



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.55.005/16 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS EMITE DICTAMEN TÉCNICO Y SE PRONUNCIA RESPECTO DEL PROYECTO DE PLAN DE EXPLORACIÓN PROPUESTO PARA LA ASIGNACIÓN AE-0388-M-MIQUETLA.

RESULTANDO

PRIMERO.- Que el 11 de agosto de 2014 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (el *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 (en adelante, 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 de 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 (En adelante Secretaría), emitió y otorgó a Petróleos Mexicanos el título de asignación A-0388-Miquetla para realizar actividades de Extracción de Hidrocarburos y, en consecuencia, con fecha 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, empresa productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos (en adelante, PEMEX) se obliga a llevar a cabo las actividades petroleras de Extracción bajo los términos y condiciones señalados en dicho plan.

CUARTO.- Que el 13 de marzo de 2015, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.05.001/15, por la que se expidieron los Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para dictaminar técnicamente los Planes de Exploración o de Desarrollo para la Extracción, correspondientes a las Asignaciones petroleras (en adelante, Lineamientos).

QUINTO.- 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-0388-Miquetla.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En respuesta al oficio señalado en el párrafo anterior, el 29 de junio de 2015, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.21.001/15, por medio de la cual proporcionó su opinión técnica respecto a la modificación de dicho título de Asignación.

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-0388-Miquetla, a fin de incluir los derechos de Exploración respecto de recursos prospectivos no convencionales.

En respuesta al oficio señalado en el párrafo anterior, el 10 de agosto de 2015, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.28.001/15, por medio de la cual proporcionó su opinión técnica respecto a la modificación de dicho título de Asignación y solicitó la presentación del Plan de Exploración respectivo.

SEXTO.- Que la Secretaría determinó procedente la modificación de los términos y condiciones de la Asignación y continuó con el correspondiente otorgamiento del nuevo título de Asignación AE-0388-M-Miquetla (en adelante, Asignación), el cual fue expedido el 1 de septiembre de 2015.

SÉPTIMO.- Que el 10 de noviembre de 2015, mediante oficio 220.1995/2015, la Comisión dio inicio de oficio al procedimiento para dictaminar técnicamente el Plan de Exploración asociado a la Asignación (en adelante, Plan de Exploración), en atención a elemento quinto del título de la Asignación y el artículo 14 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, aunado a lo anterior, requirió a PEMEX para presentar el Plan de Exploración o en su caso realizará las manifestaciones procedentes.

OCTAVO.- Que en respuesta a la solicitud referida en el Resultando que antecede, mediante oficio PEP-DDP-SGA-075-2015, recibido en la Comisión el 17 de noviembre de 2015, PEMEX informó a esta Comisión, que el 19 de diciembre de 2014 solicitó a la Secretaría la migración de la Asignación a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y que dicha solicitud se encontraba en trámite.

En consecuencia, mediante oficio 220.2065/2015 del 18 de noviembre de 2015, la Comisión suspendió el proceso para dictaminar técnicamente el Plan de Exploración, hasta en tanto la Secretaría resolviera respecto del proceso de migración en trámite.

NOVENO.- Que mediante oficio 500.-058/16, hecho del conocimiento de la Comisión el 4 de marzo de 2016, la Secretaría resolvió el procedimiento de migración referido en el Resultando que antecede, determinando no procedente la solicitud presentada por PEMEX.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En atención a dicha determinación, mediante oficio 220.0824/2016 del 9 de mayo de 2016, la Comisión dio por concluida la suspensión del proceso para dictaminar técnicamente el Plan de Exploración y requirió a PEMEX a efecto de presentar dicho plan para aprobación.

DÉCIMO.- Que mediante oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-110-2016, emitido por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de PEMEX, recibido en la Comisión el 26 de mayo de 2016, PEMEX presentó el Plan de Exploración para aprobación de la Comisión.

DÉCIMO PRIMERO.- Que mediante oficio 220.1322/2015 del 28 de junio de 2016, la Comisión previno a PEMEX para presentar diversa información en relación al Plan de Exploración,

En respuesta, mediante oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-200-2016, emitido por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de PEMEX, recibido en la Comisión el 28 de julio de 2016, PEMEX remitió diversa información en atención a dicha prevención.

DÉCIMO SEGUNDO.- Que mediante oficio 220.1453/2016 del 16 de julio de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía el Plan de Exploración presentado por PEMEX y solicitó su opinión en relación al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional.

DÉCIMO TERCERO.- 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, PEMEX remitió diversas aclaraciones y adecuaciones a la información presentada en el Plan de Exploración, las cuales fueron notificadas a la Secretaría de Economía mediante oficio 220.2115/2016 del 30 de septiembre de 2016.

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, recibido en la Comisión el 4 de octubre de 2016, la Secretaría de Economía emitió su opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional presentado por PEMEX para el Plan de Exploración.

DÉCIMO CUARTO.- Que mediante oficio 220.1951/2016 del 12 de septiembre de 2016, la Comisión notificó a PEMEX la ampliación del plazo por sesenta días naturales para emitir la Resolución en relación al Plan de Exploración. Lo anterior, de acuerdo a lo establecido en el artículo 31 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

DÉCIMO QUINTO.- Que la Dirección General de Dictámenes de Exploración de esta Comisión (en adelante, DGDE) adscrita a la Unidad Técnica de Exploración de este órgano regulador en coordinación con la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (en adelante,



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DGEEE) adscrita al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos revisaron y analizaron la información adjunta al Plan de Exploración, así como a la diversa información remitida y proporcionaron los elementos técnicos considerados para determinar el sentido de la presente Resolución.

DÉCIMO SEXTO.- Que la Dirección General de Contratos (en adelante, DGC) adscrita a la Unidad Jurídica de la Comisión, emitió opinión jurídica en cuanto a que el Órgano de Gobierno cuenta con la competencia para emitir la presente Resolución dentro del plazo, y en atención a los elementos técnicos presentados por la DGDE en el dictamen respectivo, a fin de que resulte jurídicamente viable su pronunciamiento con respecto a la aprobación del Plan de Exploración. Asimismo, la DGC se pronunció respecto de la aplicación de los Lineamientos en el procedimiento de mérito, toda vez que los mismos se encontraban vigentes cuando se inició el mismo.

DÉCIMO SÉPTIMO.- Que derivado de la presentación del Plan de Exploración, la Comisión debe emitir un Dictamen Técnico respecto al Plan de Exploración presentado por PEMEX (en adelante, el Dictamen Técnico). Lo anterior, en términos de lo dispuesto por los artículos 7, fracción III, 43, fracción I, inciso c) y 44, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos, así como 5 apartado A, 11, 12, 17, fracción I, 18, fracciones I, II, IV y V, de los Lineamientos, vigentes a la fecha de inicio del proceso para dictaminar técnicamente el Plan de Exploración materia de la presente Resolución.

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para aprobar la propuesta de Plan de Exploración presentada por PEMEX. Lo anterior en términos de los artículos 1, 7, fracción III, 43, fracción I, inciso c), 44, fracción I y 47 fracción V, de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII, 38, fracciones I y III, y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 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; 5 apartado A, 11, 12, 17, fracción I, 18, fracciones I, II, IV y V, de los Lineamientos y 1, 10, fracción I, 11 y 13, fracciones II, inciso f), XI y XIII del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

SEGUNDO.- Que la Comisión debe ejercer sus funciones procurando elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y gas natural en el largo plazo, considerando la viabilidad económica de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el área de Asignación, así como su sustentabilidad.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

TERCERO.- Que la Comisión resolverá sobre la propuesta de Plan de Exploración, a fin de verificar que el mismo permita la consecución de los objetivos establecidos en el título de Asignación y de conformidad con los artículos 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en materia Energética y 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, 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 el Dictamen Técnico que emita la Comisión deberá evaluar, entre otros aspectos, 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, para lo cual, la Comisión deberá atender a las etapas del procedimiento previsto en el artículo 8 de los Lineamientos, a saber:

- I. Verificación de suficiencia de información;
- II. Evaluación del Plan de Exploración, y
- III. Emisión del Dictamen Técnico respectivo.

QUINTO.- Que por lo que se refiere a la evaluación del Plan de Exploración, la Comisión llevó a cabo el análisis de la información remitida por PEMEX, referida en los Resultandos que anteceden, en términos de lo dispuesto por los artículos 8, fracción II y 17, fracción I de los Lineamientos. Derivado de dicha evaluación realizada por la DGDE y la DEEE de esta Comisión, se concluyó lo siguiente:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- I. Exploración eficiente de la Asignación, considerando actividades, metas exploratorias, tiempos y las inversiones a erogar.

La estrategia exploratoria planteada, así como los tiempos de ejecución y presupuesto programados son acordes con los objetivos planteados por el en el Plan de Exploración. En este sentido, las técnicas, metodologías y tecnologías resultan apropiadas a la etapa de evaluación del potencial petrolero en que actualmente se encuentra y su aplicación permitiría probar el concepto de play no convencional y, en caso de éxito, generar un beneficio para el Estado, aportando información valiosa para el entendimiento de este tipo de plays y generar valor estratégico en el área a nivel de cuenca.

Lo anterior permitiría acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país y promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos, en apego a lo establecido en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- II. La observancia de las mejores prácticas en la industria petrolera a nivel internacional, para todas las etapas del proceso exploratorio, tomando en consideración la utilización de las tecnologías reconocidas por su capacidad de resolución y de predicción. Lo anterior, con la finalidad de reducir en lo posible la incertidumbre geológica.

Tomando en consideración el nivel de conocimiento alcanzado por PEMEX en las diversas etapas de Exploración y producción, han permitido la maduración de prospectos lo suficientemente documentados para iniciar la etapa de perforación y probar el play no convencional en el Jurásico Superior Pimienta conforme a las mejores prácticas en la industria petrolera.

- III. La incorporación de Reservas y la delimitación del Área de Asignación.

El Plan de Exploración presentado por Pemex define la posible incorporación de reservas a través de la perforación del prospecto OPS-1, para el cual se presenta un pronóstico de incorporación de reservas de 0.263 MMbpce. Para el caso de éxito exploratorio, se propone un desarrollo conceptual con oportunidad de incorporar 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de Extracción. De acuerdo a estos pronósticos, el resultado exitoso representaría la reposición de las reservas de hidrocarburos y promovería el desarrollo de las actividades de



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 39, fracción III de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- IV. Evaluación integrada de capacidades técnicas, financieras y de ejecución. Del análisis realizado en el apartado IV.3 del Anexo Único de la presente Resolución, se advierte que Pemex cuenta con personal capacitado y tecnología disponible para la Exploración y Explotación de hidrocarburos conforme a las mejores prácticas, ha obtenido resultados positivos en plays no convencionales fuera del área de la Asignación y ha ejecutado numerosos proyectos de inversión que respaldan sus capacidades financieras, por lo que esta Comisión considera que PEMEX cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución adecuadas para llevar a cabo las actividades contempladas en el Plan de Exploración propuesto.

Lo anterior, en términos del apartado VII del Anexo Único de la presente Resolución.

Por lo que respecta al programa del Cumplimiento de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2016.154, recibido el 4 de octubre de 2016, emitió su opinión favorable respecto del Programa del Cumplimiento de Contenido Nacional relacionado al Plan de Exploración presentado por PEMEX. Aunado a lo anterior refirió lo siguiente:

"...esta Unidad confirma su opinión favorable respecto de los Programas de Cumplimiento actualizados para las asignaciones AE-0388-M-Miquetla..., 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."

- V. Evaluación de la suficiencia y consistencia de la información contenida en el Plan de Exploración

De conformidad con la revisión y evaluación de la información presentada por Pemex como parte del proceso para dictaminar el Plan de Exploración, la Comisión advierte que dicha información fue suficiente y consistente para llevar a cabo la evaluación a la que se refiere el presente dictamen técnico.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 19 de los Lineamientos, el dictamen que emita la Comisión se realizará sin perjuicio de las disposiciones que PEMEX deba cumplir en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente, ante las autoridades competentes. En



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (en adelante, Agencia).

Aunado a lo anterior, para la ejecución de las actividades propuestas en el Plan de Exploración deberá cumplir con la normativa emitida por esta Comisión, de manera particular en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos y perforación de Pozos, además de presentar la información necesaria para el seguimiento del Plan de Exploración, aprobado por esta Comisión, de conformidad con los Lineamientos y demás normativa aplicable.

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

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar el Plan de Exploración presentado por PEMEX, toda vez que el mismo resulta adecuado desde un punto de vista técnico y acorde con las características del área de la Asignación, en los términos previstos en el Considerando Quinto y el Anexo Único de la presente Resolución.

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

TERCERO. Sujetar a PEMEX a que previo al inicio de las actividades previstas en el Plan de Exploración obtenga de la Agencia la aprobación del Programa de Administración de Riesgos, en términos del Considerando Quinto de la presente Resolución.

CUARTO.- Hacer del conocimiento de PEMEX que para la ejecución de las actividades propuestas en el Plan de Exploración deberá cumplir con la normativa emitida por esta Comisión, de manera particular en lo referente a las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos y perforación de Pozos, además de presentar la información necesaria para el seguimiento del Plan de Exploración aprobado por esta Comisión, de conformidad con los Lineamientos y demás normativa aplicable.

QUINTO.- Notificar el contenido de la presente Resolución a PEMEX, y hacer del conocimiento de la Secretaría, de la Secretaría de Economía, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, de la Agencia, así como a la Dirección General de Contratos y a la Dirección General de



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Administración de Asignaciones y Contratos de Exploración en esta Comisión, para los efectos legales a que haya lugar.

SEXTO.- Inscribir la presente Resolución CNH.E.55.005/16 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 PORRES LUNA
COMISIONADA**

**NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO**

**SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO**

**HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO**

**HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO**

**GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO**

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico
del Plan de Exploración de la
Asignación
AE-0388-M-Miquetla

Octubre de 2016



Página 1 de 51



Contenido

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	PROCESO PARA DICTAMINAR EL PLAN DE EXPLORACIÓN Y ASPECTOS A EVALUAR	6
III.	ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	10
III.1.	OBJETIVOS Y ALCANCES	13
III.2.	ANTECEDENTES EXPLORATORIOS	13
III.3.	RESERVAS DE LA ASIGNACIÓN	16
IV.	ANÁLISIS DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	17
IV.1.	PROGRAMA DE ACTIVIDADES	17
IV.1.1	ESTUDIOS EXPLORATORIOS	19
IV.1.2	PROSPECTO A PERFORAR	21
IV.2.	RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y RESERVAS A INCORPORAR	26
IV.3.	CAPACIDADES OPERATIVAS	28
V.	ANÁLISIS ECONÓMICO	30
VI.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	46
IV.1.1	ESTUDIOS EXPLORATORIOS	46
IV.1.2	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS	46
IV.1.3	RESERVAS A INCORPORAR	47
IV.1.4	PRESUPUESTO	47
IV.1.5	INFORMACIÓN ADICIONAL PARA SEGUIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	47
VII.	RESULTADO DEL DICTAMEN	49

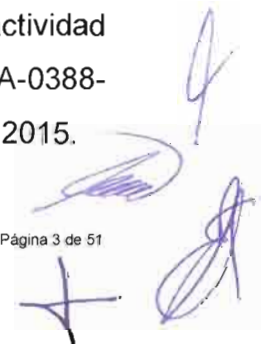
I. Introducción

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

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-0388-Miquetla para realizar actividades de extracción de hidrocarburos dentro del marco del proceso denominado Ronda 0.

Mediante oficio PEP-SDN-211-2015 de fecha 20 de mayo de 2015, Pemex sometió a consideración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) la aprobación del Plan de Exploración para la Asignación A-0388-Miquetla, así como modificaciones al Plan de Desarrollo para la Extracción. Paralelamente, 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 A-0388-Miquetla, mediante el oficio PEP-CD-050-2015 con fecha del 31 de julio de 2015.



Mediante oficio PEP-SDN-335-2015 de fecha seis de julio de dos mil quince, Pemex presentó a la Comisión el desistimiento de la solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Lo anterior, sin perjuicio de la solicitud de aprobación del Plan de Exploración.

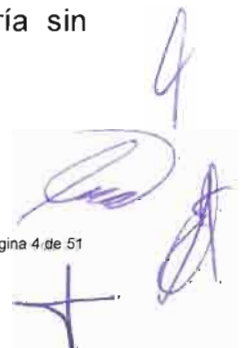
En respuesta a éste último, el 2 de septiembre de 2015, la Secretaría aprobó modificar la Asignación para quedar como AE-0388-M-Miquetla (en adelante Asignación) por lo que Pemex, mediante oficio PEP-DDP-SGA-012-2015 de fecha 25 de septiembre de 2015, solicitó dejar sin materia el Plan de Exploración presentado anteriormente, dejando a salvo los derechos respecto al pago de aprovechamientos.

El Elemento Quinto, inciso (A), de la Asignación señala un periodo máximo de 40 días hábiles para presentar el Plan de Exploración (en adelante Plan) para aprobación de la Comisión.

La Comisión a través del oficio 220.1995/2016 del 10 de noviembre de 2015, inició de oficio el procedimiento para dictaminar técnicamente. Dicho procedimiento se registró por lo establecido en la *Resolución CNH.E.05/001/15 por la que la Comisión Nacional De Hidrocarburos emite los Lineamientos por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para dictaminar técnicamente los planes de exploración o de desarrollo para la extracción, correspondientes a las asignaciones petroleras* (en adelante Lineamientos).

En atención a lo señalado en el párrafo anterior, mediante oficio PEP-DDP-SGA-075-2015 de fecha 13 de noviembre de 2015, Pemex informó a la Comisión que la Asignación se encontraba sujeta a un proceso de migración a Contrato para la Exploración y Extracción (CEE).

Derivado de lo anterior, la Comisión mediante oficio 220.2065/2016 del 18 de noviembre de 2015 notificó a la empresa productiva la suspensión del proceso para dictaminar el Plan, toda vez que la misma se encuentra sujeta a un proceso de migración que de ser aprobado extinguiría dicha Asignación y dejaría sin materia el trámite para dictaminar el Plan.



El 1 de marzo de 2016, la Secretaría resolvió no procedente el proceso de migración a un CEE por lo que la Comisión acordó dar por concluida la suspensión del proceso para dictaminar el Plan y requirió a Pemex para que presentara el mismo. En razón de lo anterior, este órgano regulador a través del oficio 220.0824/2016 notificó el Acuerdo por el que se da por concluida la suspensión del proceso para dictaminar técnicamente el Plan de Exploración asociado a la Asignación AE-0388-M-Miquetla.

El 25 de mayo de 2016, Pemex mediante oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-110-2016 sometió a consideración de la Comisión el Plan de Exploración de la Asignación AE-0388-M-Miquetla del cual se deriva el presente dictamen técnico.

Como resultado de la revisión documental, el 28 de junio de 2016, mediante el oficio 220.1322/2016 la Comisión previno al Asignatario respecto a los faltantes e inconsistencias de información en el Plan, mismas que fueron subsanadas por el Asignatario el 27 de julio de 2016 mediante el oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-200-2016. Posteriormente, el Asignatario entregó información adicional en alcance a la prevención el 19 de septiembre de 2016, mediante el oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-277-2016.

El 12 de septiembre de 2016 mediante el oficio 220.1951/2016, la Comisión notificó al Asignatario una ampliación de plazo para resolver el Plan de Exploración asociado a la Asignación AE-0388-M-Miquetla.

El Asignatario presentó información adicional con oficio PEP-DE-SAPNA-209-2016 de fecha 11 de octubre de 2016, referente al escenario de evaluación de recursos prospectivos.

II. Proceso para dictaminar el Plan de Exploración y aspectos a evaluar

El proceso de evaluación técnica y económica del Plan involucró la participación de dos unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Exploración la cual realizó el análisis técnico y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, que realizó el análisis económico respecto al Programa de Inversiones. El proceso de dictamen y resolución respecto del Plan sometido a consideración de la Comisión se desarrolló conforme al proceso estipulado en la Resolución (figura 1), en atención a los términos que a continuación se enlistan:

- i. Revisión de la suficiencia documental de la información remitida por Pemex en términos del artículo 9 de los Lineamientos.
- ii. Evaluación de los principales aspectos que generen un mayor beneficio para el Estado conforme a las etapas definidas en el artículo 11, en atención a los principios de economía, eficacia, celeridad y buena fe que rigen la actuación administrativa.
- iii. Emisión de resultados del dictamen técnico del Plan de Exploración que contiene los elementos señalados en el artículo 18 de los Lineamientos.
- iv. Presentación de dictamen al Órgano de Gobierno de la Comisión y emisión de la Resolución correspondiente.
- v. Notificación de la Resolución a la Secretaría y a Pemex.



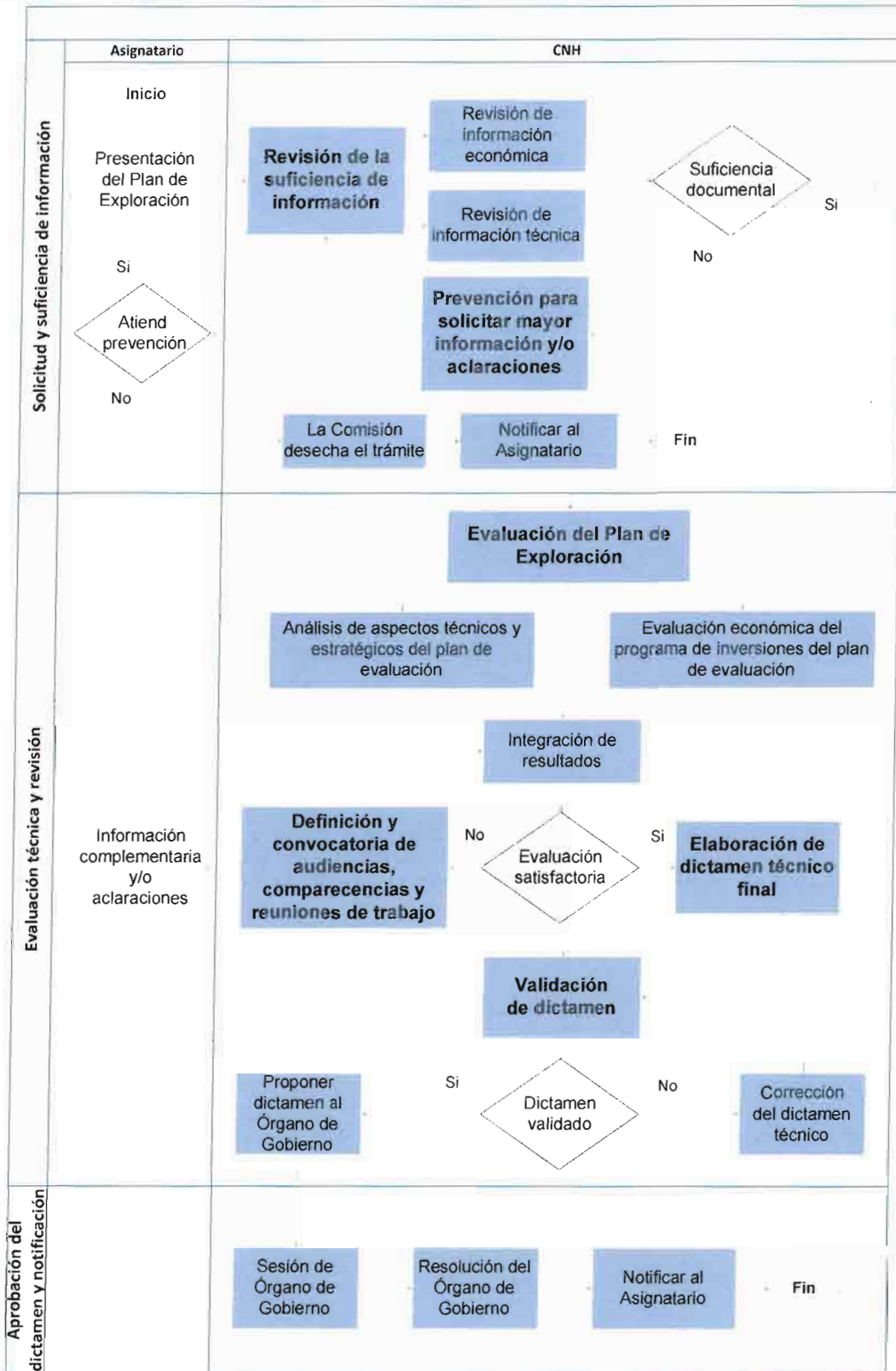


Figura 1. Proceso de dictamen del Plan de Exploración y Resolución.

La Comisión emite el dictamen técnico del Plan con fundamento en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, que comprendió la evaluación de los siguientes elementos:

- i. La observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos,
- ii. La incorporación de Reservas y la delimitación del área sujeta a la Asignación para la Exploración y Extracción.
- iii. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- iv. 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;
- v. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- vi. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- vii. 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;
- viii. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.



Asimismo, el Plan fue evaluado conforme al artículo 17 de los Lineamientos, acorde con las características del Área de Asignación, atendiendo los siguientes aspectos:

- i. Exploración eficiente de la Asignación, considerando actividades, metas exploratorias, tiempos y las inversiones a erogar;
- ii. La observancia de las mejores prácticas en la industria petrolera a nivel internacional, para todas las etapas del proceso exploratorio, tomando en consideración la utilización de tecnologías reconocidas por su capacidad de resolución y de predicción. Lo anterior con la finalidad de reducir en lo posible la incertidumbre geológica;
- iii. La incorporación de Reservas y la delimitación del Área de Asignación;
- iv. Evaluación integrada de capacidades técnicas, financieras y de ejecución, y
- v. Evaluación de la suficiencia y consistencia de la información contenida en el Plan de Exploración.

Pemex sometió a consideración de la Comisión el Plan de Exploración de la Asignación AE-0388-M-Miquetla con oficio PEP-DE-SAPNA-GCR-110-20156, el 25 de mayo de 2016.



III. Elementos Generales del Plan de Exploración

El Asignatario promovente del Plan de Exploración correspondiente al Título de Asignación AE-0388-M-Miquetla, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través Pemex Exploración y Producción por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Dirección de Exploración, con facultades para representar al Asignatario en términos del artículo 44, fracción I del Estatuto Orgánico de Pemex publicado en el DOF el 3 de julio del 2015.

El Título de Asignación A-0388-M-Miquetla emitido por la Secretaría el 1º de septiembre de 2015 a favor de Pemex, otorga derechos para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en todas las formaciones geológicas en el subsuelo. El Título de Asignación tiene una vigencia de 25 años a partir del 13 de agosto de 2014, fecha en que se expidió el Título de Asignación A-0388-Miquetla.

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

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

El Área de Asignación se localiza a 39 km al NW de la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Cubre una superficie de 140 km² (figura 2) limitada por el polígono definido por los vértices en coordenadas geográficas en el sistema WGS-84 que se enlistan en la tabla 1, conforme al Título de Asignación emitido por la Secretaría.



Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97° 45' 30"	20° 45' 00"
2	97° 45' 30"	20° 50' 30"
3	97° 37' 30"	20° 50' 30"
4	97° 37' 30"	20° 45' 00"

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

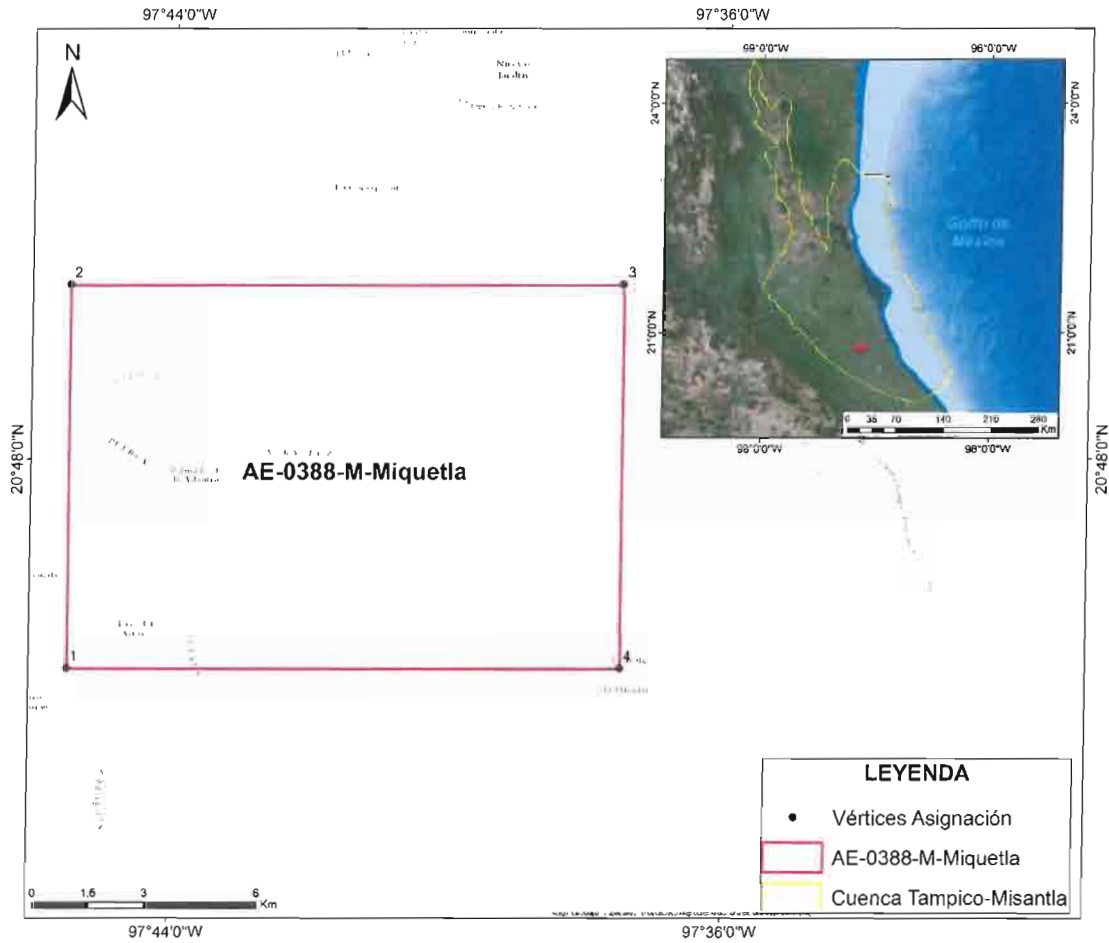


Figura 2. Localización de la Asignación.

La Asignación se ubica en la provincia petrolera Cuenca Tampico-Misantla, en el Paleocanal de Chicontepec entre la Sierra Madre Oriental y la paleo-plataforma de Tuxpan.

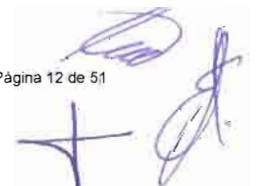
La estratigrafía del área abarca el basamento cristalino conformado por rocas ígneas y metamórficas del Pérmico al Jurásico Medio, rocas carbonato-arcillosas

Handwritten signatures and initials in blue ink.

del Jurásico Superior y Cretácico y, la secuencia clástica del Cenozoico. Las principales formaciones con interés petrolero en el área de la Asignación son:

- i. Tantoyuca-Guayabal (Eoceno Medio-Superior).- Las unidades que conforman a este *play* hipotético presentan facies arenosas de ambientes deltaicos que solo representan un beneficio mediante reparaciones mayores, cuando pozos con objetivos más profundos atraviesan intervalos de interés de estas formaciones. El principal riesgo de este *play* es la saturación de agua.
- ii. Chicontepec (Paleoceno Superior).- Es un *play* establecido que consiste principalmente de areniscas turbidíticas de baja permeabilidad y baja conectividad hidráulica, por lo que los yacimientos carecen de un nivel de agua libre conocidos.
- iii. Tamabra (Cretácico Medio).- Es un *play* establecido constituido por una secuencia carbonatada con intercalaciones de brechas, *wackestone*, *packstone* y carbonatos pelágicos ricos en lodo calcáreo. Los yacimientos presentan contactos de agua activos lo cual constituye el principal elemento de riesgo al presentar más de un nivel de agua libre reconocido.
- iv. Pimienta (Jurásico Superior Titoniano).- Conforman un *play* no convencional, con buenas características que incluyen un alto contenido de Carbono Orgánico Total (mayor al 1%) y madurez termal mayor al 0.55%. Esta es la principal roca generadora de hidrocarburos en la cuenca Tampico-Misantla y presenta antecedentes de producción en la región al haber encontrado aceites ligeros con la perforación de los pozos Horcones-8127 (ubicado al norte de Miquetla, en el campo Soledad), Corralillo-157 (ubicado hacia el sur de Miquetla en el campo Corralillo) y Furbero-4354 (ubicado al suroeste del campo Corralillo). El principal tipo de hidrocarburo presente en el área de la Asignación es aceite ligero.

Esta formación es considerada como roca almacenadora y roca sello dada su condición de génesis de facies de cuenca constituida por arcillas y calizas arcillosas oscuras, con algunas bandas y nódulos de pedernal



negros y lutitas intercaladas. En el área de la Asignación, la zona más prospectiva se encuentra hacia el oeste por mayor cercanía a la porción central del graben.

A nivel de cuenca, los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 grabens, con un área promedio de 907 Km² y espesor 550 m. Asimismo, el promedio del COT es 2.2% y del IH (Índice de Hidrógeno) alrededor de 500 mg HC/g COT.

III.1. Objetivos y Alcances

Pemex propone llevar a cabo la perforación de 1 pozo exploratorio con objetivo Jurásico Superior Formación Pimienta, con una inversión de hasta 9.67 MMUSD con lo cual pretende incorporar una posible reserva de desarrollo asociada al éxito exploratorio de 11.83 MMbpce, correspondiente a 45 pozos, incluyendo el exploratorio en el periodo 2016 -2018. Lo anterior, con los siguientes objetivos:

- Incorporar Reservas y la producción en forma comercial en el Jurásico Superior a partir de nuevos descubrimientos con la perforación de oportunidades exploratorias en un periodo de tres años. Este Plan Exploratorio está enfocado a la Formación Pimienta sin descartar los demás niveles estratigráficos que se encuentran dentro del Jurásico Superior.
- Aplicar la tecnología de perforación de pozos horizontales.
- Realizar estudios especiales a nivel yacimiento para validar parámetros y documentar el desarrollo.
- Aplicar nuevas tecnologías en la terminación y explotación, abatiendo costos y de esta manera mejorar la rentabilidad.

III.2. 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 y magnetometría realizado en el año 2000, que cubre parcialmente el área de la Asignación con perfiles a lo largo de 5000 Km basados en modelado 2D y 3D de los datos reducidos al polo.

Además, el área está cubierta por la adquisición de sísmica 3D de los cubos Miquetla-Miahuapán, Coyula-Humapa-Cacahuatengo (COHUCA) y Furbero-Presidente Miguel Alemán-Amatitlán 3D (de 2013), Coyula-Humapa-Cacahuatengo 3D (2007) y Ampliación Furbero-Presidente Miguel Alemán-Remolino 3D, 2da Etapa Miquetla-Miahuapán (2012) y el volumen sísmico ESARD 3D de alta densidad, con muestreo azimutal completo y migración OVT. Adicionalmente, existen levantamientos sísmicos 2D, adquiridos desde el año 1976 hasta 1987. el levantamiento sísmico, que suman 54 km con un total de 75 líneas sísmicas.

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.

En el área se han perforado 118 pozos con objetivo al Mesozoico, de los cuales 75 resultaron productores de aceite y gas, 72 resultaron productores en la Formación Tamabra, 2 más en la Formación Tamaulipas Superior y 1 pozo en la Formación San Andrés (Jurásico Superior Kimmeridgiano-Titoniano). Asimismo, 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.

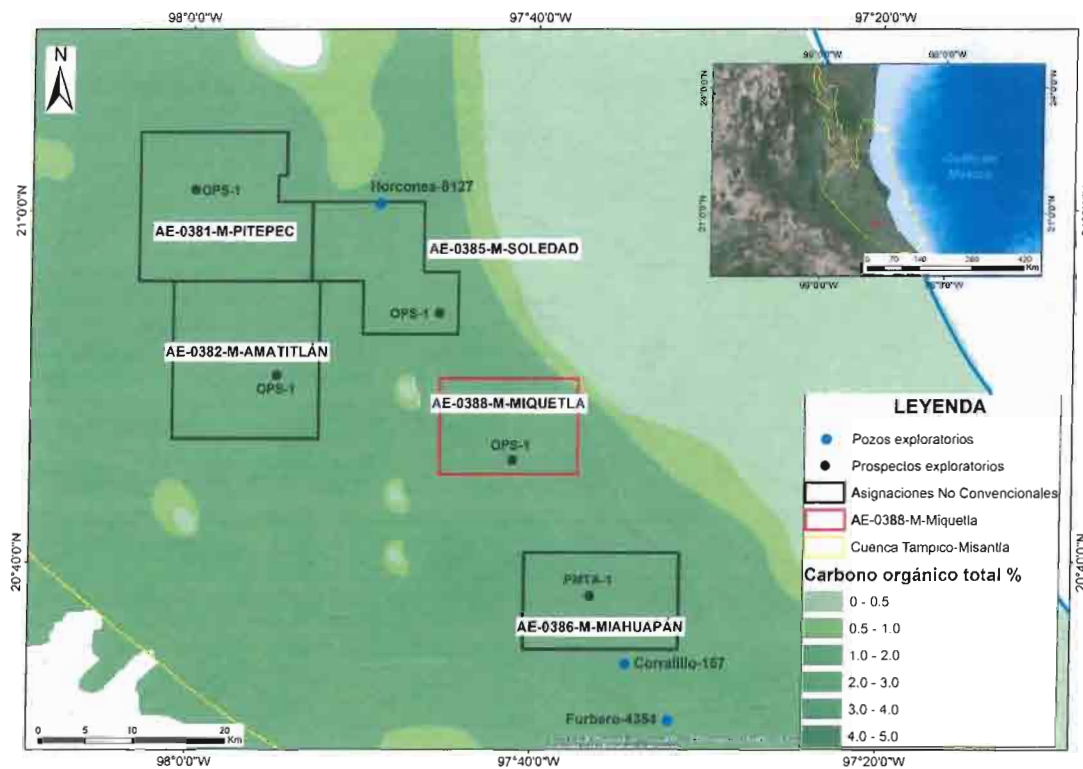


Figura 3. Mapa regional del porcentaje de contenido de carbono orgánico total, con la ubicación de las Asignaciones de Pemex que incluyen la exploración de *plays* no convencionales.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

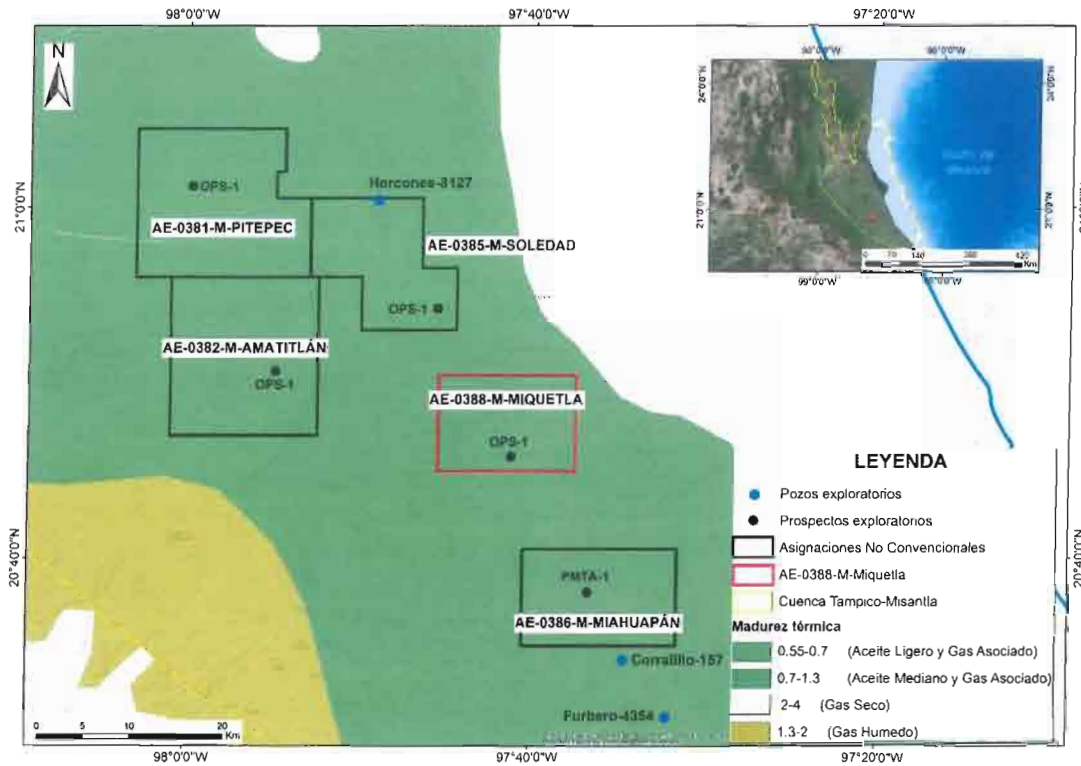


Figura 4. Mapa regional la madurez térmica e hidrocarburos asociados, con la ubicación de las Asignaciones de Pemex que incluyen la exploración de *plays* no convencionales.

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.

III.3. Reservas de la Asignación

Dentro de la Asignación se encuentran los campos Miquetla y Metlatoyuca, en los que se han perforado 125 pozos de los cuales 4 resultaron secos, 9 invadidos de

agua, 3 con accidente mecánico y 109 fueron con resultado productores de aceite y gas.

Al campo Miquetla se asocia una reserva de 892.5 MMbpce y una producción acumulada de 15.3 MMbpce, conforme a la base de datos de *Volumen original, reservas y producción acumulada de hidrocarburos al 1ro. de enero de 2015* publicada por la Comisión. En este mismo campo, operan 50 pozos que actualmente producen 886 bpd de aceite ligero en yacimientos del Terciario y Mesozoico.

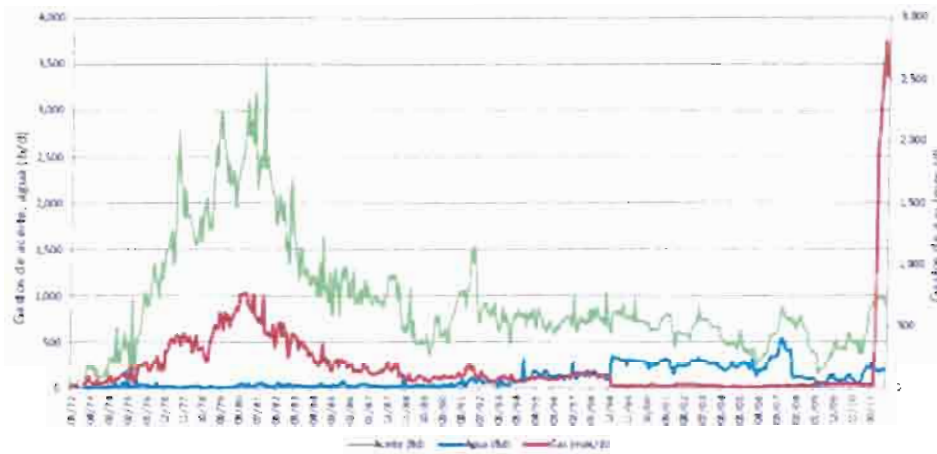


Figura 5. Histórico de producción del Campo Miquetla.

IV. Análisis del Plan de Exploración

IV.1. Programa de Actividades

Con base en la integración de resultados de los estudios previos efectuados (espesores, Carbono Orgánico Total, madurez térmica), así como la cobertura de datos sísmicos 2D y los volúmenes Furbero convencional y ESARD 3D se definieron las mejores áreas de interés donde fue propuesta la oportunidad OPS-1 que sería definida tras un estudio de generación de prospectos, con la finalidad de probar el concepto de *play* no convencional en el Jurásico Superior Titoniano dentro del Área y obtener información que permita ajustar el modelo estático y dinámico, así como el diseño del fracturamiento hidráulico, y finalmente estimar el volumen prospectivo técnicamente recuperable.

Para lo anterior, Pemex propone realizar 2 estudios en el 2016, la perforación de un pozo y 4 estudios adicionales, con lo que estaría cumpliendo el objetivo planteado de evaluar el *play* no convencional en el Jurásico Superior Titoniano, con lo que estaría concluyendo las actividades de exploración en 2017.

Programa de Actividades				
Actividad exploratoria	2016	2017	2018	Total
Estudios exploratorios.	2	4	0	6
Prospectos a perforar.	0	1	0	1

Tabla 2. Programa de actividades propuesto por Pemex.

En el contexto de las inversiones a erogar para el cumplimiento de las actividades propuestas en el Plan, PEP estima un monto asociado de 160.3 MMpesos para el cumplimiento de las mismas (tabla 3).

Programa de Inversiones				
Actividad exploratoria	2016	2017	2018	Total
Estudios exploratorios.	-	4.7	-	4.7
Prospectos a perforar.	-	155.6	-	155.6
Inversión Total	-	160.3	-	160.3

Tabla 3. Programa de inversiones asociado al Plan de Exploración.

El diagrama que muestra la figura 6 enlista las actividades que conforman el Plan respecto a la estrategia para el desarrollo de *plays* no convencionales, en donde se aprecia que, con la integración de los antecedentes exploratorios, se llevará a cabo la generación de prospectos, así como un estudio de Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación para dar paso a la perforación del prospecto OPS-1 y prueba de concepto. Con la información adquirida durante la perforación y terminación de pozo, se realizarán estudios de física de rocas y anisotropía sísmica, análisis geoquímico de muestras de núcleo y de canal y un estudio sedimentológico de la formación Pimienta. De lo anterior, la Comisión considera que Pemex cuenta con información suficiente para definir el mejor prospecto que le permita evaluar el recurso prospectivo técnicamente recuperable. Asimismo, las actividades propuestas están orientadas a reducir el

riesgo geológico asociado al espesor de la roca impregnada de hidrocarburos, propiedades mineralógicas no favorables para el fracturamiento, COT y la complejidad estructural, tanto para el prospecto exploratorio como para el desarrollo asociado al mismo.



Figura 6. Diagrama de flujo de las actividades que integran el Plan de Exploración.

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.

IV.1.1 Estudios exploratorios

El Plan considera la realización de 6 estudios exploratorios, todos ellos enfocados a yacimientos no convencionales, estos incluyen: generación de prospectos; estudio de Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación (VCDSE); prueba de concepto; física de rocas y anisotropía sísmica; análisis geoquímico de muestras de núcleo y de canal; y un estudio sedimentológico de la formación Pimienta.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

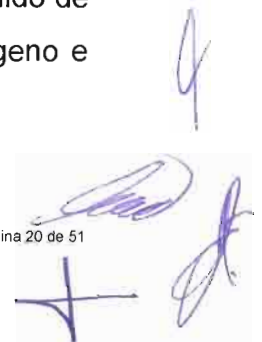
El estudio de generación de prospectos integraría la información obtenida de la adquisición de los volúmenes Furbero convencional y ESARD3D, así como información referente a espesores, Carbono Orgánico Total, madurez térmica enfocados al jurásico Superior con lo que se podría documentar una cartera de prospectos exploratorios y el recurso prospectivo asociado a partir de la cual se seleccionaría el prospecto a perforar como parte del Plan propuesto por Pemex.

El estudio VCDSE permitiría madurar el prospecto seleccionado 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.).

Como parte del estudio de prueba de concepto se actualizaría el recurso prospectivo técnicamente recuperable conforme a los resultados del pozo perforado y la terminación del mismo.

A partir del estudio de física de rocas y anisotropía sísmica se obtendría una caracterización de los parámetros elásticos del subsuelo a partir de los registros geofísicos calibrados con núcleos, con lo cual Pemex podría estimar el fracturamiento natural y la fragilidad de la roca y, a su vez, estimar la producción de hidrocarburos y los requerimientos para el fracturamiento hidráulico.

Mediante el análisis geoquímico de muestras de núcleo y de canal que serían obtenidas del pozo a perforar, 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.



Con el estudio sedimentológico, Pemex propone caracterizar las facies y microfacies del Jurásico Superior Titoniano a fin de estimar la continuidad de las propiedades de los depósitos en este nivel.

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).

IV.1.2 Prospecto a perforar

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 sólo una estrategia para el desarrollo asociado a la exploración.

El Área de la Asignación está cubierta en su totalidad con la siguiente información sísmica 3D y 2D: Sísmica 3D de los volúmenes Miquetla-Miahuapán, Coyula-Humapa-Cacahuatengo (COHUCA), Furbero-Presidente Miguel Alemán y ESARD3D; en cuanto a sísmica 2D, existen 75 líneas sísmicas, con un total 54 km.

Asimismo, el área de la Asignación se encuentra cubierta en su mayor parte, por un estudio de gravimetría y magnetometría aérea.

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) y EPL-Aceite y gas en lutitas en *plays* no convencionales Área Tantocob (Pemex, 2014).

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 petrolífero de aceite y gas en lutitas, dentro de la Formación Pimienta.

El Plan de Exploración contempla la perforación de un sólo prospecto, denominado OPS-1, ubicado en la porción sur de la Asignación (figura 7). Este

prospecto está enfocado a evaluar la formación Pimienta del Jurásico Superior Titoniano, mediante la perforación en forma no convencional. Además, PEP perforaría este prospecto sin descartar otros posibles *plays* dentro del Jurásico Superior.

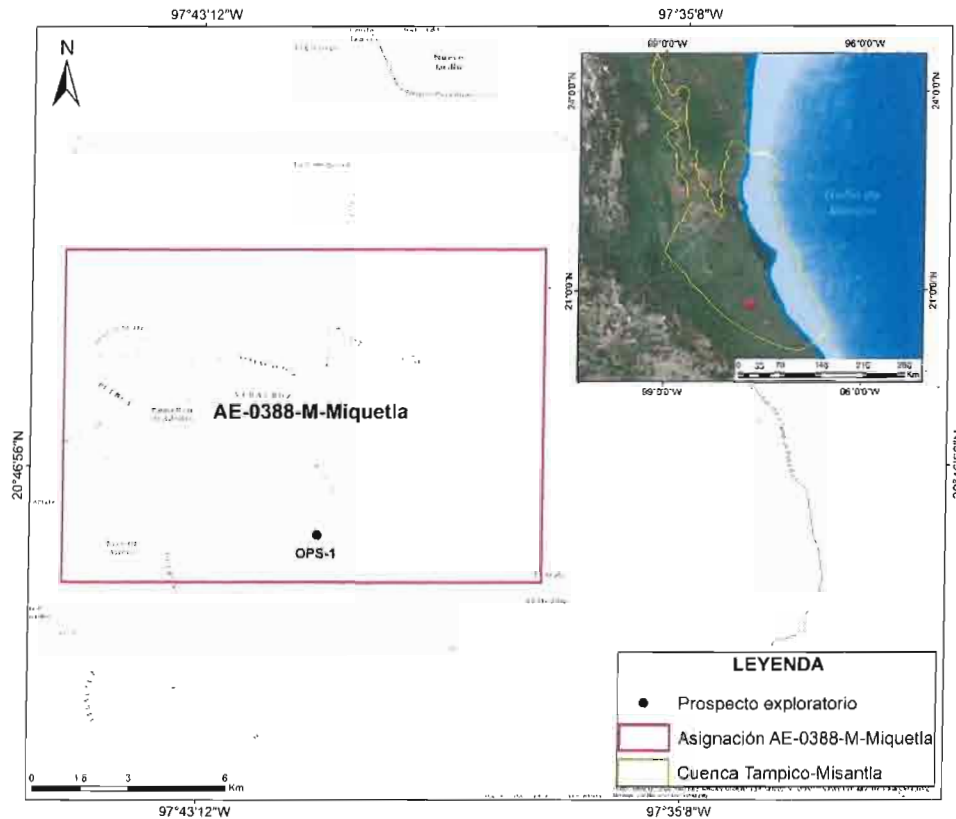


Figura 7. Localización del Prospecto OPS-1 en la Asignación.

Con la perforación de OPS-1, se validaría la existencia de un volumen estimado de 11.83 MMbpce de un total aproximado de 141 MMbpce de recursos prospectivos asociados a la Formación Pimienta en el área de la Asignación.

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

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

Handwritten signatures and initials in blue ink.

El prospecto OPS-1 sería perforado a una profundidad aproximada de 3,204 m.v.b.n.m., con un desplazamiento horizontal en la zona objetivo de 1,500 m. La profundidad estimada del objetivo es de 2,816 m.v.b.n.m., dentro de la formación Pimienta. La elevación del terreno en la localización es de 104 m.s.n.m. Se espera un tipo de hidrocarburo ligero, con densidad de 33° a 38° API. Las figuras 8 y 9 muestran respectivamente la sección sísmica representativa para el prospecto OPS-1 y la configuración estructural en profundidad.

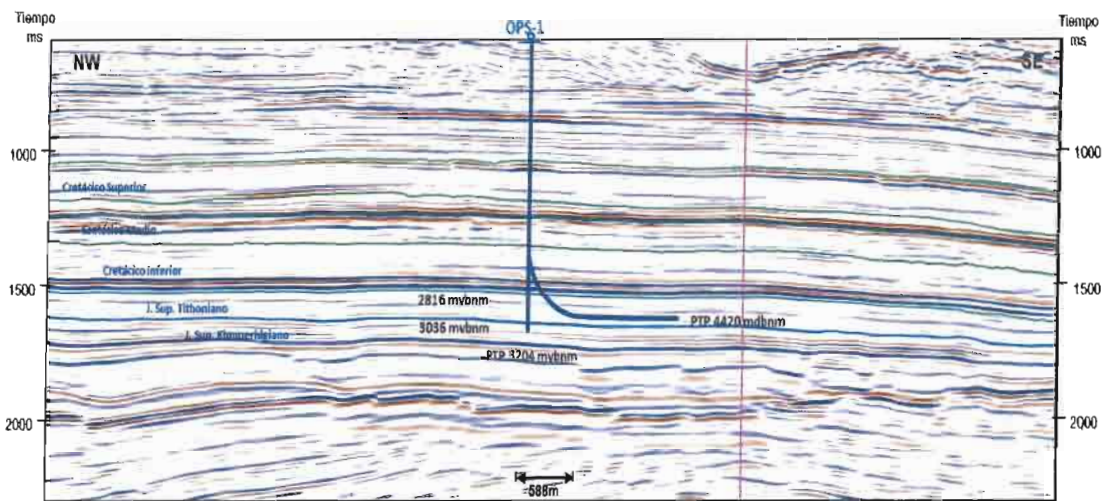


Figura 8. Sección sísmica representativa, con la propuesta de trayectoria del Prospecto OPS-1.

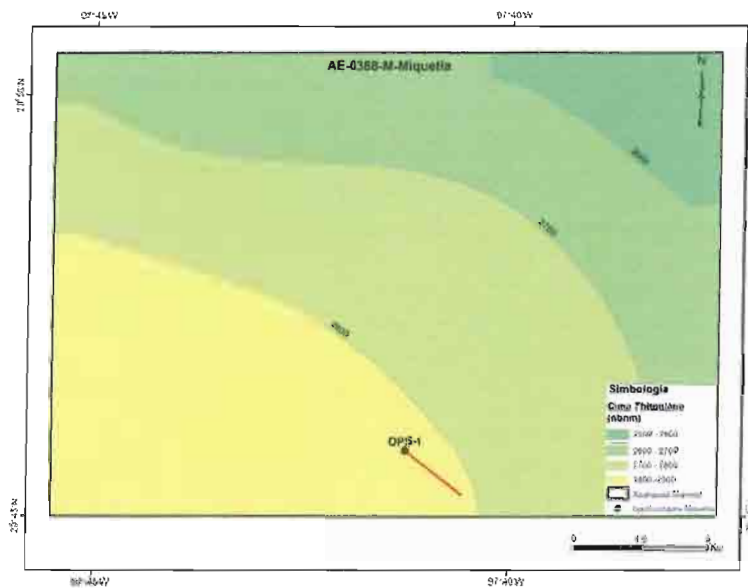


Figura 9. Configuración estructural en profundidad, con la trayectoria propuesta para la perforación del Prospecto OPS-1.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

El *play* a explorar con 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 PEP para el prospecto OSP-1 se resume en la tabla 4.

Columna geológica probable	m.v.b.n.m.
Oligoceno Inferior	Aflora
Eoceno Superior	425
Paleoceno Superior	1,310
Cretácico Superior (Méndez)	1,700
Cretácico Superior (San Felipe)	1,890
Cretácico Superior (Agua Nueva)	1,930
Cretácico Medio (Tamaulipas Superior)	2,070
Tamaulipas Inferior (H. Otates)	2,410
Cretácico Inferior (Tamaulipas Inferior)	2,420
Jurásico Superior Tithoniano (Pimienta)	2,816
Jurásico Superior Kimmeridgiano	3,036
Profundidad total	3,204

Tabla 4. Columna geológica probable para el prospecto OPS-1.

El programa preliminar de toma de información presentado por PEP, para el prospecto OPS-1 se muestra en la tabla 5:

Programa de toma de información para el prospecto OPS-1	
Registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales.	Registro Resistividad Registro Rayos Gamma Registro Sónico de Cementación Registro de Porosidad - Litodensidad Registro Neutrón Compensado Registro de imágenes Microresistivas Registro Sónico Dipolar Registro Cáliper Registro de Mineralogía Registro de hidrocarburos
Programa preliminar de toma de información y muestreo de núcleos.	5 núcleos
Estudios de micro sismicidad	1
Perfiles sísmicos verticales (VSP)	1
Pruebas de formación	1

Tabla 5. Resumen de la propuesta de toma información en el prospecto OPS-1.

En el prospecto OPS-1, acorde a las prácticas internacionales, PEP 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. Este estudio aportaría información muy valiosa para la caracterización del yacimiento.

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

Perforación:	76 días
Terminación:	46 días

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.



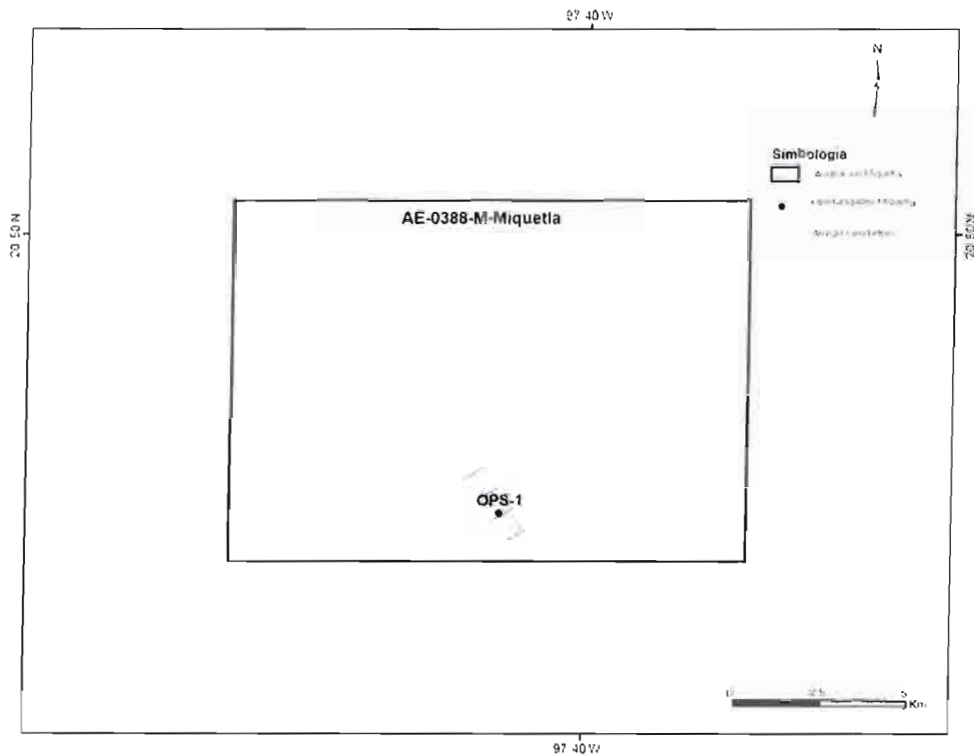


Figura 10. Arreglo geométrico del desarrollo asociado a la exploración del área OPS-1.

IV.2. Recursos Prospectivos a evaluar y reservas a incorporar

El volumen de recursos prospectivos estimados en el área es de 141 MMbpce de los cuales, con base en una evaluación determinística, el escenario base de la estimación inicial de incorporación de reservas del prospecto exploratorio es de 0.263 MMbpce. Bajo un esquema conservador, el desarrollo asociado al éxito exploratorio pretende incorporar 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de extracción. No obstante, el Asignatario manifestó que dicho volumen podría incrementar hasta 13.43 MMbpce en función de una mejor relación gas-aceite, así como la optimización de resultados en la perforación y terminación de pozos.

El escenario base de producción de aceite y gas del desarrollo asociado al éxito exploratorio se ilustra en las figuras 11 y 12, en donde se observa que, de iniciar la producción en 2017 con un incremento en el desarrollo de 3 pozos por año, en 2031 se alcanzaría la producción máxima con 550 Mbbls/ año de aceite y 1200

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several smaller ones at the bottom right.

MMpc/año de gas. No obstante, resulta necesario evaluar la capacidad de la infraestructura actual para el manejo de estos volúmenes de hidrocarburos.

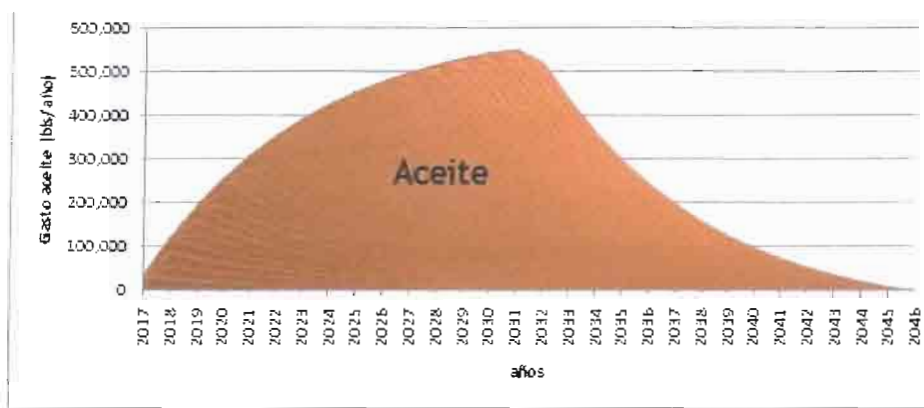


Figura 11. Perfiles de producción de aceite.

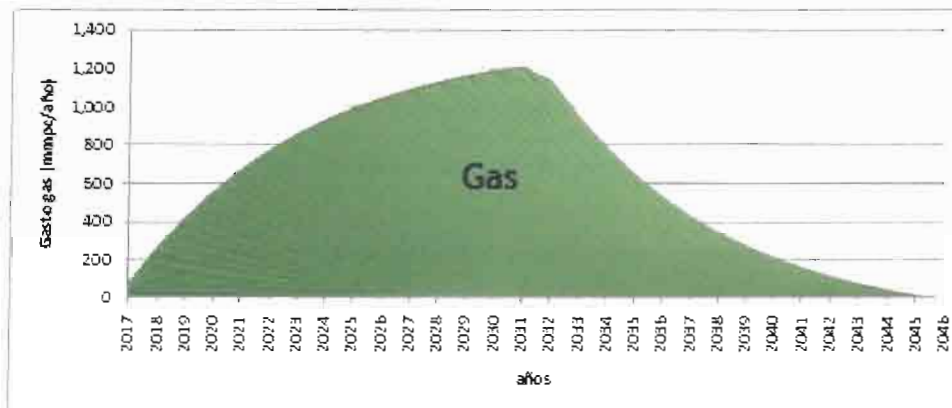


Figura 12. Perfiles de producción de gas.

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

elementos adicionales para la toma de decisiones en materia de *plays* no convencionales, que a su vez, agregará valor económico en posibles áreas para futuros Contratos o Asignaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

IV.3. Capacidades Operativas

Del análisis del Plan de exploración se advierte que Pemex ha realizado actividades exploratorias dentro de la Asignación por más de 70 años, reactivando la exploración enfocada a *plays* no convencionales en los últimos años. Asimismo, cuenta con bases de datos en el ámbito de geociencias e ingeniería ampliamente documentadas que han permitido la maduración de prospectos de exploración, particularmente en la Formación Pimienta.

Lo anterior se ve reflejado en la tecnología disponible para la exploración y explotación de hidrocarburos conforme a las mejores prácticas, así como la aplicación de estrategias adecuadas para incrementar la producción y maximizar el valor de los mismos, por lo que esta Comisión considera que Pemex cuenta con las capacidades técnicas necesarias para la ejecución del Plan.

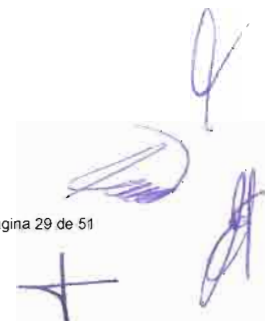
En cuanto a las capacidades financieras, Pemex manifiesta que cuenta con Presupuesto de Egresos de la Federación para los Ejercicios Fiscales que correspondan. Estas capacidades se identifican por medio de los resultados obtenidos, producto de los estudios técnicos, así como en actividades asociadas con el desarrollo de campos en el área de la Asignación en los últimos años. Asimismo, Pemex señala que el Artículo 2 de la Ley de Petróleos Mexicanos, refiere que *"Petróleos Mexicanos es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la presente Ley"*.

Aunado a lo anterior, Pemex cuenta con profesionistas técnicos capacitados en diferentes rubros, así como procedimientos de ejecución conforme a las mejores prácticas para la ejecución de las diversas actividades de Exploración, tal como lo



señala el Estatuto Orgánico de Pemex, publicado en el DOF, el 3 de julio de 2015, que establece la estructura y organización básica y las funciones de las distintas áreas que integran Pemex Exploración y Producción.

La Comisión advierte que Pemex cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución adecuadas para llevar a cabo las actividades contempladas en el Plan de Exploración propuesto. Adicionalmente, se estima necesario destacar que actualmente la Asignación cuenta con instalaciones petroleras en las que se enlistan 2 baterías de separación, una estación de compresión y ductos para transporte de hidrocarburos, que podrían ser empleados para el desarrollo de este tipo de yacimientos, dentro y fuera del Área de Asignación.



V. 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 el artículo 5, apartado A, fracción III, de los Lineamientos.

De conformidad con el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, 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.

Aunado a lo anterior, en el artículo 17 de los Lineamientos, se establece que la Comisión al momento de evaluar los Planes de Exploración, tomará en consideración, entre otros, criterios como la observancia de las mejores prácticas en la industria petrolera a nivel internacional, así como la evaluación de capacidades financieras y de ejecución.

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.

V.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.



V.1.1 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:

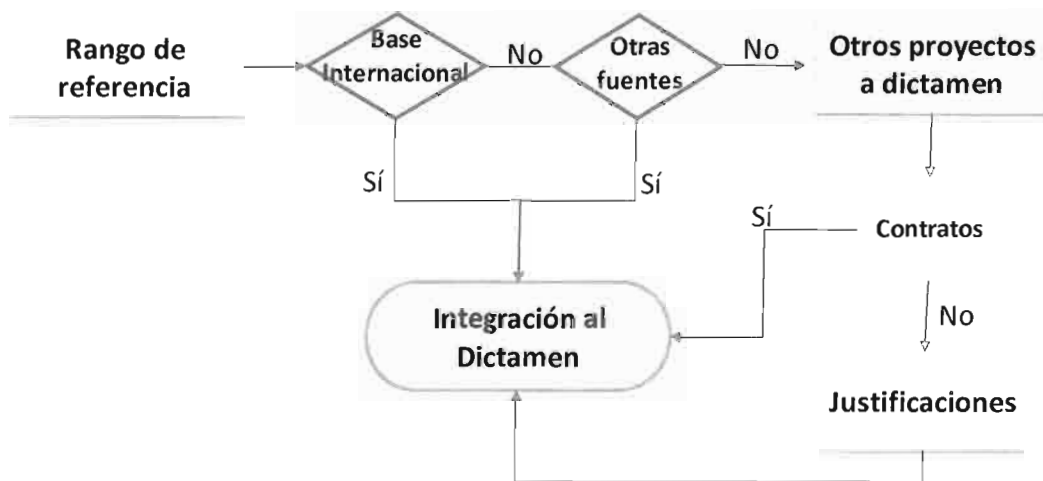


Figura 13. Procedimiento para seleccionar comparativo de referencia.

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.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

- iii. La tercera opción de referencia consiste en comparar lo presentado a Comisión 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.

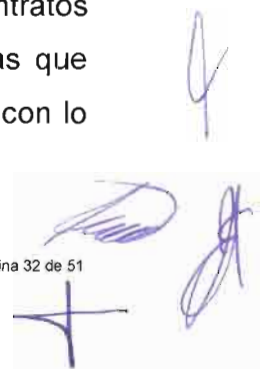
Una vez que se obtienen las referencias puntuales de precios de mercado, se construye un intervalo de confiabilidad respecto a la referencia puntual estimada, lo cual representa el **rango de referencia** establecido para cada caso.

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.

V.1.2 Descripción de las inversiones programadas

El marco legal vigente hasta antes de diciembre de 2013, cuando se publicó 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 Operadora de Campos DWF, el Contrato para Producción de Hidrocarburos en la entonces denominada Área Contractual Miquetla.

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-0388-Miquetla para realizar actividades de extracción de hidrocarburos.

El análisis del Programa de Inversiones presentado ahora por el Asignatario, deriva de la Asignación AE-0388-M-Miquetla, cuyo Elemento 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 Miquetla se presenta a continuación.

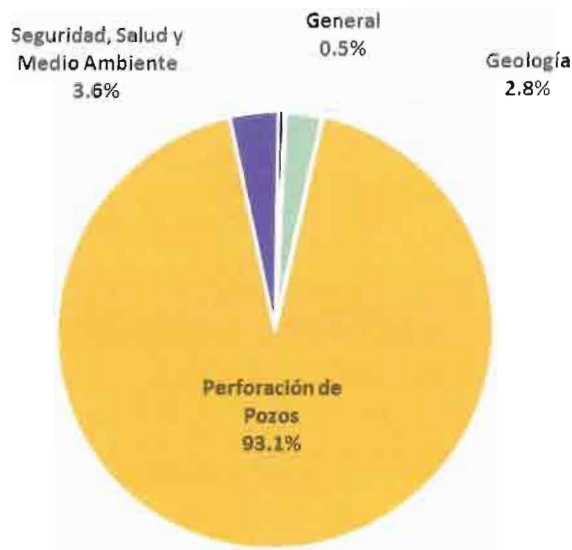


Figura 14. Distribución de las inversiones programadas según Sub-actividad
\$ 9'183,993 (Monto en dólares de Estados Unidos)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Sub-actividad	2016	2017	2018	Total
General		43,500		43,500
Geología		260,789		260,789
Perforación de Pozos		8,552,627		8,552,627
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		327,077		327,077
Total		9,183,993		9,183,993

No considera 24.1 mil dólares de infraestructura y servicios de capacitación de Contenido Nacional

Tabla 6. Sub-actividad petrolera del Programa de Inversiones.
(Montos en dólares de Estados Unidos)

V.1.3 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 43,500 USD, que significan sólo el 0.5% del total del Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración (Figura 15).

General
0.5%



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

Dentro de la Sub-Actividad *General*, el Asignatario considera gastos en las Tareas *Evaluaciones técnico económicas*, en la que propone un gasto por 22,950 USD, *Recopilación de información* para realizar los cuatro estudios a efectuar con un Costo de 16,050 dólares, y finalmente 4,500 USD por *Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto*.

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 Comisión para *Evaluaciones técnico económicas*; para *Recopilación de información*, y *Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto*, se utilizó la información del propio Asignatario.



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

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

ii. Sub-actividad *Geofísica*

El Asignatario no presentó gastos a realizar dentro de esta Sub-Actividad Petrolera en el periodo de exploración.

iii. Sub-actividad *Geología*

El Asignatario manifiesta que durante el Periodo de Exploración gastará un total de 260,789 dólares en Tareas relativas a *Geología*: 47.789 mil dólares en *Análisis de hidrocarburos*; 106.5 mil dólares para realizar dos estudios, uno de prueba de prospectos, y uno de física de rocas y anisotropía sísmica, ambos como parte de la Tarea *Estudios geológicos de detalle*; y en *Estudios petrofísicos* señala un gasto de también 106.5 mil USD, para realizar dos estudios: el primero de análisis geoquímico de muestras de núcleo y de canal, y el segundo sedimentológico de la Formación Pimienta. Tales gastos representan el 2.8% del total del Programa de Inversiones.

Geología
2.8%

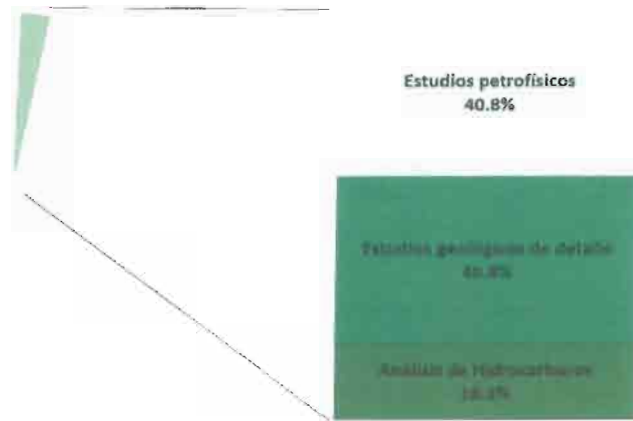


Figura 17. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Geología*.

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 Comisión. En particular, se consideró el promedio de estos gastos en tales proyectos.

De la Figura 18, se tiene que el Costo propuesto por el Asignatario se encuentra por debajo del valor mínimo del rango de referencia.



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

4

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 la localización con objetivo por 33,102 USD, *Servicios de soporte* por 914,836 USD; 3,040,081 USD por perforar el pozo exploratorio con objetivo, *Pruebas de formación* por 323,075 dólares, *Suministros y materiales* por 1,874,473 dólares y Costos por Terminación de pozos por 2,367,061 USD.

El monto total de esta Sub-actividad es de 8,552,627 USD, y éste representa 93.1% del monto de inversión de todo el periodo inicial de exploración.

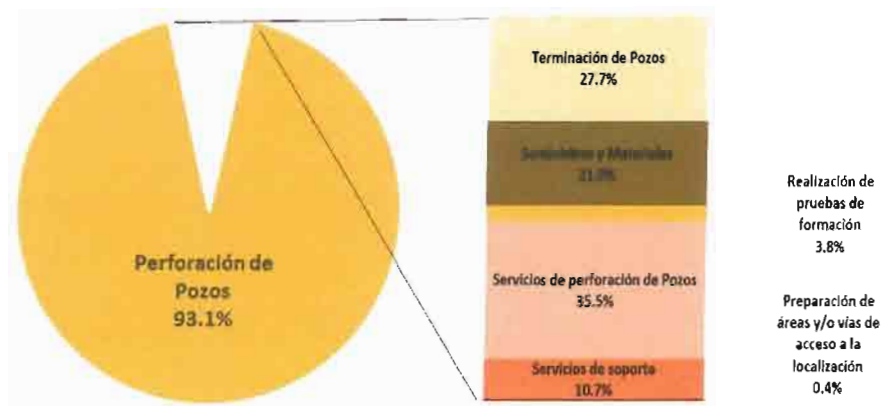


Figura 19. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Perforación de pozos*.

Dentro de esta Sub-actividad, la Tarea de *Servicios de perforación de Pozos*, equivale al 35.5% 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.

Handwritten signatures and initials in blue ink.



Figura 20. 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 no presentó gastos respecto a esta Sub-actividad dentro del Programa de Inversiones.

vi. Sub-actividad Otras Ingenierías

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

vii. Sub-actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente

Los gastos de esta Sub-actividad representan el 3.6% 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, Tratamiento y eliminación de residuos y, Restauración ambiental.*

Al respecto, el Asignatario precisa que el estudio de impacto ambiental será previo a la perforación del pozo e implica un gasto de 17.12 mil dólares, en relación a la Tarea de *Prevención y detección de incendio y fugas de gas*, señala que implica

detección durante la perforación del pozo los cuales costarán 7,071 USD, el *Tratamiento y eliminación de residuos* durante la perforación y terminación del pozo la estima por 299,439 dólares, y finalmente para la *Restauración ambiental* posterior a la perforación, señala un Costo de 3,447 dólares.

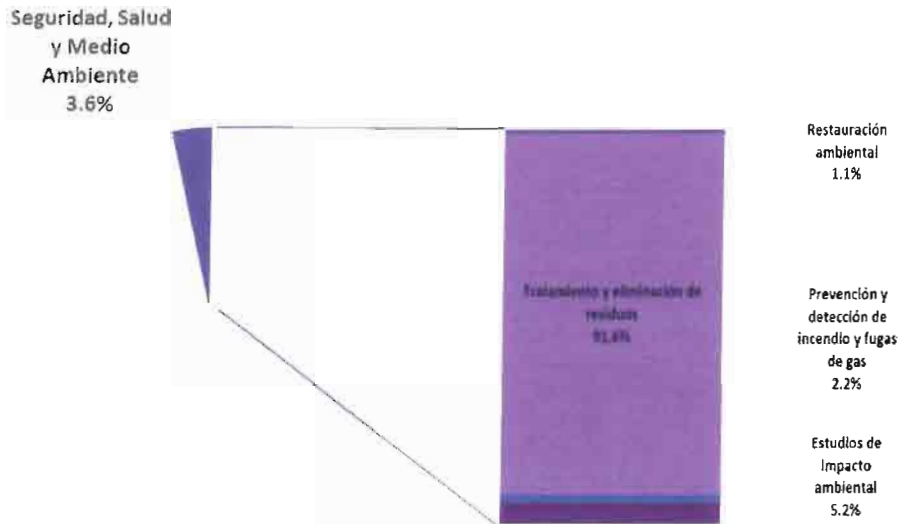


Figura 21. Distribución del gasto en la Sub-Actividad *Seguridad, Salud y Medio Ambiente*

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.

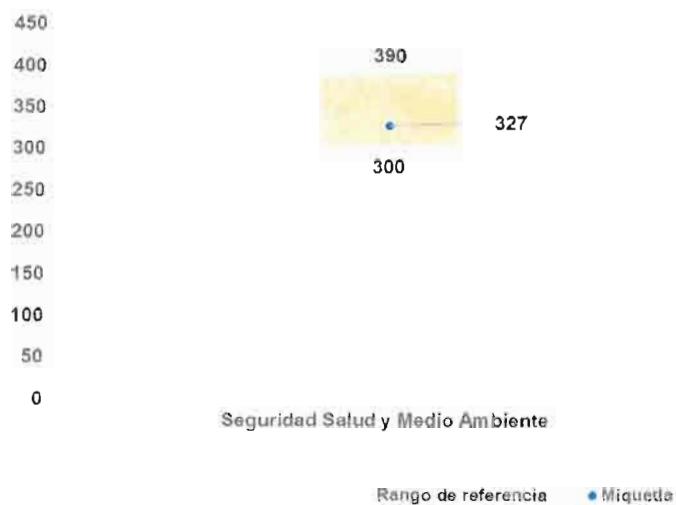


Figura 22. Rango de referencia de Costos en Sub-Actividad *Seguridad, Salud y Medio Ambiente* (Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

[Handwritten signatures and initials]

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 23).

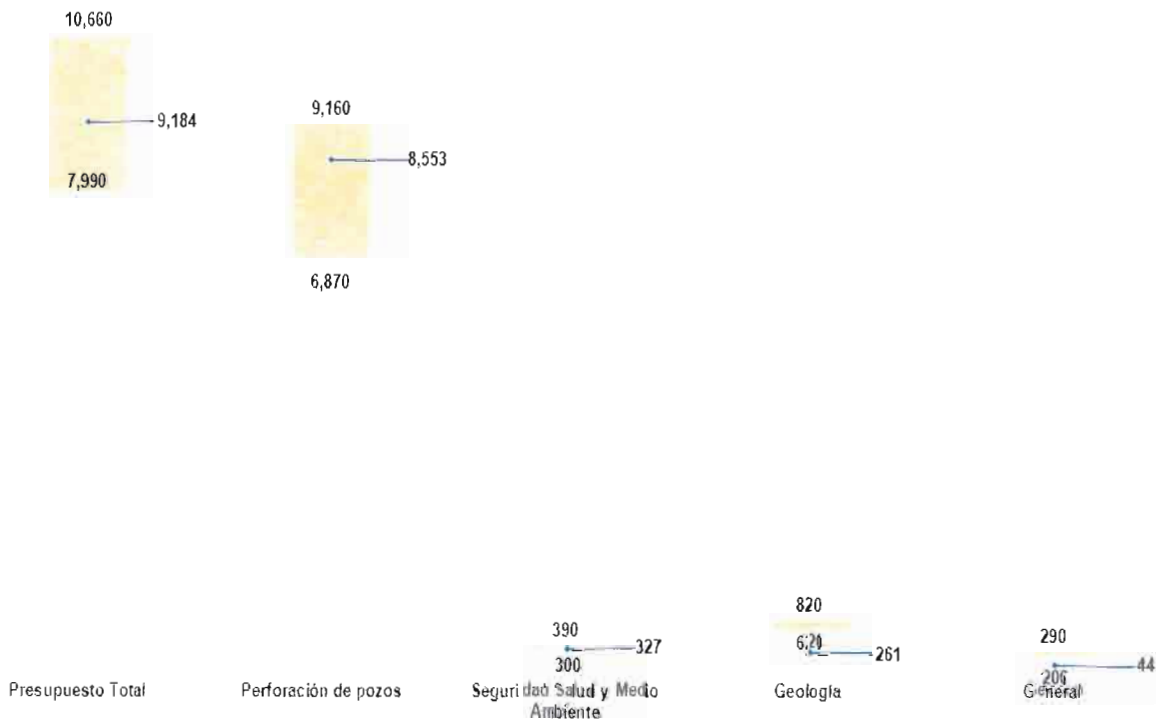


Figura 23. Rango de referencia de Costos para Programa de Inversiones. (Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

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

V.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.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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

Premisa	Escenario 1	Escenario 2
Periodo considerado	2016-2045	2016-2042
Precio promedio del aceite ligero (USD por barril)	59.88	61.03
Precio promedio del gas (USD por mmpc)	3.30	4.71
Precio promedio del condensado (USD por barril)	No aplica	48.37
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	11.687
Volumen de producción de gas (mmpc)	18,000	6,717
Volumen de producción condensado (mmb)	No aplica	0.403

Tabla 7. 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	26,725	-34,803	213,550	27,522
Valor Presente de la Inversión (VPI) mUSD	140,775	140,775	188,697	188,697
VPN/VPI	0.19	-0.25	1.13	0.15
Tasa Interna de Retorno (TIR)	17 %	-1 %	82 %	19 %

Tabla 8. 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 8, derivados de la evaluación después de derechos e impuestos para ambos escenarios, no pueden considerarse concluyentes respecto a la rentabilidad del proyecto, debido a que existe una gama amplia de escenarios posibles con diversos niveles de rentabilidad que en mucho dependen del régimen fiscal vigente. A continuación, se presentan algunos argumentos para sustentar esta observación:

1. **Incertidumbre en las premisas económicas.** La etapa en que se encuentra el proyecto es temprana, por lo que el grado de incertidumbre sobre las premisas presentadas por el Asignatario es alto, en particular respecto a las siguientes variables:
 - a. Los escenarios de producción son sólo un par de entre muchos posibles. Por esto, no existen elementos en el Plan de Exploración para concluir con certidumbre cuál será el volumen en-sitio descubierto, el factor de recuperación y, en última instancia, las reservas a producirse, aunque se presentan ciertas estimaciones. De hecho, esos valores serán descubiertos con los resultados que arrojen las actividades exploratorias, cuando la incertidumbre asociada a estas variables sea reducida o eliminada de los análisis.
 - b. Esta misma incertidumbre es aplicable a los escenarios de costos planteados por el Asignatario. El proyecto se encuentra sin la madurez suficiente para establecer una estrategia completa de desarrollo, por lo que existe mucha incertidumbre respecto al número de pozos requerido y la productividad por pozo, variables de alto impacto para la explotación rentable de los yacimientos.



- c. Finalmente, existe una alta volatilidad sobre el precio de los hidrocarburos que puede afectar positiva o negativamente la rentabilidad de los proyectos. En este sentido, el escenario de valor y rentabilidad puede cambiar en poco tiempo, y mientras más temprano sea, es más difícil predecir si un escenario de precios es o no factible.
2. **Valor de la información exploratoria.** El conocimiento del subsuelo que se generaría a partir de la ejecución del Plan de Exploración no está internalizado en el modelo de evaluación económica. Incluso si los resultados tras la perforación del pozo exploratorio llevaran al Asignatario a desistirse de entrar en la etapa de desarrollo, la información adquirida en esta área sería de mucho valor para posteriores proyectos, especialmente tratándose de prospectos no convencionales. Las externalidades positivas de llevar adelante las actividades presentadas en el plan no son cuantificables con los datos disponibles porque inciden directamente en la estrategia de exploración de la cuenca Tampico-Misantla.

En este contexto, a pesar de que el proyecto presentado muestra una exposición fuerte a factores de riesgo y la rentabilidad posterior a la aplicación del régimen fiscal vigente puede ser incierta, la decisión de explorar y, en su caso, pasar a la fase de desarrollo, no depende exclusivamente de los escenarios en evaluación, sino que responde al comportamiento de inversión del Asignatario. Entonces, una vez consideradas la incertidumbre y externalidades argumentadas antes y tomando en cuenta que la viabilidad de un proyecto depende no solo de sí mismo, sino de todo un portafolio de inversión, no se puede concluir directamente que el Plan de Exploración corresponde a un proyecto sin viabilidad económica o que reduce el valor potencial de la empresa bajo el análisis de un escenario (escenario 1) 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.



VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa

IV.1.1 Estudios exploratorios

El desempeño de esta actividad será evaluado en función de los estudios realizados respecto a los programados.

Entregable al término de la actividad	Estudios programados	Estudios realizados	Indicador: Estudios programados / Estudios realizados
Generación de prospectos	1		
VCDSE	1		
Prueba de prospecto	1		
Física de rocas y anisotropía sísmica	1		
Análisis geoquímico	1		
Sedimentológico	1		

Tabla 9. Indicador de desempeño para los estudios exploratorios.

IV.1.2 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 10. 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 11. 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 12. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los éxitos alcanzados.

IV.1.3 Reservas a incorporar

Los recursos prospectivos serían evaluados en función de las reservas a incorporar a través del éxito exploratorio.

Edad	Reservas a incorporar (MMbls)	Reserva incorporada (MMbpce)	Indicador Reserva incorporada/ Reservas a incorporar
Jurásico Superior	0.263		

Tabla 13. Indicador de desempeño para el volumen de reservas a incorporar.

IV.1.4 Presupuesto

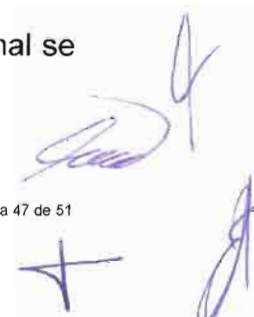
El desempeño para evaluar el ejercicio presupuestal será en términos de los recursos erogados contra los programados.

Actividad	Presupuesto programado (MMpesos)	Presupuesto ejercido (MMpesos)	Indicador Presupuesto programado/ Presupuesto ejercido
Estudios exploratorios	4.7		
Perforación de prospecto	155.6		
Programa de inversión total	160.3		

Tabla 14. Indicador de desempeño para el ejercicio presupuestal.

IV.1.5 Información Adicional para Seguimiento 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	2017 (Programa)		2017 (Real)	
			Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)	Gasto en millones de pesos	Estimado de Contenido Nacional (%)
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	151.561	27		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia de la Asignación, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	8.240	27		
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con la Asignación.	0.235	100		
iv.	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:				
		1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	-	-		
		2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	-	-		
		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.	0.185	100		

Tabla 15. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2017.



VII. 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-0388-M-Miquetla, en virtud de los siguientes elementos de valor:

- i. **Exploración eficiente de la Asignación.** Se opina que la estrategia exploratoria planteada, así como los tiempos de ejecución y presupuesto programados son acordes con los objetivos planteados por el Asignatario en el Plan de Exploración. En este sentido, las técnicas, metodologías y tecnologías resultan apropiadas a la etapa de evaluación del potencial petrolero en que actualmente se encuentra y su aplicación permitiría probar el concepto de *play* no convencional y, en caso de éxito, generar un beneficio para el Estado, aportando información valiosa para el entendimiento de este tipo de *plays* y generar valor estratégico en el área a nivel de cuenca. Lo anterior permitiría acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país y promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en apego a lo establecido en el Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- ii. **La observancia de las mejores prácticas en la industria petrolera a nivel internacional, para todas las etapas del proceso exploratorio.** Tomando en consideración el nivel de conocimiento alcanzado por Pemex en las diversas etapas de Exploración y Producción, han permitido la maduración de prospectos lo suficientemente documentados para iniciar la etapa de perforación y probar el *play no convencional* en el Jurásico Superior Pimienta conforme a las mejores prácticas en la industria petrolera;



- iii. **La incorporación de Reservas y la delimitación del Área de Asignación.** El Plan presentado por Pemex define la posible incorporación de reservas a través de la perforación del prospecto OPS-1, para el cual se presenta un pronóstico de incorporación de reservas de 0.263 MMbpce. Para el caso de éxito exploratorio, se propone un desarrollo conceptual con oportunidad de incorporar 11.83 MMbpce que podrían ser recuperables a través de 44 pozos de extracción. De acuerdo a estos pronósticos, el resultado exitoso representaría la reposición de las reservas de hidrocarburos y promovería el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, en cumplimiento a lo establecido en el Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
- iv. **Evaluación integrada de capacidades técnicas, financieras y de ejecución.** Del análisis realizado en el apartado IV.3 de este dictamen se advierte que Pemex cuenta con personal capacitado y tecnología disponible para la exploración y explotación de hidrocarburos conforme a las mejores prácticas, ha obtenido resultados positivos en *plays* no convencionales fuera del Área de Asignación y ha ejecutado numerosos proyectos de inversión que respaldan sus capacidades financieras, por lo que esta Comisión considera que Pemex cuenta con las capacidades técnicas necesarias para la ejecución del Plan. La Comisión considera que Pemex cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución adecuadas para llevar a cabo las actividades contempladas en el Plan de Exploración propuesto.
- v. **Evaluación de la suficiencia y consistencia de la información contenida en el Plan de Exploración.** De conformidad con la revisión y evaluación de la información presentada por Pemex como parte del proceso para dictaminar el Plan de Exploración, la Comisión advierte que dicha



información fue suficiente y consistente para llevar a cabo la evaluación a la que se refiere el presente dictamen técnico.

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 Adameia Burgueño
Mercado**

Directora General de Estadística y
Evaluación Económica





Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Anexo 1

Verificación de suficiencia y consistencia de información

Asignación AE-0388-M-Miquetla

Four handwritten signatures in blue ink are located in the bottom right corner of the page. The signatures are stylized and appear to be initials or names of individuals.

Análisis de suficiencia de información

Plan de Exploración Modificado – Asignación AE-0388-M-Miquetla

Análisis de suficiencia de información documental en archivos digitales (.shp)

RESOLUCIÓN CNH/E.05.001/15	Información solicitada	Suficiencia	Estructura del Formato	Comentario
Artículo 4	1 - Ubicación del área	S	Tipo de Dato/Geometría: Shapefile/Polígono Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_ITRF_2008 Datum: D_ITRF_2008	Se incluye la información de la cobertura del área y polígono
	2.- Datos geograficos	S	Tipo de Dato/Geometría. Shapefile/Polígono/Línea Sistema de Coordenadas Geográficas. GCS_ITRF_2008 Datum: D_ITRF_2008	Se incluye información sobre: -Límites nacionales -Áreas urbanas (Nombre de localidades, Municipios y densidad de población) -Ríos -Vías de comunicación -Localidades
	3 - Límites de cuencas	S	Tipo de Dato/Geometría. Shapefile/Polígono Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_WGS_ITRF_2008 Datum: D_ITRF_2008	Se incluye el polígono de la Cuenca Tampco-Misantla donde se localiza el la Asignación Miquetla
	4 - Prospectos exploratorios	S	Tipo de Dato/Geometría. Shapefile/Punto Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_ITRF_2008 Datum: D_ITRF_2008	Se incluye shapefile con una Oportunidad OPS- 1.
	5.- Polígonos de campos	S	Tipo de Dato/Geometría: Shapefile/Polígono Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_ITRF_2008 Datum:D_ITRF_2008	Se incluye Shapefile con 2 campos petroleros (Miquetla y Metaltoyucan) que cubren el área de asignación
	6.- Pozos	S	Tipo de Dato/Geometría. Shapefile/Punto Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_ITRF_2008 Datum. D_ITRF_2008 Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_North_American_1927 Datum: D_North_American_1927	Se cuenta con un Shapefile de 131 pozos, los cuales incluye pozos cerrados, productores y taponados.El Shape contiene información sobre: "nombre del pozo, situación y tipo de pozo". También se incluye 1 Shapefile que contiene 166 pozos a perforar del plan de desarrollo.
	7.- Cobertura sísmica	S	Tipo de Dato/Geometría: Shapefile/Línea/Polígono Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_ITRF_2008 DATUM: D_ITRF_2008	Se cuenta con Shapefile con información de cobertura sísmica 2D y 3D.
	8.- Infraestructura	S	Tipo de Dato/Geometría: Shapefile/Punto/Línea/Polígono Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_ITRF_2008 Datum: D_ITRF_2008	Se cuenta con 4 Shapefile, con información sobre: -Instalaciones petroleras y -Ductos (Tipo de servicio)
	9.- Información adicional	S	Tipo de Dato/Geometría: Shapefile/Polígono Sistema de Coordenadas Geográficas: GCS_ITRF_2008 y GCS_WGS_1984 Datum: D_ITRF_2008 y D_WGS_1984	Se incluye: -1 Shapefile, correspondiente a COT Tithoniano -1 Shapefile, de mapa de espesor Tithoniano -1 Shapefile de Facies Sedimentarias KM Tamabra -1 Shapefile de madurez del Tithoniano -11 Shapefile de configuración estructural -1 Shapefile de los Recursos Pimienta -1 Shapefile de relieve topográfico -5 Shapefile de Espesor Neto Impregnado -1 Shapefile de configuración estructural Tamabra Regional -1 Shapefile Reservas Chicontepec -1 Shapefile Recursos Chicontepec -1 Shapefile Facies Tithoniano -1 Shapefile Chicontepec -1 Shapefile Recursos Tamabra -1 Shapefile que incluye atributo de Amplitud Máxima de Pimienta

S – Suficiente
I – Insuficiente
NA - No aplica



Análisis de suficiencia de información general, geológica, geofísica y geoquímica de soporte para el Plan Exploratorio

RESOLUCIÓN CNH.E.05.001/15	Información solicitada	Suficiencia	Comentario
Art. 5. A. I	I.- Información general		
Art. 5. A. I. a	Resumen ejecutivo del Plan de Exploración	S	Se expone un resumen ejecutivo con la información relevante
Art. 5. A. I. b	Localización geográfica del área a explorar		
	Mapa de ubicación	S	Se incluye mapa de ubicación de la Asignación Miquetla A-0388, se incluye también en formato Shapefile (.shp)
	Coordenadas geográficas	S	Se incluye en el documento una tabla con las coordenadas geográficas de los vértices así como también en formato Shapefile (.shp) que delimitan el Área de Asignación Miquetla A-0388
	Mapa de elevación del terreno o tirante de agua	S	Se incluye en el documento el mapa de topográfico y se entregó en formato Shapefile (.shp)
Art. 5. A. I. c	Reseña de antecedentes (actividades y resultados)		
	Estudios exploratorios	S	En el documento se incluye información relacionada a estudios exploratorios realizados en el área de Asignación
	Pozos	NA	Durante el CIEP no se han perforado pozos exploratorios, sin embargo se incluye en el documento la información relacionada a los pozos de la Asignación, así como un archivo en formato shapefile (.shp) de los mismos.
	Campos descubiertos	S	Se incluye un mapa dentro del documento, así como un archivo en formato Shapefile (.shp)
	Recursos prospectivos	S	Se incluye la estimación en el documento, aunque el único antecedente previo al contrato CIEP esta asociado a una oportunidad exploratoria (Campana 1) así como la cartera del proyecto (02 Anexo 2 Cartera Preliminar Miquetla BDOE 2013)
Reservas	S	Se incluyen en el oficio de aclaraciones y complementos, recibido en la Comisión el 24 de Julio de 2015	
Art. 5. A. I. d	Mapa con infraestructura	S	Se incluye en el documento la infraestructura de producción, almacenamiento y transporte dentro y cercana a la Asignación, también se anexó en formato Shapefile (.shp)
Art. 5. A. II	II.- Información Geológica, Geofísica y geoquímica		
Art. 5. A. II. a	Contexto geológico	S	En el documento se hace una descripción técnica del contexto geológico.
Art. 5. A. II. b	Columnas estratigráficas	S	Se incluye la columna regional de la asignación.
Art. 5. A. II. c	Mapas estructurales	S	Se incluyen en el documento los mapas estructural a profundidad del Jurásico Superior Pimienta como imagen georreferenciada y como Shapefile (.shp).
Art. 5. A. II. d	Secciones sísmicas	S	Se muestran secciones sísmicas del prospecto referenciados con el mapa estructural.
Art. 5. A. II. e	Ficha técnica de información geofísica	S	En el documento se detalla la información geofísica con la que se cuenta, específicamente gravimetría, magnetometría, sísmica 2D y 3D, además de ilustran los parámetros de adquisición y la secuencia de procesamiento.
Art. 5. A. II. f	Estudios exploratorios	S	Se incluye un resumen de 2 estudios exploratorios enfocados a plays no convencionales.
Art. 5. A. II. g	Documentos ejecutivos de prospectos exploratorios	S	Se incluye en el documento la información del prospecto, que incluye: mapa estructural, sección sísmica, correlación estratigráfica, recursos prospectivos y probabilidad de éxito geológico.
Art. 5. A. II. h	Secciones estratigráfico estructurales	S	Las secciones se documentan en el resumen ejecutivo de cada prospecto exploratorio.
Art. 5. A. II. i	Resultado de evaluación de riesgo somero realizado previamente	NA	Para el caso de la Asignación Miquetla A-0388, estos estudios serán realizados en etapas posteriores a los estudios exploratorios por lo que esta información no resulta significativa para la elaboración del presente Dictamen Técnico.
Art. 5. A. II. j	Síntesis de sistemas petroleros	S	El play a explorar con la perforación es la Formación Pimienta con sedimentos de edad Jurásico Superior, la cual cumple con los lineamientos del sistema petrolero ya que es considerada como roca almacenadora 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 y lutitas intercaladas del mismo color
Art. 5. A. II. k	Mapas de riesgo por play	NA	Los mapas de riesgo acumulado por play serían realizados durante el desarrollo del Plan de Exploración propuesto.
RESOLUCIÓN CNH.E.05.001/15	Información solicitada	Suficiencia	Comentario
Art. 5. A. III. g	Información que el asignatario considere necesaria para la aprobación de Planes de Exploración		

S - Suficiente
I - Insuficiente
NA - No aplica



Análisis de suficiencia de información del Plan de Exploración

RESOLUCIÓN CNH.E.05.001/15	Información solicitada	Suficiencia	Comentario
Art. 5. A. III	III. Plan de Exploración		
Art. 5. A. III. a.	1.- Objetivos y alcances		
Art. 5. A. III. a. i	Objetivos	S	Se incluyen como objetivos del Plan de Exploración las metas físicas, metas volumétricas e inversión total desglosada.
Art. 5. A. III. a. ii	Alcances	S	Se presenta descrito en el documento
Art. 5. A. III. b	2.- Descripción técnica		
Art. 5. A. III. b. i	Cronograma de actividades	S	La descripción del documento está apoyada en el programa de actividades
Art. 5. A. III. b. ii	Adquisición de información geofísica	NA	El Plan de Exploración no considera adquisición de sísmica 3D
Art. 5. A. III. b. iii	Procesamiento o reprocesamiento de información geofísica	S	No se considera procesamiento ni reprocesamiento de información geofísica porque ya se tiene
Art. 5. A. III. b. iv	Estudios exploratorios	S	Se describen en el documento
Art. 5. A. III. b. v	Programa de perforación de prospectos exploratorios	S	Se incluye en el documento y
Art. 5. A. III. b. vi	Proyección volumétrica de recursos prospectivos	S	Se incluye en el documento con una evaluación determinística
	Proyección volumétrica de reservas	S	Se incluye en el documento con una evaluación determinística
Art. 5. A. III. c	3.- Opciones tecnológicas		
Art. 5. A. III. c. i	Identificación de retos tecnológicos	S	Se incluye la información en el documento
Art. 5. A. III. c. ii	Criterios de selección de tecnologías exploratorias	S	Se describen en el documento los criterios de selección de tecnologías
Art. 5. A. III. c. iii	Descripción de alternativas tecnológicas a utilizar	S	Se describen las alternativas tecnológicas en el documento
Art. 5. A. III. d	4.- Plan de inversiones		
México D. F. a 20	En adquisición y procesamiento de información geofísica	NA	El Plan de Exploración no considera adquisición ó procesamiento de sísmica 3D
Art. 5. A. III. d. ii	En estudios exploratorios	S	Se describe en el documento
Art. 5. A. III. d. iii	En perforación de pozos exploratorios y delimitadores	S	Se describe en el documento
Art. 5. A. III. e	5.- Capacidades operativas		
Art. 5. A. III. e. i	Capacidades técnicas	S	Se incluye la información solicitada
Art. 5. A. III. e. ii	Capacidades financieras	S	Se incluye la información solicitada
Art. 5. A. III. e. iii	Capacidades de ejecución	S	Se incluye la información solicitada

S – Suficiente
I – Insuficiente
NA - No aplica



Análisis de suficiencia de información de indicadores de desempeño histórico y de proyección

RESOLUCIÓN CNH.E.05.001/15	Información solicitada	Suficiencia	Comentario
Art. 5. A. III. f	1.- Indicadores de desempeño histórico y de proyección		
Art. 5. A. III. f i	Antecedentes exploratorios: información geológica	S	Se incluye información correspondiente al CIEP, (Anexo1 CNH Exploración Miquetla)
	Información de Plays	S	Se incluye información en el documento, y en el Anexo 1
	Información de pozos perforados	S	En el Anexo 1 CNH - Exploración Miquetla se incluye información de perforación de pozos exploratorios perforados durante el CIEP
	Información de prospectos exploratorios	S	Se incluye la información asociada a prospecto exploratorio en la lámina ejecutiva
Art. 5. A. III. f ii	2.- Plan de Exploración		
	Actividades físicas en Exploración	S	Información documentada
	Recursos prospectivos a evaluar	S	Se incluye la base de datos de los prospectos a perforar dentro del Área de Asignación A-0388 Miquetla
	Indicadores económicos	S	Información documentada

S – Suficiente
I – Insuficiente
NA - No aplica

