	- Columna geológica probable		S	● Se describe dentro del plan de
	- Objetivos estratigráficos y profundidades		S	● Se describe dentro del plan de
	- Tipo de hidrocarburo esperado		S	● Aceite ligero
	- Programa preliminar de toma de información y muestreo de núcleos.		S	● 5 núcleos
	- Registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales.		S	● Se detallan dentro de la
	- Estudios de micro sismicidad		S	● Un estudio
	- Perfiles sísmicos verticales (VSP)		S	● Un VSP
	- Pruebas de formación.		S	● Se detallan dentro de la
	- Pruebas PVT		S	● Se detallan dentro de la
	- Fracturamiento hidráulico		S	● De acuerdo a análisis petrofísico
III.5.	<b>Pronóstico de Incorporación de Reservas</b>	Derivado de la cartera de prospectos exploratorios y del plan de perforación con la alternativa estratégica mas viable.		
III.5.1.	Escenarios de incorporación de reservas		S	● Evaluación determinística,
III.5.2.	Contenidos de jerarquización de escenarios		S	● Sólo contempla un escenario
III.5.3.	Descripción técnica del mejor escenario de Incorporación de Reservas y sus volúmenes asociados (estimación alta, mejor estimado y estimación baja).		S	● Sólo contempla un escenario. Se perforará 1 pozo exploratorio el
III.5.3.1.	Numero estimado de pozos de desarrollo asociados al posible éxito exploratorio		S	● 44 pozos de desarrollo
III.5.3.2.	Arreglo geométrico preliminar de pozos		S	● En Plan de Exploración y en

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS

Asignación: AE-0381-M-Pitepec

Asignatario: Pemex PEP EPS

III. Plan de Exploración

Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
	III.5.3.3	Recuperación final estimada (EUR)	S	11 83 Mmbpcce
	III.5.3.4	Perfiles de producción de aceite	S	En Plan de Exploración y en imagen jpg
	III.5.3.5	Perfiles de producción de gas.	S	En Plan de Exploración y en imagen jpg
III.6.	Opciones tecnológicas			
	III.6.1	Identificación de retos tecnológicos	S	5 retos tecnológicos identificados
	III.6.2	Criterios de selección de	S	6 criterios de selección de tecnologías
	III.6.3	Descripción de tecnologías a utilizar	S	4 descripciones de tecnologías
III.7.	Programa de inversiones	Presencial, virtual o electrónica. Listas de inversiones asociadas a cada elemento del programa de actividades, anualizada para el periodo de exploración, considerando el sistema de datos.		
	III.7.1	Adquisición y procesamiento de información geofísica.	S	Inversión incluida por año
	III.7.2	Estudios exploratorios.	S	Inversión incluida por año
	III.7.3	Perforación de pozos exploratorios.	S	Inversión incluida por año
	III.7.4	Delimitación y caracterización inicial	NA	Dependerá del resultado del pozo
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. Con los resultados en dólares, conforme al Anexo 1.		
	III.8.1	Premisas:		
		• Precio del crudo	S	Incluido
		• Precio de gas	S	Incluido
		• Precio del condensado	S	Incluido
		• Tasa de descuento	S	Incluido
		• Tipo de cambio	S	Incluido
		• Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	S	5 bmpc
		• Costo de pozos exploratorios	S	Un solo pozo
		• Costo de pozos de desarrollo	S	Valor promedio
		• Costo por transporte	NA	No se realizará la actividad
		• Y las demás que el Operador Petrolero considere para la evaluación económica	NA	No incluye información adicional
	III.8.2.	Indicadores:		
		• Valor Presente Neto (VPN)	S	Incluido
		• Valor Presente de la Inversión (VPI)	S	Incluido
		• VPN/VPI	S	Incluido
		• Relación de Beneficio-coste (RBC)	S	Incluido en Estrategia
		• Tasa Interna de Retorno (TIR)	S	Incluido
		• Costo de Descubrimiento	S	Incluido dentro de los indicadores
III.9	Programa de administración de	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 Estratégica y con el Sistema de Administración de	S	Incluido en el Anexo 1 (Programa de administración de riesgos)

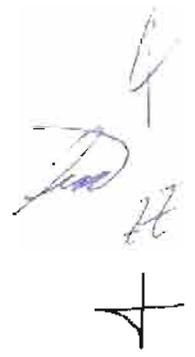
S - Suficiente, I - Insuficiente, NA - No Aplica

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten mark]*

PLAN DE EXPLORACION PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0381-M-Pitepec			Asignatario: Pemex PEP EPS	
IV. Primer programa de trabajo				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
N 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.	NA	En los Lineamientos se establece que sólo a los Contratos aplica este punto.
N 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.	NA	En los Lineamientos se establece que sólo a los Contratos aplica este punto.
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.				

S - Suficiente, I - Insuficiente, NA - No Aplica



PLAN DE EXPLORACION PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0381-M-Piñepec			Asignatario: Pemex PEP EPS	
V. Indicadores clave de desempeño para el Plan de Exploración				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
V.1	Programa mínimo de trabajo	Actividades realizadas vs actividades programadas	S	Las actividades programadas corresponden con las del Plan presentado
V.2	Avance en la perforación de pozos	Pozos perforados vs pozos programados	S	Los pozos programados corresponden con los incluidos en el Plan presentado
V.3	Estudios exploratorios	Estudios realizados vs estudios programados	S	Los estudios programados corresponden con los incluidos en el Plan presentado
V.4	Adquisición o procesamiento de información geofísica	Estudios geofísicos realizados vs estudios geofísicos programados	S	Los estudios geofísicos programados corresponden con los incluidos en el Plan presentado
V.5	Volumen de recursos prospectivos	Recursos prospectivos iniciales vs recursos prospectivos incrementales	S	Los recursos prospectivos iniciales corresponden con los incluidos en el Plan presentado.
V.6	Volumen de reservas incorporadas	Reservas incorporadas vs pronóstico de incorporación de reservas	S	El pronóstico de incorporación de reservas corresponde con el incluido en el Plan presentado
V.7	Contenido nacional	% de contenido nacional por año	S	Pemex presentó información correspondiente al Contenido Nacional del Plan

S - Suficiente, I - Insuficiente, NA - No Aplica

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0381-M-Pitepec			Asignatario: Pemex PEP EPS	
VI. Programa de Evaluación de Descubrimiento				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
	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.		NA	
II.	Información General del Descubrimiento.		NA	
	- Datos generales del descubrimiento;		NA	
	- Localización geográfica.		NA	
	- Informe de los estudios, pozos y trabajos realizados que llevaron al Descubrimiento;		NA	
	- Informe geológico y petrofísico		NA	
	- Estimación preliminar de reservas.		NA	
III.	Programa de Evaluación.		NA	
	- Objetivos, alcances y estrategia;		NA	
	- Programa de actividades,		NA	
	- Programa de inversiones, e		NA	
	- Indicadores de desempeño para el Programa de Evaluación		NA	
IV.	Resultados del Periodo de Evaluación		NA	
	- Informe de actividades del Periodo de Evaluación,		NA	
	- Certificación inicial de reservas,		NA	
	- Declaración de comercialidad		NA	

S - Suficiente, I - Insuficiente, NA - No Aplica

*Handwritten signatures and initials:*  
 Top: A large signature.  
 Middle: A vertical mark resembling a '4' or a checkmark.  
 Bottom: Initials 'HT' and a cross-like mark.