



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.55.003/16 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-0385-M-SOLEDAD.

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-0385-Soledad 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-0385-Soledad.

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-0385-Soledad.

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-0385-Soledad, 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-0385-M-Soledad (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."*



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.

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 de Exploración:

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

Acorde a las mejores prácticas internacionales, el Plan de Exploración considera la aplicación de herramientas, técnicas, metodologías y tecnologías adecuadas para obtener un mayor conocimiento de los formaciones que posiblemente contengan hidrocarburos, a través de actividades enfocadas al reprocesamiento sísmico, análisis AVO, inversión sísmica elástica, sísmica y la información adquirida durante y posterior a la perforación de los prospectos, para la generación y/o actualización de los modelos geológicos, para definir y proponer prospectos exploratorios adicionales.

En este apartado, se considera que la perforación del prospecto exploratorio OPS-1, en primera instancia incluye la perforación de un pozo piloto vertical, con el objetivo primordial de evaluar la formación de interés con el detalle suficiente para definir el intervalo que contenga las mejores condiciones para navegar horizontalmente en la formación de interés, y con esto evaluar de forma óptima el potencial productor del Play No Convencional. Esto, de acuerdo a las mejores prácticas en materia de exploración de Play No Convencionales asociados a lutitas.

De lo anterior, resulta evidente que las actividades exploratorias quedarían orientadas a la generación de un beneficio para el Estado, para lo cual, se identifica que se aplicarían las mejores prácticas, de conformidad con el análisis presentado en el numeral V.2. del Anexo Único de la presente Resolución.

2. Incorporación de Reservas.

El Plan de Exploración define la posible incorporación de reservas a través de la perforación del prospecto OPS-1, a través de un pronóstico de incorporación de reservas de 0.263 MMbpce. Asimismo, el desarrollo conceptual asociado al éxito exploratorio considera la incorporación de 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de Extracción.

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



3. Delimitación del área de la Asignación.

La Asignación se encuentra delimitada dentro del 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°46'30"	20°56'30"
2	97°44'30"	20°56'30"
3	97°44'30"	20°53'00"
4	97°50'00"	20°53'00"
5	97°50'00"	20°56'00"
6	97°53'00"	20°56'00"
7	97°53'00"	21°00'30"
8	97°46'30"	21°00'30"

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

4. 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-0385-M-Soledad ..., 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 evaluar el desempeño de la ejecución y supervisar el cumplimiento de las actividades programadas tal como se establece en el numeral VI 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 mercado, para lo cual PEMEX presentó dos escenarios de desarrollo posibles, de los cuales se destaca lo siguiente:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- 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) la cual 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.



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 respecto a la evaluación económica, 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.55.003/16 en el Registro Público de la Comisión, atentos a lo dispuesto por el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores 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 PORRÉS LUNA
COMISIONADA**

**SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO**

**NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO**

**HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO**

**HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO**

**GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO**

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico
Plan de Exploración
Asignación AE-0385-M-Soledad



Octubre de 2016

Contenido

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	GENERALIDADES	7
II.1	DATOS DEL ASIGNATARIO	7
II.2	DATOS DE LA ASIGNACIÓN	7
II.3	DATOS GENERALES DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	7
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN	9
III.1	PRESENTACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	9
III.2	REVISIÓN DE SUFICIENCIA Y CONSISTENCIA DE INFORMACIÓN	9
III.3	PREVENCIÓN DE INCONSISTENCIAS O FALTANTES DE INFORMACIÓN	9
III.4	DECLARATORIA DE SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN	10
III.5	PROCESO DE EVALUACIÓN TÉCNICA	10
III.6	COMPARECENCIAS Y AUDIENCIAS	12
IV.	BASES Y ASPECTOS PARA EL DICTAMEN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	13
V.	ANÁLISIS DE LAS ACTIVIDADES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	15
V.1	ANTECEDENTES EXPLORATORIOS	15
V.2	ASPECTOS TÉCNICOS Y ESTRATÉGICOS	18
V.3	RECURSOS PROSPECTIVOS Y RESERVAS A INCORPORAR	30
VI.	ANÁLISIS ECONÓMICO	33
VII.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE EFICIENCIA OPERATIVA DE LA EXPLORACIÓN	53
VIII.	PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	58
IX.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	60
X.	RESULTADO DEL DICTAMEN	62

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-0385-Soledad para realizar actividades de extracción de hidrocarburos dentro del marco del proceso denominado Ronda Cero.

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-0385-M-Soledad (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) Soledad desde noviembre del 2013. Bajo este instrumento también se ejecutaron actividades que incluyen la toma de información con registros geofísicos especiales y estudios para un mejor entendimiento del subsuelo que fundamentan las actividades de exploración. Actualmente, el principal horizonte productor es la Formación Chicontepec y se cuenta con evidencias de producción en la formación Tamabra y con evidencias de impregnación de aceite en las formaciones Tamán, Pimienta y Méndez.

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-0385-M-Soledad emitido por la Secretaría el 1° 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-0385-Soledad.

El periodo inicial de exploración es de 3 años, a partir del 1° 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 se encuentra delimitada dentro del 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°46'30"	20°56'30"
2	97°44'30"	20°56'30"
3	97°44'30"	20°53'00"
4	97°50'00"	20°53'00"
5	97°50'00"	20°56'00"
6	97°53'00"	20°56'00"
7	97°53'00"	21°00'30"
8	97°46'30"	21°00'30"

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

El área de Asignación Soledad se localiza a 60 km al Noroeste de la Ciudad de Poza Rica, en el estado de Veracruz (figura 1).

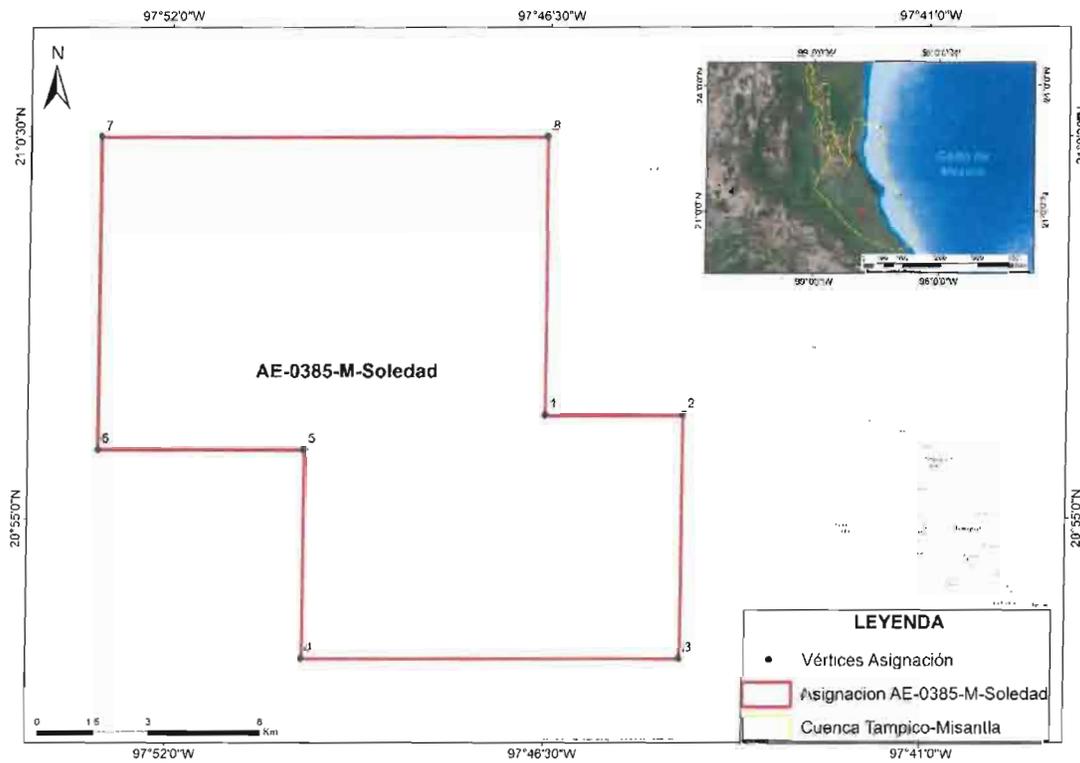


Figura 1. Ubicación regional de la asignación.

[Handwritten signatures and marks]

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El presente dictamen técnico para el Plan de la Asignación AE-0385-M-Soledad se llevó a cabo tomando en consideración los documentos entregados a la Comisión por el Asignatario, conforme a las actividades que se detallan a continuación.

III.1 Presentación del plan de Exploración

El 24 de noviembre de 2015, mediante oficio PEP-DDP-369-2015, el Asignatario presentó ante la Comisión el Plan de Exploración para la Asignación AE-0385-M-Soledad. Lo anterior en cumplimiento a lo establecido en el oficio 512.DGEEH.458/2015 de fecha 1 de septiembre de 2015, mediante el cual la Secretaría de Energía notificó a Pemex la emisión del Título de Asignación AE-0385-M-Soledad, para realizar actividades de exploración en el Área de Asignación.

III.2 Revisión de suficiencia y consistencia de información

Como parte del procedimiento previsto en los Lineamientos, la Comisión realizó una verificación de suficiencia de la información necesaria para dictaminar el Plan de Exploración encontrando que este no coincidía 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.

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, presentara el Plan de Exploración en los términos de la Guía.

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-0385-M-Soledad.

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. Esta última 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 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.



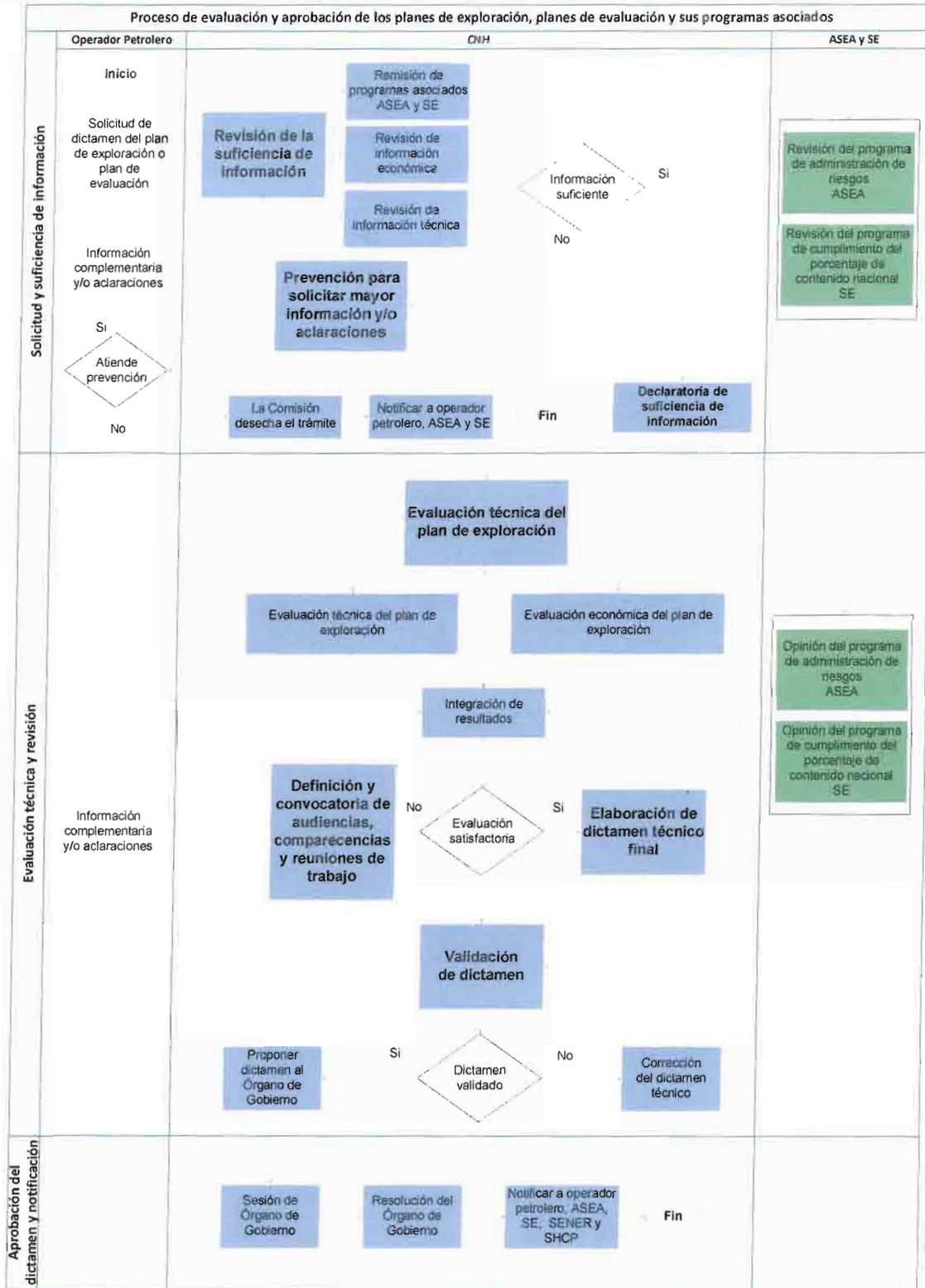


Figura 2. Proceso de evaluación del Dictamen Técnico y Resolución.

III.6 Comparecencias y audiencias

Con el fin de optimizar el proceso de evaluación y atendiendo los principios de economía, celeridad y transparencia, se llevó a cabo una comparecencia de trabajo con el Asignatario, con motivo de diversas aclaraciones y observaciones específicas relativas al contenido del Plan. Esta comparecencia fue convocada por la Comisión mediante el oficio 220.0339/2016 del 22 de febrero de 2016 y se llevó a cabo el 24 de febrero a las 11:00 horas, en el marco del cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables.

En respuesta, el 2 de marzo de 2016 Pemex proporcionó la información correspondiente a la evaluación económica, desglose de costos y contenido nacional del Plan, según lo acordado durante la comparecencia en comento. 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, y
- 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;
- 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

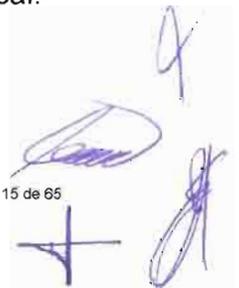
En el área de Asignación existen estudios que han facilitado la interpretación estratigráfico-estructural tanto de *plays* convencionales como no convencionales y han servido de base para la ubicación del prospecto OPS-1.

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 (de 2013), el estudio Sismológico Coyula – Humapa - Cacahuatengo 3D (2007) y el estudio Sismológico Ampliación Furbero - Presidente Miguel Alemán – Remolino 3D 2da Etapa Miquetla – Miahupán (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 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 Asignación con lo que Pemex documenta una oportunidad.

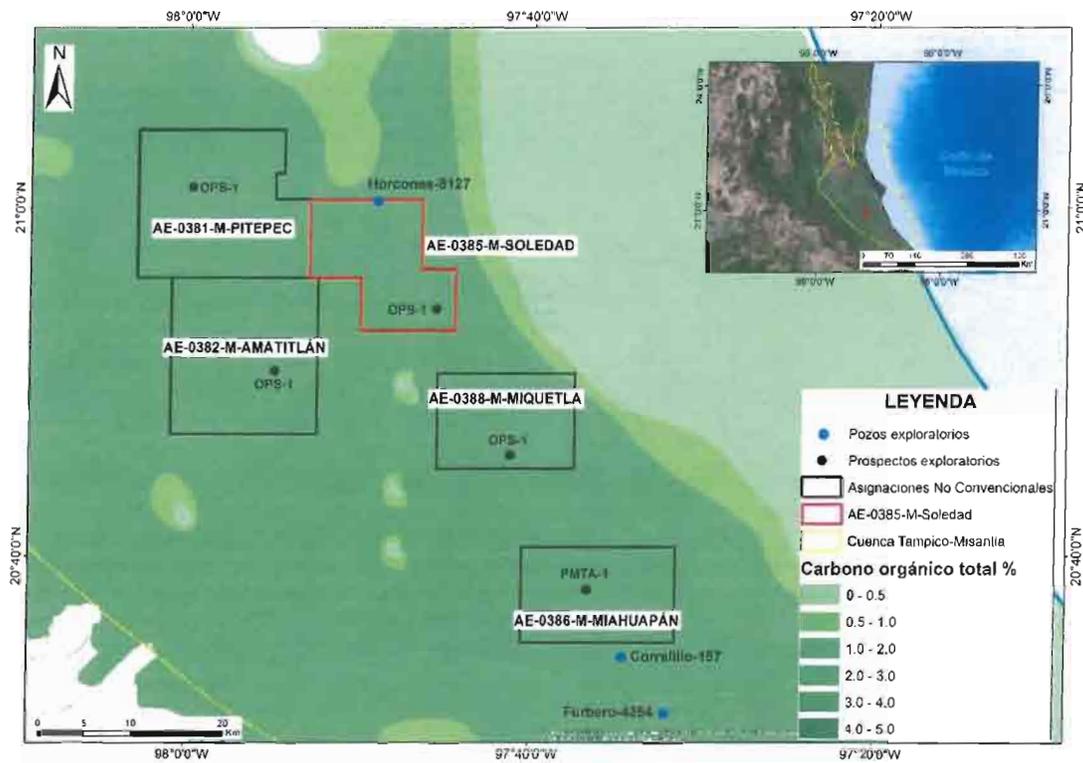


Figura 3. Mapa regional del porcentaje de contenido de carbono orgánico total, con la ubicación de las Asignaciones de Pemex que incluyen la exploración de *plays* no convencionales.

[Firma manuscrita]

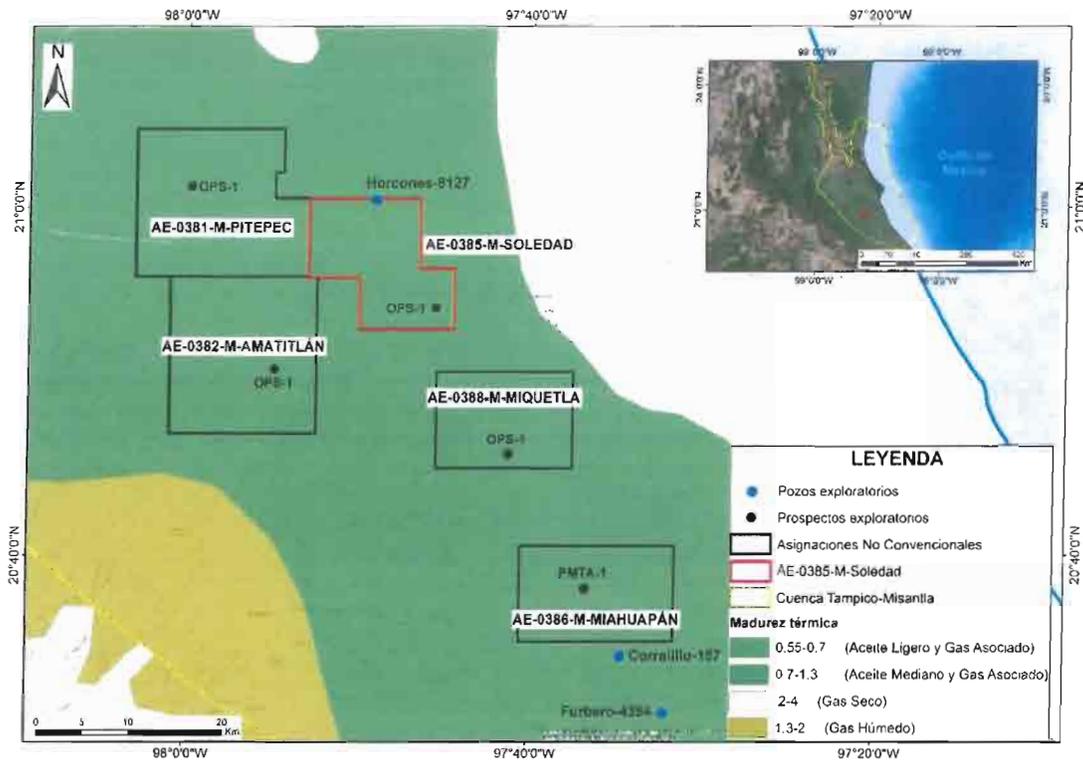


Figura 4. Mapa regional la madurez térmica e hidrocarburos asociados, con la ubicación de las Asignaciones de Pemex que incluyen la exploración de *p*lays no convencionales.

De lo anterior, la Comisión estima que es de suma relevancia estratégica, la Exploración de recursos no convencionales en la Cuenca Tampico-Misantla, para la que Pemex estimó un volumen de recursos prospectivos superiores a los 36 MMMbpce al 2012, de los cuales 20.8 MMMbpce corresponden al *play* Pimienta y 15.6 MMMbpce al *play* Agua Nueva.

Lo anterior, en un escenario de costos bajos para la etapa inicial de exploración en la que el riesgo suele ser elevado pero que, en caso de éxito, representaría una componente importante de valor agregado a nivel de cuenca en beneficio del Estado.

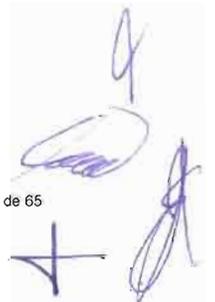
V.2 Aspectos técnicos y estratégicos

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 el 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.

En el contexto de las inversiones a erogar para el cumplimiento de las actividades propuestas en el Plan, PEP estima un monto asociado de 188.6 MMpesos para el cumplimiento de las mismas (tabla 2).



Actividad	Alcance	Tarea	2016	2017	2018
Reprocesamiento sísmico	Obtener volumen de propiedades elásticas 145.7 km ² .	Inversión			
	Estimar la saturación de fluidos, estados de esfuerzos horizontales que calibrará el modelo geomecánico.	AVO			
	Caracterización de velocidades y propiedades elásticas.	Adquisición VSP Offset			
Perforación de prospecto	1 pozo vertical y trayectoria horizontal.	Periodo de perforación			
		Terminación de pozo			
Estudios exploratorios	Caracterización de facies y bioestratigrafía del Jurásico Superior.	Modelo geológico			
	Establecer las características y parámetros petrofísicos y petrográficos de yacimientos no convencionales.	Modelo petrofísico y análisis petrográfico			
	Establecer las características y parámetros geomecánicos que permita definir la ventana operativa.	Modelo geomecánico			
	Caracterización de parámetros geoquímicos (Tipo de kerógeno, COT) enfocados a yacimientos no convencionales.	Caracterización geoquímica			
	Caracterización del sistema petrolero que incluya análisis de riesgo e incertidumbre y estimación de riesgos e incertidumbre.	Modelado de sistemas petroleros			
	Documentación del proyecto que facilite la toma de decisiones.	VCDSE (2)			

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

Inversiones en Mmpesos	2016	2017	2018	Total
Reprocesamiento de información sísmica 3D	7.0	-	-	7.0
Estudios exploratorios	-	153.8	-	153.8
Pozo	-	10.4	17.4	27.8
Inversión Total	-	-	-	188.6

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

De la información proporcionada por el Asignatario, define que llevara a cabo una etapa del reprocesamiento sísmico, lo que permitiría obtener una mejor definición sobre la extensión y la geometría de los yacimientos identificados. En este sentido, y considerando los resultados que se deriven de esta etapa sean óptimos, la Comisión opina que las actividades involucradas en la etapa de reprocesamiento permitirían generar imágenes más representativas del subsuelo, asociadas a un incremento en la mejora de la calidad del dato sísmico, además de que dichos resultados podrían ser orientados a estudios más específicos, tal es el caso de inversión sísmica elástica y análisis AVO, con el objetivo de definir a detalle zonas de interés y datos que permitan calibrar los modelos estáticos y dinámicos que se generen.

De la información sísmica que dispone el Asignatario, y considerando los antecedentes exploratorios, existen dos cubos sísmicos que cubren en su totalidad el área de la asignación, además de que disponen de información sísmica 2D (figura 7). De manera general se mencionan a continuación:

1. Amatitlán 3D.
2. Miquetla-Miahupán 3D
3. Levantamientos sísmicos 2D:
 - a. Álamo (Soledad Tecolutla Plataforma de Tuxpan)
 - b. Chalahuite Comales (Tampico)
 - c. El Gallo (franja Tamabra)
 - d. Palo Blanco soledad terreros (distrito Poza Rica)



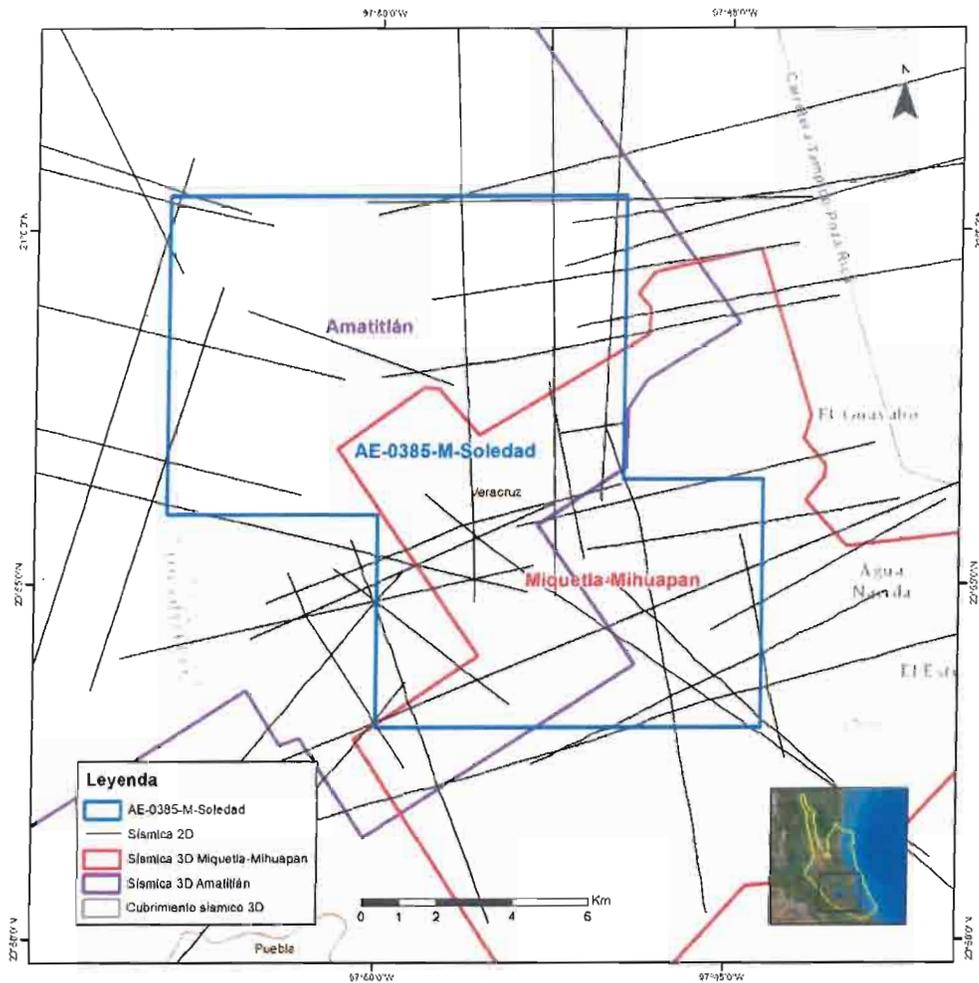


Figura 7. Cubrimiento sísmico 3D y líneas 2D dentro del área de la Asignación.

De lo anterior, el área de cubrimiento sísmico disponible para la Asignación y la cual sería reprocesada, es aproximadamente de 147.5 km², lo que permitiría orientar su estrategia exploratoria hacia un incremento en la certidumbre dentro del área de la 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.

En el supuesto de la ejecución del Plan, y considerando la información disponible para la etapa de reprocesamiento sísmico, es evidente que representa la actividad de mayor impacto, ya que se evidencian grandes retos técnicos, propiamente enfocados a yacimientos no convencionales. Así mismo, se deduce que mediante la aplicación de algoritmos y tecnologías de última generación permitirían lograr los objetivos definidos dentro del Plan, orientados hacia una mejora en la calidad de la imagen sísmica y reduciría la incertidumbre considerada en la perforación del prospecto establecido en el Plan.

Del análisis realizado por esta Comisión sobre la etapa, es importante aclarar que la etapa de reprocesamiento sísmico es la base para la ejecución del Plan, dadas las características geológicas presentes en Área, asociadas a yacimientos no convencionales. Sin embargo, y considerando las técnicas de última generación a utilizar, se identifican son las convenientes para para ser aplicadas derivado de las características geológicas del subsuelo dentro del área de la Asignación, específicamente, acorde a los objetivos planteados. En este sentido, se concluye que el reprocesamiento sísmico permitiría mejorar la calidad de los datos sísmicos y con esto generar imágenes más representativas del subsuelo para dar mayor certidumbre al prospecto definido dentro del Plan.

ii. Estudios exploratorios

El Plan considera la realización de 6 estudios exploratorios, todos ellos enfocados a yacimientos no convencionales, estos incluyen: modelo geológico (sedimentología y estratigrafía); modelo petrofísico y análisis petrográfico; modelo geomecánico; caracterización geoquímica de rocas generadoras y de hidrocarburos; modelado de sistemas petroleros y de *plays* de gas/aceite en lutitas; estudio de visualización, conceptualización, definición, seguimiento y evaluación (VCDSE).

Con el modelo geológico se establecería el marco estratigráfico a partir del cual se podría generar estudios de yacimientos, principalmente enfocados al jurásico Superior.



A partir del modelo petrofísico y el análisis petrográfico se obtendría una caracterización de sistemas porosos y permeabilidad, así como la caracterización mineralógica que permitirían estimar la producción de hidrocarburos y los requerimientos para el fracturamiento hidráulico.

El modelo geomecánico permitiría determinar la ventana operativa en la que prevalecen las condiciones de estabilidad para las actividades de perforación. Adicionalmente se podrían estimar propiedades mecánicas útiles para determinar la resistencia del apuntalante en función de los esfuerzos que debe soportar.

Mediante la caracterización geoquímica de rocas generadoras y de hidrocarburos 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.

Con el modelado de sistemas petroleros y de *plays* de gas/aceite en lutitas se documentaría la evolución del sepultamiento, generación y expulsión de hidrocarburos con los que se estimarían volúmenes de hidrocarburos y determinarían los recursos prospectivos y el grado de incertidumbre.

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 exploratorios

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 suroriental 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.



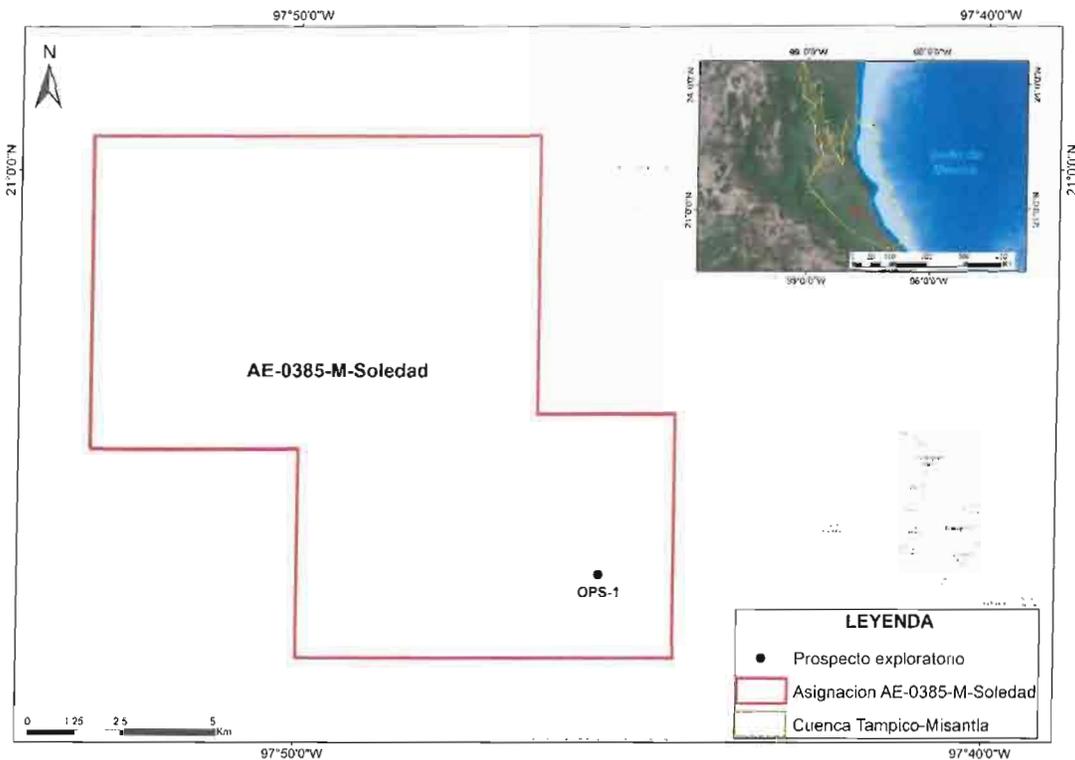


Figura 8. Localización del prospecto OPS-1 en la Asignación.

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 151 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, lo 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 Carbón Orgánico Total (COT).
- Áreas con alta complejidad estructural.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

El prospecto OPS-1 sería perforado a una profundidad de 3,800 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 1,000 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 2,450 m m.v.b.n.m., dentro de la formación Pimienta (figura 9). La elevación del terreno en la localización es de 47.2 m.s.n.m. Se espera un tipo de hidrocarburo ligero, con densidad entre 33 y 38° API.

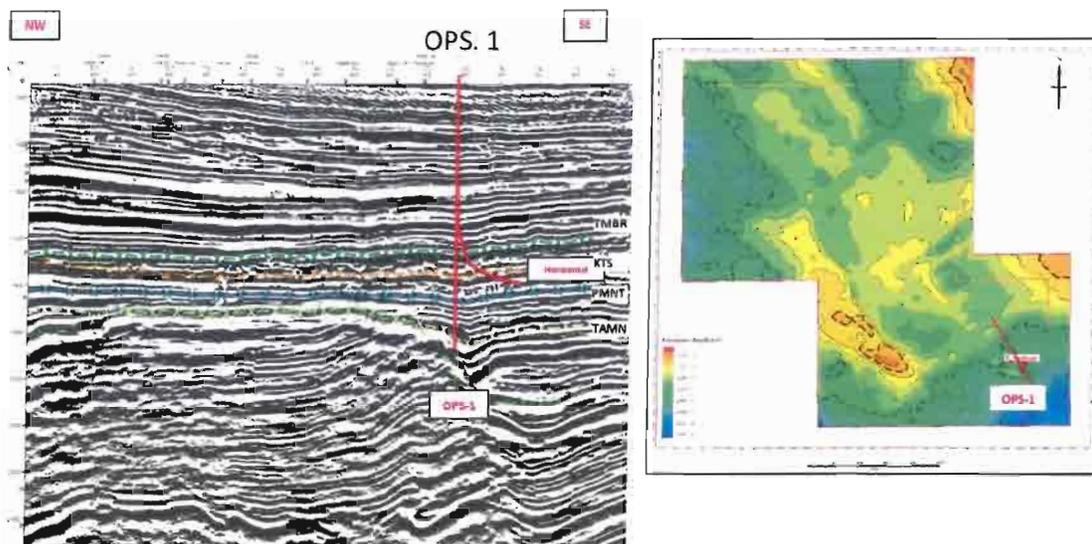


Figura 9. Sección sísmica representativa, con la propuesta de trayectoria del Prospecto OPS-1 y configuración estructural en profundidad.

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.

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.
Aragón	807
Chicontepec Superior	1037
Chicontepec Medio	1170
Chicontepec Inferior	1506
Méndez	1,780
San Felipe	1,890
Agua Nueva	1,910
Tamabra	1,977
Tamaulipas	2,218
Pimienta	2,447
Profundidad total	3,800

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 Inducción Registro Densidad Compensado Registro Neutrón Compensado Registro de Resonancia Magnética Registro Acústico Dipolar Orientado Registro Mineralógico de Alta Resolución Registro Rayos Gamma Espectral Registro de Imágenes Micro-Resistiva Registro de Imágenes Ultra Sónicas Registro Ultrasónico de Cementación
Núcleos.	3
Estudios de micro sismicidad	1
Perfiles sísmicos verticales (VSP)	1
Pruebas de formación	1 prueba de goteo
Pruebas PVT	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.



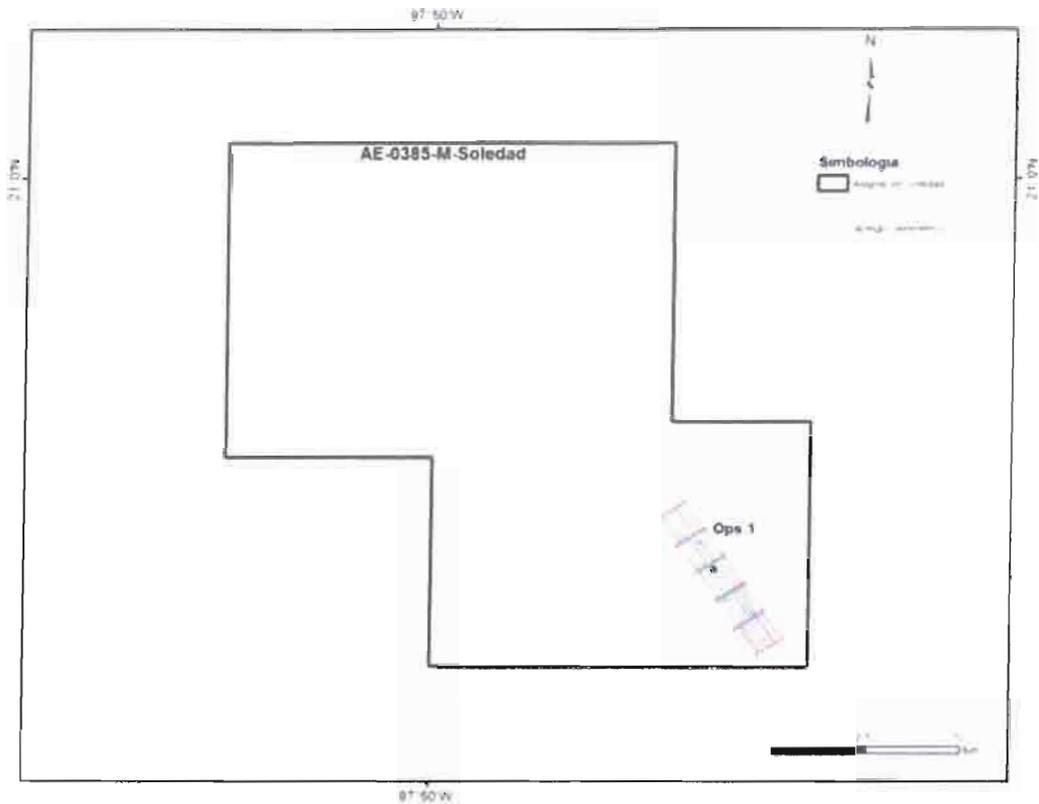


Figura 10. Arreglo geométrico del desarrollo asociado a la exploración del área OPS-1.

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 presentó un escenario alternativo, donde en función de variables petrofísicas y condiciones de perforación terminación de pozos se obtendría un valor de 10.52 MMbpce.

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 Mbbls/ 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.

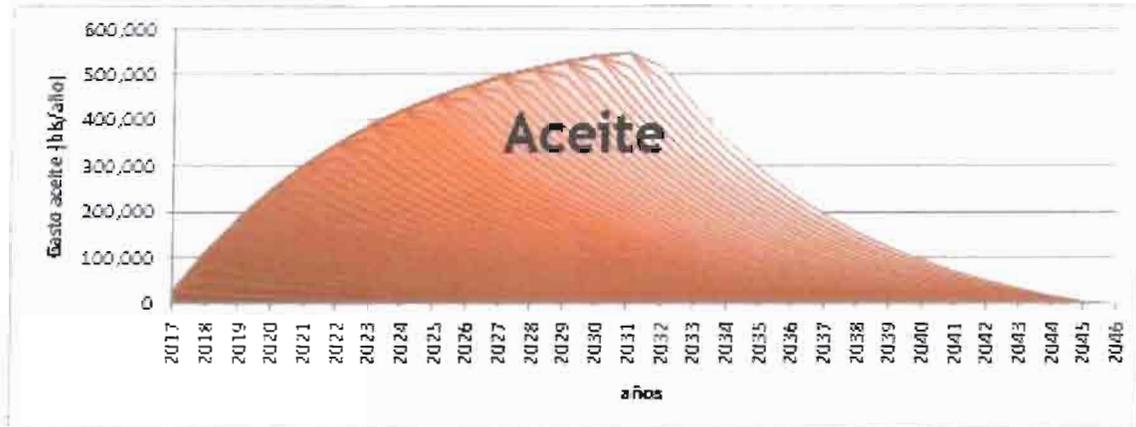


Figura 11. Pronóstico del perfil de producción de aceite

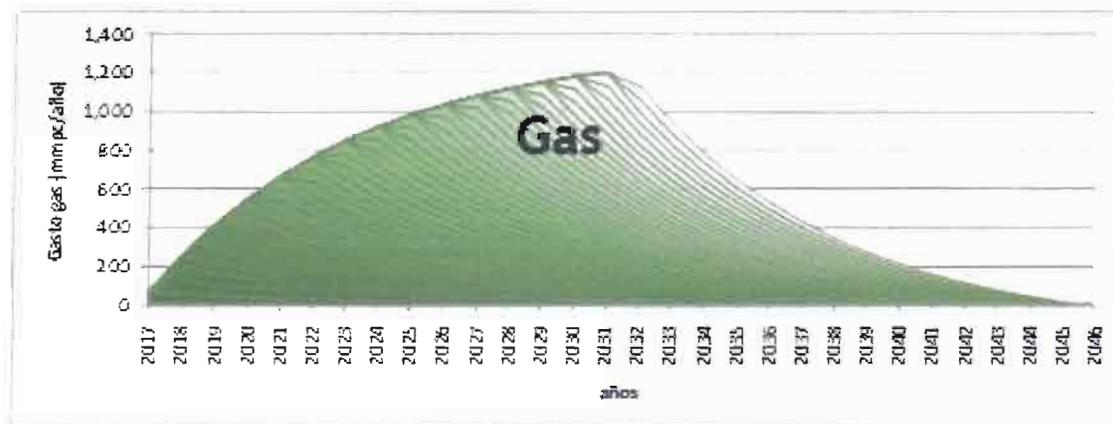


Figura 12. Pronóstico del perfil de producción de gas

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 el Asignatario 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

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:

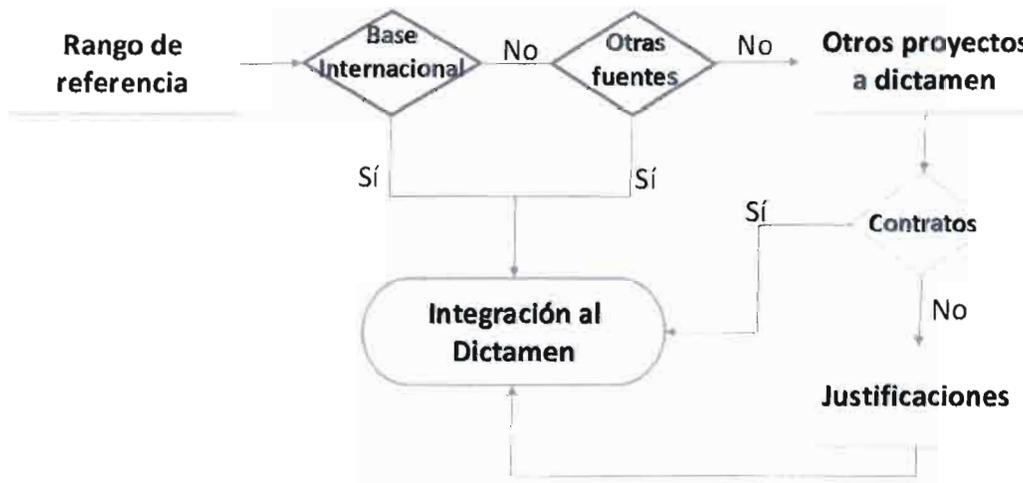


Figura 13. Procedimiento para seleccionar comparativo de referencia.

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 20 de septiembre de 2013, el ahora Asignatario firmó con Operaciones Petroleras Soledad el Contrato para Producción de Hidrocarburos en la entonces denominada Área Contractual Soledad.

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-0385-Soledad para realizar actividades de extracción de hidrocarburos.

El análisis del Programa de Inversiones presentado ahora por el Asignatario, deriva de la Asignación AE-0385-M-Soledad, modificación de la Asignación A-0385-Soledad, 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 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 lutitas.

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



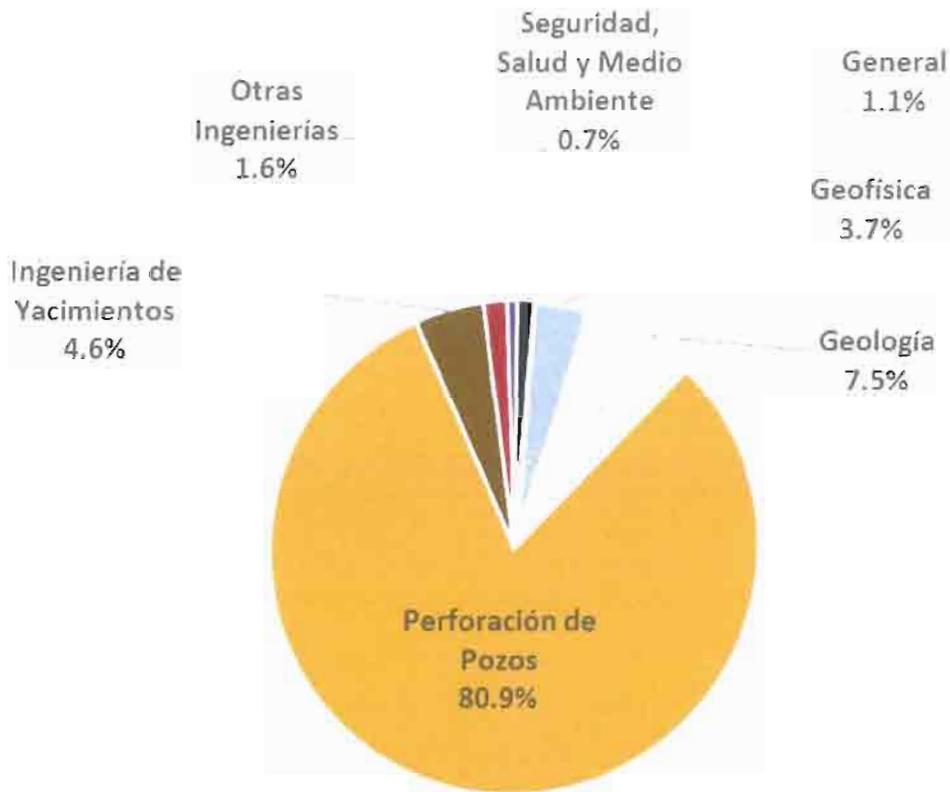


Figura 14. Distribución de las inversiones programadas según Sub-actividad.

\$ 10,751,611 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Sub-actividad	2016	2017	2018	Total
General		71,900	46,800	118,700
Geofísica	400,000			400,000
Geología		390,050	413,750	803,800
Perforación de Pozos		8,698,819		8,698,819
Ingeniería de Yacimientos			489,450	489,450
Otras Ingenierías		167,100		167,100
SSMA		73,742		73,742
Total	400,000	9,401,611	950,000	10,751,611

No considera 90.5 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

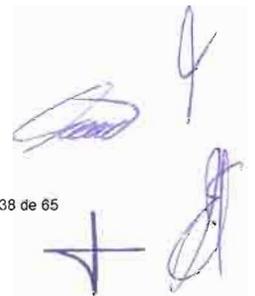
El análisis que se presenta a continuación consiste en describir lo contenido en cada categoría de gasto "Sub-actividad", a fin de comparar sus componentes con las referencias nacionales e internacionales disponibles en cada caso. Este análisis se organiza como sigue:

- 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 118,700 USD, que significan el 1.1% del total del Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración (Figura 15).

Dentro de la Sub-Actividad *General*, el Asignatario considera gastos en tres Tareas: *Evaluaciones técnico económicas*, respecto a la cual señala que por realizar la evaluación económica del proyecto gastará 28,100 USD; *Recopilación de Información*, dentro de la cual engloba recopilación de información para estudios VCD, plays y sistemas petroleros y sedimentológico-estratigráfico (30,000 USD), y para el estudio de caracterización de yacimiento no convencional, estudio petrofísico petrográfico (32,100 USD) y *Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto*, con 28,500 dólares para gastos administrativos.



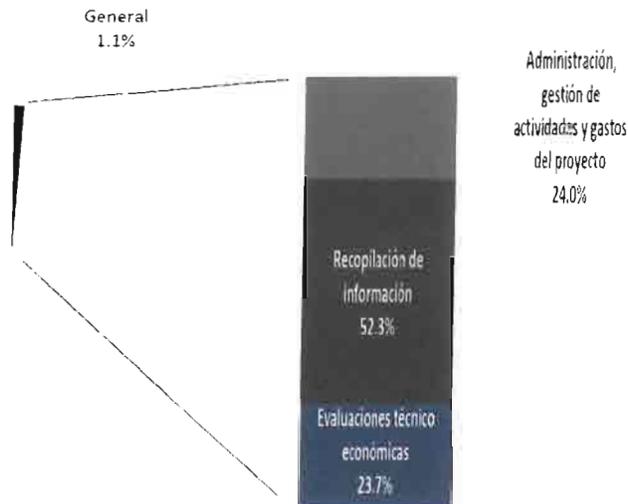


Figura 15. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *General*.

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*. En particular, se consideró el promedio de estos gastos en otros proyectos. 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 es de 119 mil dólares, la cual se encuentra por debajo del rango de referencia de precios de mercado establecido.

ii. Sub-actividad Geofísica

Dentro de esta Sub-actividad, el Asignatario sólo indica que gastará 400 mil dólares para el re-procesamiento de 147.5 km² de sísmica 3D, tal Costo lo registra dentro de la Tarea Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.

El gasto de la Sub-actividad equivale al 3.7% de la inversión total dentro del plan de exploración.

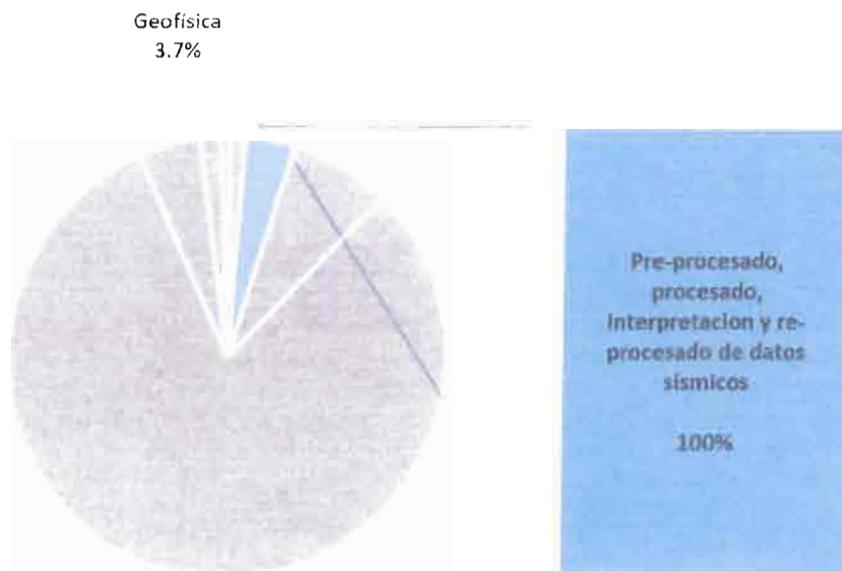


Figura 17. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Geofísica.

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

[Handwritten signatures and initials]

la modalidad de *uso exclusivo* (como valor máximo), considerando que el Asignatario reprocesará 147.5 km².



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 Exploración gastará un total de 803,800 dólares en Tareas relativas a *Geología*: 193,750 USD para realizar el análisis geoquímico de muestras de canal y núcleos, Estudio sedimentológico-estratigráfico por 82,750 dólares, 59,050 dólares en análisis de hidrocarburos, 165,500 dólares para llevar a cabo los estudios geológicos regionales (que implica un estudio de sistemas petroleros y plays), 82,750 dólares para realizar un estudio sedimentológico-estratigráfico como parte de la Tarea Estudios geológicos de detalle, y en estudios petrofísicos de muestras de canal y núcleos señala un gasto de 220 mil USD. Tales gastos representan el 7.5% del total del Programa de Inversiones.

Geología
7.5%

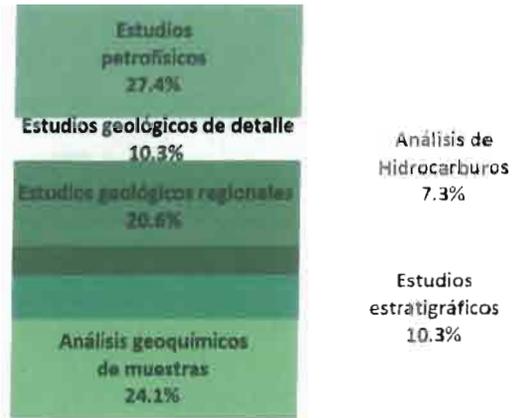


Figura 19. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Geología*.

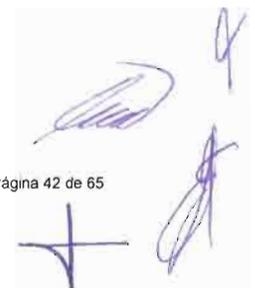
El rango de referencia para esta actividad se construyó a partir de la información de otros proyectos tanto de Evaluación como de Exploración en aguas someras presentados a dictamen de CNH.

Al respecto, en la Figura 20, se observa que el Costo propuesto por el Asignatario se encuentra por debajo del valor mínimo del rango de referencia.



Figura 20. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad *Geología*

(Montos en miles de dólares 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 especifica implica infraestructura para el pozo por 69,326 USD, *Servicios de soporte* de apoyo a la perforación por 1,478,674 USD, 2,629,308 USD por perforar el pozo exploratorio con objetivo, *Pruebas de formación* en el yacimiento no convencional por 132,664 dólares, *Suministros y materiales* para la perforación por 2,139,505 dólares y Costos por terminación de pozos por 2,249,342 USD.

El monto total de esta Sub-actividad es de 8,698,819 USD, y éste representa el 80.9% del monto de inversión de todo el periodo de exploración.

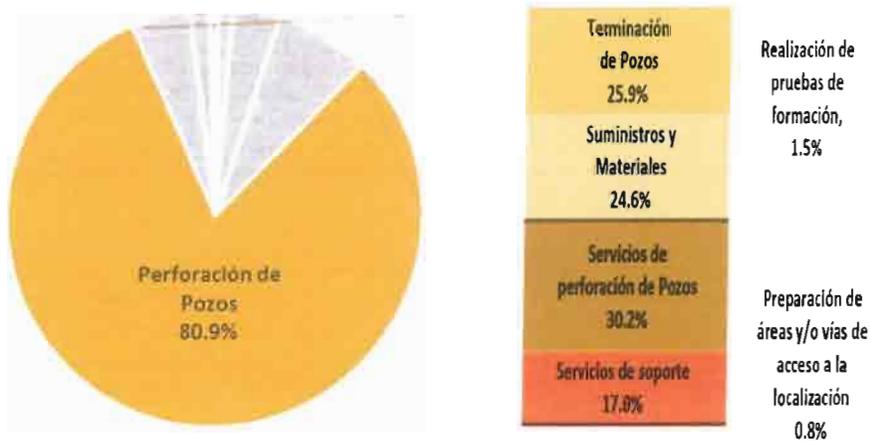


Figura 21. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Perforación de pozos*.

Dentro de esta Sub-actividad, la Tarea de *Servicios de perforación de Pozos*, equivale al 30.2% 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*

El Asignatario indicó realizar un gasto en tal Sub-actividad por 489,450 USD, los cuales equivalen al 4.6% de la inversión total del plan de exploración.

Las Tareas que dentro de tal Sub-actividad se engloban son: *Delimitación de Yacimientos*, la cual implica la delimitación del propio yacimiento no convencional, con un gasto de 240,000 USD, y *Caracterización de Yacimientos* por 249,450 USD.

El rango de referencia para esta Sub-actividad, se construyó a partir de la información de otros proyectos de Evaluación en aguas someras presentados a dictamen de CNH para *Caracterización de Yacimientos*. Para *Delimitación de yacimientos*, se utilizó la referencia del propio Asignatario.

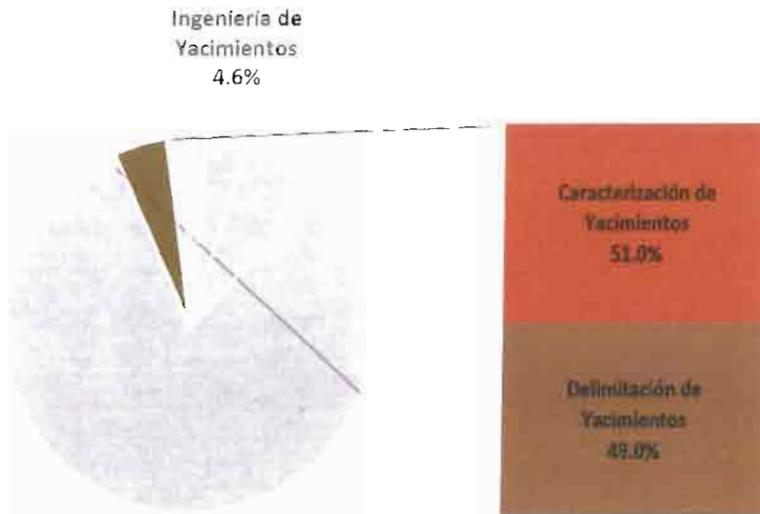


Figura 23. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Ingeniería de Yacimientos*



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

vi. **Sub-actividad *Otras Ingenierías***

En relación a esta Sub-actividad, el Asignatario señala un gasto por 167,100 dólares, para realizar el estudio VCD de la localización, como parte de la Tarea

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Ingeniería conceptual. Tal Costo representa el 1.6% del total de la inversión en el periodo de exploración.

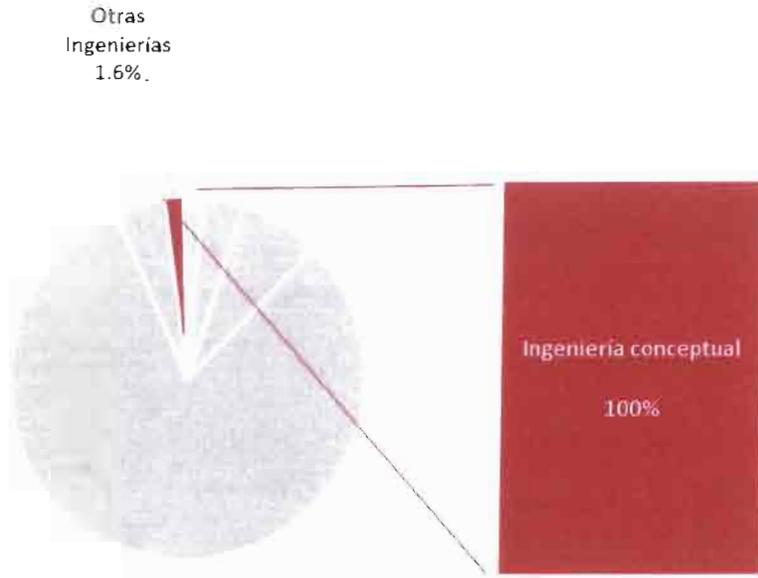


Figura 25. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Otras Ingenierías*.

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.



Figura 26. 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

Los gastos de esta Sub-actividad representan el 0.7% del total de la inversión del periodo de exploración del Asignatario. Dentro de las Tareas que señala realizará, se encuentran: *Estudios de impacto ambiental, Prevención y detección de incendio y fugas de gas, y Tratamiento y eliminación de residuos.*

Al respecto, el Asignatario precisa que el estudio de impacto ambiental implica un gasto de 19.875 mil dólares, en relación a la Tarea de *Prevención y detección de incendio y fugas de gas*, señala que implica los servicios contra incendio durante la perforación del pozo no convencional los cuales costarán 33,992 USD, y para la Tarea *Tratamiento y eliminación de residuos* durante la perforación del prospecto, estima con un gasto de 19,875 dólares.

Seguridad,
Salud y Medio
Ambiente
0.7%

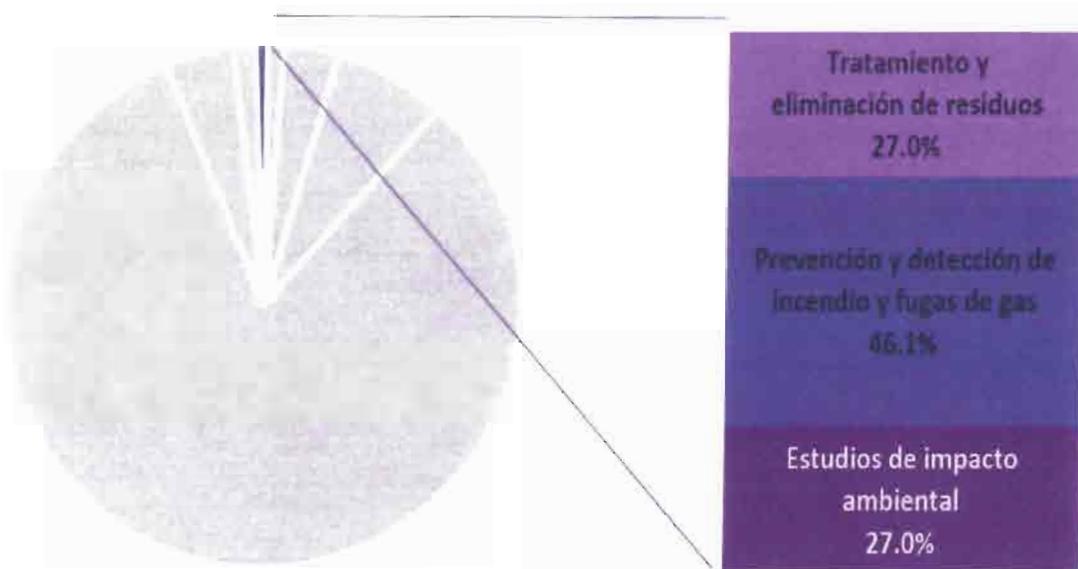


Figura 27. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

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 in blue ink]



Figura 28. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente (Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

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 29).

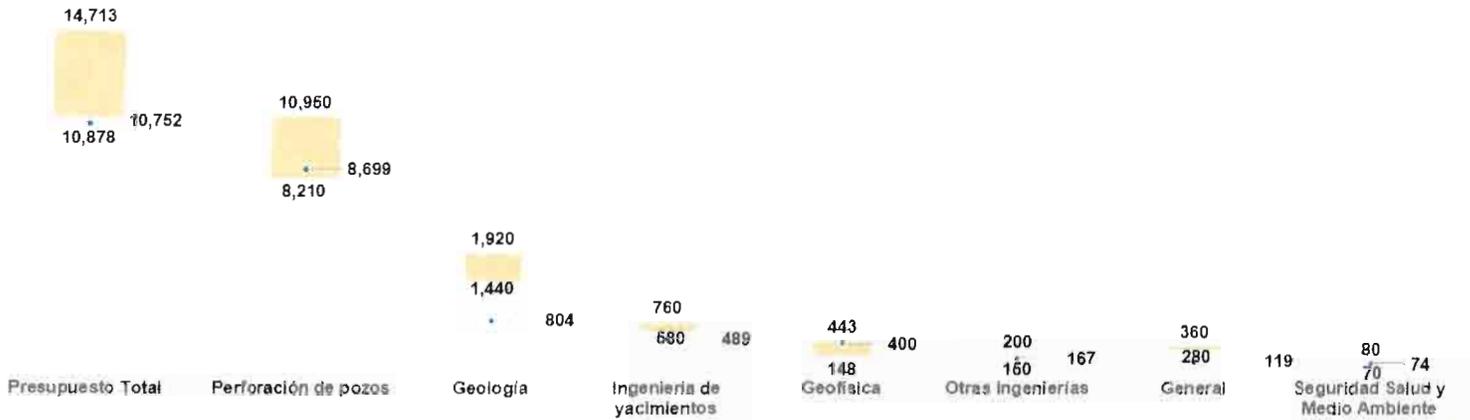


Figura 29. Rango de referencia de Costos para Programa de Inversiones. (Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

(Handwritten signatures and initials in blue ink)

Como se observa en el gráfico, el Programa de Inversiones se encuentra por debajo 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	2016-2034
Precio promedio del aceite ligero (USD por barril)	59.88	59.86
Precio promedio del gas (USD por mmpc)	3.30	4.56
Precio promedio del condensado (USD por barril)	No aplica	46.99
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	9.051
Volumen de producción de gas (mmpc)	18,000	5,263
Volumen de producción condensado (mmb)	No aplica	0.421

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
Valor Presente Neto (VPN) mUSD	26,468	-34,985	172,937	21,345
Valor Presente de la Inversión (VPI) mUSD	141,031	141,031	151,905	151,905
VPN/VPI	0.19	-0.25	1.14	0.14
Tasa Interna de Retorno (TIR)	17 %	-1 %	90 %	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 (escenario1) 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.



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. 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 de 147.5 km ²	1		

Tabla 8. 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 ²)	Área asociada al volumen sísmico reprocesada (km ²)	Indicador: Área asociada al volumen sísmico reprocesada/Área asociada al volumen sísmico a reprocesar (km ² /km ²)
Volumen sísmico reprocesado	147.5		

Tabla 9. Indicador de desempeño del reprocesamiento sísmico como área asociada al volumen sísmico reprocesada.

Entregable al término de la actividad	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio análisis AVO	1		

Tabla 10. Indicador de desempeño del análisis AVO en función de los estudios entregados.

Entregable al término de la actividad	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio de inversión sísmica	1		

Tabla 11. Indicador de desempeño de la inversión sísmica en función de los estudios entregados.

ii. 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 12. 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 13. 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 14. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los éxitos alcanzados.

iii. 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 (MMbbls)	Reserva incorporada (MMbpce)	Indicador Reserva incorporada/ Reservas a incorporar
Jurásico Superior.	0.263		

Tabla 15. Indicador de desempeño para el pronóstico de reservas a incorporar.

iv. 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 ²	7		
Estudios exploratorios	153.8		
Perforación de prospecto	27.8		
Programa de inversión total	188.6		

Tabla 16. Indicador de desempeño para el ejercicio presupuestal.

v. 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	
			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.	5.39	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.	1.57	26
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:		
		Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo		
		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 17. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2016.

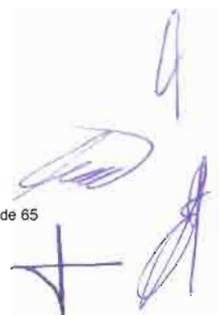
No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2017	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	150.51	27
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	13.08	27
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.	0.52	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:		
		Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo		

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2017	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
		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.	0.18	100

Tabla 18. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2017.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	2018	
			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.	1.74	28
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	14.79	28
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.	0.87	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:		
		Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo		
		Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología		
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas		
		4. Formación especializada		
v.	Infraestructura	5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías		
		Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.		

Tabla 19. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2018.



VIII. Programa de Administración de Riesgos

La Comisión emite este dictamen y la aprobación correspondiente al Plan de Exploración, sin perjuicio de la obligación de 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 signatures and initials in blue ink, including a large signature, a vertical line, and a cross-like mark.

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 los 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.	5.39	26	150.51	27	1.74	28
Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	1.57	26	13.08	27	14.79	28
Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.			0.52	100	0.87	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:						

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 (%)
	Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo						
	Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología						
	3. Valor y regalías de patentes desarrolladas						
	4. Formación especializada						
Infraestructura	5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías			0.18	100		
Total		6.96	26.00	176.96	27.30	17.40	31.60

Tabla 20. 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-0385-M-Soledad, 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.430.2016.0154.

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-0385-M-Soledad, 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 consistentes dadas la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra y del conocimiento del subsuelo, ya que se trata de yacimientos de aceite y gas asociados a lutitas. Lo anterior, conforme al análisis presentado en el numeral V.2, Criterios técnicos y estratégicos de este dictamen.
- **Consideraciones para la evaluación del potencial petrolero y la incorporación de reservas.** Se presenta un Plan sustentado, consistente y acorde a las condiciones geológicas del área y considerando que se trata de yacimientos no convencionales, donde se define como objetivo inicial la generación de imágenes sísmicas de buena calidad, orientadas a la para definición de los límites del yacimiento. En este sentido, propone su estrategia exploratoria basada en los resultados que se obtengan del reprocesamiento de información sísmica a través de la aplicación de algoritmos de última generación, los cuales permitirían incrementar la calidad de la imagen sísmica y la identificación de riesgos asociados. Así mismo, el Plan considera la perforación de un prospecto horizontal (OPS-1), el cual aportaría información necesaria para incrementar el conocimiento geológico del área, además de un entendimiento detallado de los aspectos geológicos, específicamente en yacimientos no convencionales. De los anterior, y considerando la información que se deriven de los estudios considerados en el Plan, permitirían evaluar a detalle las formaciones que posiblemente contengan hidrocarburos, calibrar la sísmica y definir formaciones con mejores características petrofísicas. En conclusión, el Asignatario podría definir evaluar el potencial petrolero dentro del área de la Asignación y probar el concepto asociado al prospecto exploratorio.

- **Exploración eficiente.** En el sentido de la estrategia planteada y de los tiempos programados para la ejecución, se identifica que el Plan es acorde con los objetivos planteados por el Asignatario, ya que a través de la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías apropiadas a la etapa del proceso exploratorio en el que actualmente se encuentra el área de Asignación y mediante la ejecución de las mismas, permitiría probar el concepto de play no convencional, y en este caso generaría un beneficio para el Estado, además de maximizar el valor estratégico del área, a través de la información que se obtenga.

De lo anterior, esta Comisión identifica que la estrategia exploratoria planteada en el Plan, está sustentada sobre las bases sólidas y aspectos técnicos para alcanzar los objetivos en la etapa de exploración del área, generando el soporte necesario hacia el entendimiento geológico dentro área, y con esto sustentar un posible Plan de Desarrollo a través de los objetivos y alcances definidos dentro del 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 herramientas, técnicas, metodologías y tecnologías adecuadas para obtener un mayor conocimiento de los formaciones que posiblemente contengan hidrocarburos, a través de actividades enfocadas al reprocesamiento sísmico, análisis AVO, inversión sísmica elástica, sísmica y la información adquirida durante y posterior a la perforación de los prospectos, para la generación y/o actualización de los modelos geológicos, para definir y proponer prospectos exploratorios adicionales.

En este apartado, se considera que la perforación del prospecto exploratorio OPS-1, en primera instancia incluye la perforación de un pozo piloto vertical, con el objetivo primordial de evaluar la formación de interés con el detalle suficiente para definir el intervalo que contenga las mejores condiciones para navegar horizontalmente en la formación de interés, y con esto evaluar de forma óptima el



potencial productor del play no convencional. Esto, de acuerdo a las mejores prácticas en materia de exploración de play no convencionales asociados a lutitas.

De lo anterior, resulta evidente que las actividades exploratorias quedarían orientadas a la generación de un beneficio para el Estado, para lo cual, se identifica que se aplicarían las mejores prácticas, de conformidad con el análisis presentado en el numeral V.2.

- **Incorporación de reservas.** El Plan presentado por el Asignatario define la posible incorporación de reservas a través de la perforación del prospecto OPS-1, a través de un pronóstico de incorporación de reservas de 0.263 MMbpce. Asimismo, el desarrollo conceptual asociado al éxito exploratorio considera la incorporación de 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de extracción.

- **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 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 y la disminución del riesgo exploratorio asociado. 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 VI, 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. Jennifer Elliott Cruz

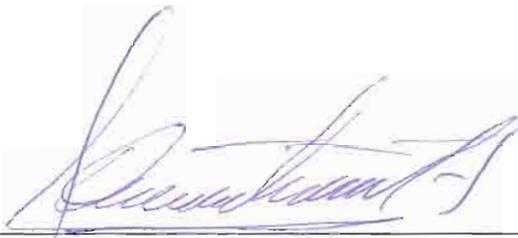
Subdirectora de Información Técnica
Económica



**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



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Anexo 1

Verificación de suficiencia y consistencia de información

Asignación AE-0385-M-Soledad

Diana
+

Análisis de suficiencia de información

Plan de Exploración Modificado – Asignación AE-0385-M-Soledad

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0385-M-Soledad			Asignatario: PEMEX	
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	<input checked="" type="radio"/> Se describe en el documento
I.2.	Objetivos	Descripción de los objetivos generales del Plan de Exploración que incluya las metas físicas, volumétricas e inversiones	S	<input checked="" type="radio"/> Estas metas están incluidas en el Plan de Exploración
I.3.	Estrategia exploratoria	Descripción de la estrategia exploratoria seleccionada que sea acorde con las características geológicas del área	S	<input checked="" type="radio"/> Se describe en el documento
I.4.	Actividades exploratorias principales	Descripción del programa de actividades consideradas en el Plan de Exploración	S	<input checked="" type="radio"/> Información documentada
I.5.	Monto de inversión	Incluir el monto total de inversión considerado en el Plan de Exploración.	S	<input checked="" type="radio"/> Información documentada
I.6.	Datos del personal responsable	Del personal responsable del Plan de Exploración - nombre, cargo, número de teléfono oficina, correo electrónico.	S	<input checked="" type="radio"/> Información documentada
I.7.	Otra información	Información que el Operador Petrolero considere necesaria.	NA	<input type="radio"/>

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

Handwritten signatures and initials in blue ink.

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0385-M-Soledad			Asignatario: PEMEX	
II. Información General				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
II.1.	Identificación del área			
II.1.1	Nombre del Operador Petrolero	Se presenta en el documento	S	Información documentada
II.1.2	Nombre y número de identificación del Contrato o Asignación	Se presenta en el documento	S	Información documentada
II.1.3	Vigencia	Periodo de vigencia definiendo el periodo inicial de exploración y el de la asignación	S	Información documentada
II.1.4	Nombre de la cuenca sedimentaria	Nombre de la cuenca donde se encuentra la Asignación.	S	Información documentada
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.	S	Información documentada
II.2.1	Área del Contrato o Asignación	Se presenta en el documento una breve descripción de la Asignación a escala regional y local, así como mapas y archivos vectoriales	S	Información documentada
II.2.2	Batimetría o elevación del terreno	Presenta el modelo digital de elevación en mapa y archivo rasler.	S	Se presenta en ambos formatos
II.2.3	Prospectos exploratorios	Se menciona el prospección exploratorio dentro de la asignación, así como un mapa de ubicación	S	Se proporcionaron las coordenadas del prospecto
II.2.4	Elementos geográficos y culturales de referencia	Se presenta la descripción, el mapa y los archivos vectoriales de los elementos geográficos y culturales	S	Información documentada
II.2.5	En su caso, campos, pozos e instalaciones petroleras.	Se presentan instalaciones petroleras descritos en el documento y en formato vectorial	S	Se presenta mapa de infraestructura en el documento
II.3.	Contexto geológico regional		S	Información documentada
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	Se describe en el documento
II.3.2	Marco estratigráfico	Descripción de la secuencia estratigráfica del área con las unidades estratigráficas que conforman la columna tipo.	S	Se describe en el documento
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	Se describe en el documento
II.4.	Reseña de antecedentes exploratorios	Descripción de los sistemas petroleros y plays asociados al área así como de las actividades exploratorias previas, incluyendo los resultados obtenidos que permitan ubicar la etapa del proceso exploratorio alcanzado.	S	Información documentada
II.5.	Inventario de información exploratoria inicial	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre del estudio. • Fecha de elaboración. • Objetivos. • Mapa que identifique el área geográfica del estudio. • Parámetros técnicos de adquisición y procesamiento correspondiente a Gravimetría, Magnetometría, Electromagnéticos y Sísmica. • Resumen de resultados. • Autores. • Información complementaria que el Operador Petrolero considere. Incluir para cada etapa la siguiente información, según corresponda:	S	Información documentada

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS
Asignación: AE-0385-M-Soledad Asignatario: PEMEX

II. Información General

Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
II.5.1	Evaluación del Potencial Petrolero	Resumen de estudios geofísicos, geológicos y geoquímicos que se hayan realizado en el área o de alcance regional, referentes a cuencas, sistemas petroleros y plays. Incluir relación de estudios, mapa de localización, objetivos, resumen de resultados, fecha de elaboración y autores.	S	Información documentada
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 existen este tipo de estudios
II.5.3	Caracterización y delimitación inicial de los yacimientos	Resumen de la información referente a estudios geofísicos, geológicos, geoquímicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos que se hayan realizado en el	NA	Dentro de la asignación no existen este tipo de estudios
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 petrolero de cada uno
II.6.1.	Pozos exploratorios			
II.6.1.1	Nombre			
II.6.1.2	Coordenadas geográficas			
II.6.1.3	Fecha de inicio de perforación y conclusión			
II.6.1.4	Elevación de la mesa rotana			
II.6.1.5	Tirante de agua o elevación del terreno, según			
II.6.1.6	Profundidad total vertical y desarrollada			
II.6.1.7	Columna geológica			
II.6.1.8	Intervalos productores			
II.6.1.9	Resultados de pruebas de producción			
II.6.1.10	Tipo de hidrocarburos.			
II.6.1.11	Resultado final			
II.6.2.	Plays productores y reservas.			
II.6.2.1	Nombre del campo			
II.6.2.2	Año de descubrimiento			
II.6.2.3	Formación / Edad geológica			
II.6.2.4	Área			
II.6.2.5	Espesor			
II.6.2.6	Profundidad			
II.6.2.7	Presión del yacimiento			
II.6.2.8	Intervalos productores			
II.6.2.9	Arreglo geométrico de pozos			
II.6.2.10	Principales características petrofísicas			
II.6.2.11	Tipo de hidrocarburos			
II.6.2.12	Volumen original			
II.6.2.13	Factores de recuperación de aceite y gas			
II.6.2.14	Reservas originales			
II.6.2.15	Reservas remanentes			
II.6.2.16	Recuperación final estimada (EUR)			
II.6.2.17	Promedio de Contenido Orgánico Total			
II.6.2.18	Madurez termal			
II.6.2.19	Contenido de arcilla			
II.6.2.20	Mapa de ubicación geográfica			
Presentar los volúmenes de reservas 1P, 2P y 3P y/o de recursos contingentes 1C, 2C y 3C correspondientes a cada campo que se encuentre dentro del área del Contrato o Asignación. En el caso de campos que se encuentren parcialmente dentro del área del Contrato o Asignación, se deberán presentar los volúmenes de reservas que en su caso correspondan.				
II.7.	Estimación preliminar de recursos prospectivos	Resultados de las evaluaciones volumétricas de los recursos prospectivos realizadas por el operador por medio de una base de datos de prospectos exploratorios reconocidos y en cartera, incluyendo por objetivo, parámetros volumétricos, volúmenes de recursos prospectivos de aceite y gas, así como probabilidad de éxito geológico. Incluir además fichas ejecutivas de los prospectos identificados por el operador, que contengan:	S	Información documentada
II.7.1.	Mapa estructural preliminar de cada prospecto;		S	Información documentada
II.7.2.	Sección(es) sísmica(s) representativa(s) interpretada(s);		S	Información documentada
II.7.3	Tirante de agua o elevación del terreno;		S	Información documentada
II.7.4.	Volumen de recursos prospectivos asociados a los		S	Evaluación determinística
II.7.5.	La probabilidad de éxito geológico estimada, por		S	Evaluación determinística
II.7.6.	Profundidad de los objetivos;		S	Información documentada
II.7.7.	Profundidad total programada.		S	Información documentada

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

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0385-M-Soledad			Asignatario: PEMEX	
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.	Número de pozos exploratorios		S	Información documentada
III.1.1.2.	Cobertura en km ² de adquisición de información geofísica		NA	No se contempla adquisición
III.1.1.3.	Cobertura en km ² de procesamiento de información geofísica		S	Información documentada
III.1.1.4.	Principal enfoque de los estudios exploratorios dentro de la cadena de valor		S	Información documentada
III.1.2.	Metas volumétricas.			
III.1.2.1.	Principal tipo de hidrocarburo esperado		S	Información documentada
III.1.2.2.	Evaluación del potencial petrolero		S	Información documentada
III.1.2.3.	Documentación de recursos prospectivos		S	Comentario
III.1.2.4.	Incorporación de reservas		S	Evaluación determinística
III.1.3.	Inversión total desglosada.		S	Información documentada
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	Información documentada
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	Información documentada
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.	S	Información documentada
III.3.1.1.	Aspectos estratégicos		S	Información documentada
III.3.1.2.	Escenarios de incorporación de reservas		S	Información documentada (menciona "La estimación de este punto es una evaluación determinística y solo se contempla un escenario con dos pozos exploratorios en el periodo 2016-2018, con una reserva de 0.263 MMbpce")
III.3.1.3.	Indicadores económicos de los escenarios considerados		S	Información documentada
III.3.1.4.	Costo-beneficio.		S	Información documentada, tiene mismo dato para VP/VPPI
III.3.1.5.	Riesgos exploratorios.		S	Menciona los factores de riesgo y no las probabilidades
III.3.1.6.	Aspectos ambientales.		S	Actualmente se está elaborando un documento resolutorio para cubrir este punto.
III.3.1.7.	Información complementaria que el operador petrolero considere.		NA	
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	Información documentada
III.4.	Programa de actividades	Los Operadores deberán presentar los programas de actividades exploratorias dando cumplimiento a los términos y condiciones del Contrato o Asignación, considerando las mejores prácticas en la industria petrolera y atendiendo las instrucciones que se detallan a continuación. Además deberán presentar todas las actividades indicando fechas estimadas de inicio y término integradas en un cronograma		
III.4.1.	Programa de adquisición y/o procesamiento de información geofísica: sísmica, métodos potenciales, electromagnéticos, según corresponda.			
III.4.1.1.	Nombre del estudio.		S	Información documentada
III.4.1.2.	Objetivos particulares.		S	Información documentada
III.4.1.3.	Alcances de las actividades.		S	Incompleto
III.4.1.4.	Cubrimiento en km o km ² .		S	Información documentada
III.4.1.5.	Metodologías y tecnologías.		S	
III.4.1.6.	Parámetros de adquisición y procesamiento		S	Por definir
III.4.1.7.	Algoritmos y Tipo de procesamiento		S	Incompleto
III.4.1.8.	Periodo.		S	Información documentada
III.4.2.	Programa de estudios exploratorios	Programa de estudios exploratorios.- Listar y describir los estudios exploratorios, según corresponda, enfocados al contexto regional, evaluación de sistemas petroleros, evaluación de plays, prospectos y/o caracterización de yacimientos, con la siguiente información.	S	Información documentada
III.4.2.1.	Nombre del estudio		S	Información documentada
III.4.2.2.	Objetivos particulares		S	Información documentada



PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0385-M-Soledad			Asignatario: PEMEX	
III. Plan de Exploración				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
III 4.2.3	Alicances		S	Información documentada
III 4.2.4	Penodo		S	Información documentada
III 4.2.5	Tipos de estudios	Describir los estudios a realizar, de acuerdo con la siguiente categorización, la cual es enunciativa mas no limitativa	S	Información documentada
	Marco Estratigráfico y Sedimentológico.	Análisis e interpretación de las secuencias sedimentarias, así como la determinación del marco cronoestratigráfico	S	
	- Caracterización de facies			
	- Bioestratigrafía			
	Caracterización Petrográfica y de Propiedades	Determinación y cuantificación de la composición mineralógica de las lutitas	S	
	- Análisis de Laboratorio			
	- Caracterización litológica y mineralógica			
	- Caracterización sistemas porosos y permeabilidad			
	- Modelado geomecánico de rocas			
	- Evaluación de formaciones de lutitas			
	Caracterización Geoquímica de rocas generadoras	Descripción de los estudios para determinar los tipos de kerogeno y la riqueza orgánica de las formaciones de lutitas, así como el cálculo de los volúmenes de gas en estado libre y en estado adsorbido.	S	
	- Desorción termo-mecánica			
	- Análisis de laboratorio			
	- Caracterización geoquímica de hidrocarburos			
	Modelado Geológico de Sistemas Petroleros	Describir las actividades orientadas a determinar los modelos numéricos de generación y acumulación de gas y de aceite en las formaciones de lutitas	S	
	- Modelos 3D y sección			
	- Calibración de historia térmica			
	- Modelado geoquímico composicional			
	- Generación y saturación de HC			
	- Modelado composicional y de distribución espacio-temporal de hidrocarburos generados			
	Análisis de incertidumbre y de riesgo.-	Cuantificación de la incertidumbre de los factores geológicos críticos en los modelos de los procesos y elementos de los sistemas petroleros, para apoyar la toma de decisiones con los escenarios de menor riesgo	S	
	Estimación de recursos	Determinación del potencial in situ de gas y aceite en las formaciones objetivo:		
	- Jerarquización de oportunidades y localizaciones exploratorias.			
	- Evaluación de recursos prospectivos de gas/aceite.			
	Programa preliminar de	Selección de las tecnologías de perforación a utilizar en yacimientos de gas/aceite		
	- Perforación y terminación de pozos piloto y pozos horizontales.		S	Información documentada
	- Coordenadas geográficas.		S	Información documentada
	- Elevación del terreno.		S	Información documentada
	- Profundidad total programada.		S	Información documentada
	- Desplazamiento horizontal total programado.		S	Información documentada
	- Columna geológica probable.		S	Información documentada
	- Objetivos estratigráficos y profundidades.		S	Información documentada
	- Tipo de hidrocarburo esperado.		S	Información documentada
	- Programa preliminar de toma de información y muestreo de núcleos.		S	Información documentada
	- Registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales.		S	Información documentada
	- Estudios de micro sismicidad.		S	Información documentada
	- Perfiles sísmicos verticales (VSP)		S	Información documentada
	- Pruebas de formación.		S	Información documentada
	- Pruebas PVT.		S	Información documentada
	- Fracturamiento hidráulico.		S	Información documentada
III.5.	Pronóstico de Incorporación de Reservas	Derivado de la cartera de prospectos exploratorios y del plan de perforación con la alternativa estratégica más viable.	S	
III.5.1.	Escenarios de incorporación de reservas.		S	Solo se incluye un escenario con un pronóstico de incorporación de reserva de 0.263 MMBpce

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0385-M-Soledad		Asignatario: PEMEX		
III. Plan de Exploración				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
III.5.2	Criterios de jerarquización de escenarios		S	Contenidos de la Gerencia de Recursos y Reservas México, el campo analizado arroja indicadores económicos positivos
III.5.3.	Descripción técnica del mejor escenario de incorporación de Reservas y sus volúmenes asociados (estimación alta, mejor estimado y estimación baja)		S	
III.5.3.1	Numero estimado de pozos de desarrollo asociados al posible éxito exploratorio		S	se plantea perforar 45 pozos de desarrollo
III.5.3.2	Arreglo geométrico preliminar de pozos		S	Información documentada
III.5.3.3	Recuperación final estimada (EUR)		S	Información documentada
III.5.3.4	Perfiles de producción de aceite		S	Información documentada
III.5.3.5	Perfiles de producción de gas		S	Información documentada
III.6.	Opciones tecnológicas			
III.6.1	Identificación de retos tecnológicos	Descripción de los retos tecnológicos identificados para llevar a cabo las actividades de exploración	S	Información documentada
III.6.2.	Criterios de selección de tecnologías exploratorias	Descripción de criterios de selección de las tecnologías exploratorias que permitirán elevar la eficiencia para alcanzar los objetivos y resultados planteados con un menor requerimiento de recursos, o que incrementan la efectividad reduciendo el margen de incertidumbre.	S	Información documentada
III.6.3	Descripción de tecnologías a utilizar	Descripción de la(s) alternativa(s) tecnológica(s) a utilizar en el proceso exploratorio del área contractual y una declaración indicando que la(s) tecnología(s) empleada(s) corresponden a las Mejores Prácticas de la industria	S	Información documentada
III.7.	Programa de inversiones			
		Presentar una tabla relacionada con las inversiones asociadas a cada elemento del programa de actividades, actualizada para el periodo de exploración y expresada en millones de dólares (MMUSD), considerando.	S	Información documentada
III.7.1	Adquisición y procesamiento de información geofísica,		S	
III.7.2	Estudios exploratorios,		S	
III.7.3	Perforación de pozos exploratorios		S	
III.7.4	Definición y caracterización inicial		NA	Etapa de evaluación de PP
III.8.	Evaluación económica			
		Evaluación económica antes y después de impuestos del Plan de Exploración, incluyendo las premisas utilizadas en la evaluación por el Operador Petrolero. De dicha evaluación se deberá estimar al menos los valores de los siguientes indicadores:		
III.8.1.	Premisas:		S	Información documentada
	• Precio del crudo		S	Información documentada
	• Precio de gas		S	Información documentada
	• Precio del condensado		S	Información documentada
	• Tasa de descuento		S	Información documentada
	• Tipo de cambio		S	Información documentada
	• Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente		S	Información documentada
	• Costo de pozos exploratorios		S	Información documentada
	• Costo de pozos de desarrollo		S	Información documentada
	• Costo por transporte		S	El método utilizado para su cálculo es determinístico
	• Y las demás que el Operador Petrolero considere para la evaluación económica		NA	
III.8.2.	Indicadores:		S	Información documentada
	• Valor Presente Neto (VPN).		S	Información documentada
	• Valor Presente de la Inversión (VPI).		S	Información documentada
	• VPN/VPI		S	Información documentada
	• Relación de Beneficio-coste (RBC).		S	Anteriormente se indica con el mismo valor del VPN/VPI
	• Tasa Interna de Retorno (TIR).		S	Información documentada
	• Costo de Descubrimiento.		S	No se incluye en la evaluación económica.
III.9.	Programa de administración de riesgos	Presentar, como un documento anexo al Plan de Exploración, el Programa de administración de riesgos que incluya las acciones y medidas de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como de mejora del desempeño, de conformidad con el Sistema de Administración. Este programa se deriva del Sistema de Administración y deberá ser presentado a la Comisión, quien a su vez lo remitirá a la Agencia Nacional de Seguridad y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos para su aprobación.	S	Anexo I al Plan

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

PLAN DE EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0385-M-Soledad			Asignatario: PEMEX	
IV. Primer programa de trabajo				
Ubicación en la Guía	Información solicitada	Información detallada	Suficiencia (S, I o NA)	Comentario
IV 1	Primer programa de actividades	El primer Programa de Trabajo será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración para la aprobación de la Comisión. El primer Programa de Trabajo deberá cubrir las Actividades Petroleras a realizarse durante el primer año contractual y durante el resto del año en el que termine el primer año contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Programa de Trabajo de cada Año, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior.	NA	Esta fracción hasta el momento es exclusiva para contratos
IV 2	Primer presupuesto de Exploración	El primer Presupuesto de Exploración será presentado simultáneamente con el Plan de Exploración. El primer Presupuesto deberá incluir los Costos a incurrirse durante el primer Año Contractual y los Costos a incurrirse durante el resto del Año en el que termine el primer Año Contractual. El Operador Petrolero deberá presentar el Presupuesto de cada Año subsiguiente, a más tardar el 30 de septiembre del Año inmediato anterior. El presupuesto de Exploración Anual, deberá ser congruente con el Programa de Trabajo.	NA	Esta fracción hasta el momento es exclusiva para contratos
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 EXPLORACIÓN PARA HIDROCARBUROS ASOCIADOS A LUTITAS				
Asignación: AE-0385-M-Soledad			Asignatario: PEMEX	
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	A la fecha no se han realizado actividades de exploración por lo que este indicador constituye el plan de exploración propuesto
V.2	Avance en la perforación de pozos	Pozos perforados vs pozos programados	S	A la fecha no se han realizado actividades de exploración por lo que este indicador constituye el plan de exploración propuesto
V.3	Estudios exploratorios	Estudios realizados vs estudios programados	S	A la fecha no se han realizado actividades de exploración por lo que este indicador constituye el plan de exploración propuesto
V.4	Adquisición o procesamiento de información geofísica	Estudios geofísicos realizados vs estudios geofísicos programados	S	A la fecha no se han realizado actividades de exploración por lo que este indicador constituye el plan de exploración propuesto
V.5	Volumen de recursos prospectivos	Recursos prospectivos iniciales vs recursos prospectivos incrementales.	S	A la fecha no se han realizado actividades de exploración por lo que este indicador constituye el plan de exploración propuesto
V.6	Volumen de reservas incorporadas	Reservas incorporadas vs pronóstico de incorporación de reservas	S	A la fecha no se han realizado actividades de exploración por lo que este indicador constituye el plan de exploración propuesto
V.7	Contenido nacional	% de contenido nacional por año.	S	Programa de Contenido Nacional conforme a los artículos 13 y 14 de los Lineamientos.

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

