Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen técnico del Plan de Exploración propuesto para el área de la Asignación A-0398-Misión

Contenido

Contenido 2
I. Introducción 3
II. Proceso para dictaminar el Plan de Exploración 6
III. Elementos Generales del Plan de Exploración 8
1. Información General 8
2. Información geológica, geofísica y geoquímica de soporte 10
3. Reservas 18
4. Plan de actividades 19
5. Proyecciones volumétricas de Recursos Prospectivos y de incorporación de Reservas 20
6. Plan de inversiones programadas 22
7. Indicadores económicos 23
IV. Análisis del Plan de Exploración 26
1. Análisis de las Actividades Programadas 27
2. Análisis de Inversiones Programadas en el Proyecto 31
3. Análisis de los Indicadores de Valor del Plan de Exploración 32
4. Análisis del Pronóstico de Incorporación de Reservas 33
V. Conclusiones del análisis del Plan de Exploración 34
1. Opinión técnica 34
2. Recomendaciones 36

I. Introducción

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

El artículo 27 constitucional, párrafo séptimo, refiere que la Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a empresas productivas del Estado, en la actualidad, Petróleos Mexicanos, particularmente Pemex-Exploración y Producción (en adelante, Pemex) o a través de contratos con dichas empresas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria.

El 21 de marzo de 2014, Pemex solicitó a la Secretaría de Energía (en adelante, Sener) 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 Sener, con apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) otorgó a Pemex diversas Asignaciones Petroleras, entre las que se encuentra la identificada como A-0398-Misión.

Conforme al Elemento Quinto, cuarto párrafo, del título de Asignación A-0398-Misión, en el supuesto de que el Asignatario, derivado de sus actividades de extracción, determine la posibilidad de que existan hidrocarburos en una zona diferente a la contemplada dentro del Plan de Desarrollo aprobado, deberá dar aviso a la Sener y presentar a la Comisión la modificación del Plan de Desarrollo o, en su caso, un Plan de exploración, a fin de que pueda desarrollar las actividades que correspondan. En virtud de lo anterior, señala también que, en su caso, podrá modificarse la Asignación.

En términos de lo dispuesto por los artículos 7, fracción III y 44 de la Ley de Hidrocarburos, así como 16 y 17 de su Reglamento, corresponde a la Comisión aprobar los planes de exploración y de desarrollo para la extracción, así como sus modificaciones. Lo anterior, con la finalidad de que la Comisión esté en posibilidad de someter a consideración de la Sener la modificación de los términos y condiciones de la Asignación.

Para estos efectos, la Comisión emitirá un dictamen técnico que comprenderá la evaluación de los aspectos presentados en los planes de exploración y de desarrollo para la extracción, en términos de la Resolución CNH.E.05.001/15 emitida por esta Comisión el 13 de marzo de 2015 (en adelante, Resolución).

Derivado de lo anteriormente expuesto, y a fin de emitir el dictamen correspondiente al Plan de Exploración de la Asignación A-0398-Misión (en adelante, Plan de Exploración), esta Comisión toma en consideración lo siguiente:

1) Oficio PEP-103-2015 recibido en la Comisión el 27 de marzo de 2015, mediante el cual Pemex adjunta un USB con el Plan de Exploración y la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, con el propósito de solicitar a la Comisión someta a consideración de la Sener la modificación de los términos y condiciones de la Asignación A-0398-Misión.

2) Oficio PEP-SDN-153-2015 recibido en la Comisión el 16 de abril de 2015, mediante el cual Pemex adjunta el comprobante de pago por concepto del aprovechamiento denominado “Evaluación y resolución del Plan de Exploración”.

3) Oficio PEP-SDN-158-2015 recibido en esta Comisión el 20 de abril de 2015, mediante el cual Pemex presenta un USB con actualizaciones al Plan de Exploración, en alcance al oficio referido en el numeral 1 anterior.

En este dictamen técnico se presenta, de manera resumida, la información remitida por Pemex que documenta el Plan de Exploración, así como los análisis, evaluaciones y resultados emitidos por la Comisión.

En el área de Asignación que nos ocupa, durante el periodo comprendido del año 2004 a la fecha, se han realizado actividades petroleras a través de un Contrato de Obra Pública Financiada (COPF). Durante el periodo 2008-2014, se perforaron 19 pozos exploratorios, toda vez que Pemex podía realizar este tipo de pozos para incorporar reservas adicionales a las ya descubiertas, en el entendido de que realizaba operaciones de desarrollo de campos, las cuales dieron como resultado la incorporación de 43.6 MMbpce de reserva 3P.

De acuerdo al Plan de Exploración propuesto, Pemex pretende incrementar las reservas de gas en el área de Asignación, a partir de un programa de inversiones en perforación de pozos y estudios exploratorios, enfocados en los plays establecidos Paleoceno Midway, Eoceno Wilcox, Eoceno Queen City, Eoceno Yegua, Eoceno Jackson y Oligoceno Vicksburg, aplicando las mejores prácticas de la industria petrolera.

II. Proceso para dictaminar el Plan de Exploración

Los aspectos a evaluar de los Planes de Exploración de acuerdo al artículo 17 de la Resolución son:

a. La observancia de las mejores prácticas en la industria petrolera para la evaluación del potencial de Hidrocarburos;

b. La incorporación de Reservas y la delimitación del Área de Asignación;

c. Evaluación de la suficiencia y consistencia de la información contenida en el Plan de Exploración;

d. Evaluación técnica del Plan de Exploración, acorde con la programación de actividades y metas exploratorias, de inversión y de incorporación de reservas, y

e. Evaluación integrada de capacidades técnicas, financieras y de ejecución.

El proceso de dictamen se llevó a cabo de la siguiente manera (figura 1):

a. Revisión de la suficiencia documental de la información remitida y puesta a disposición de la Comisión por parte de Pemex.

b. Evaluación de los principales aspectos que generen un mayor beneficio para el Estado de acuerdo al artículo 17 de la Resolución, así como análisis y emisión de comentarios de acuerdo al artículo 18 de la misma.

c. Emisión de resultados y recomendaciones al Plan de Exploración.

d. Derivado de los análisis y evaluaciones referidas en los incisos b) y c) anteriores, se elaboró el dictamen del Plan de Exploración.

e. Presentación de dictamen al Órgano de Gobierno de la Comisión y emisión de la Resolución correspondiente.

f. Notificación de la Resolución a la Sener y a Pemex.

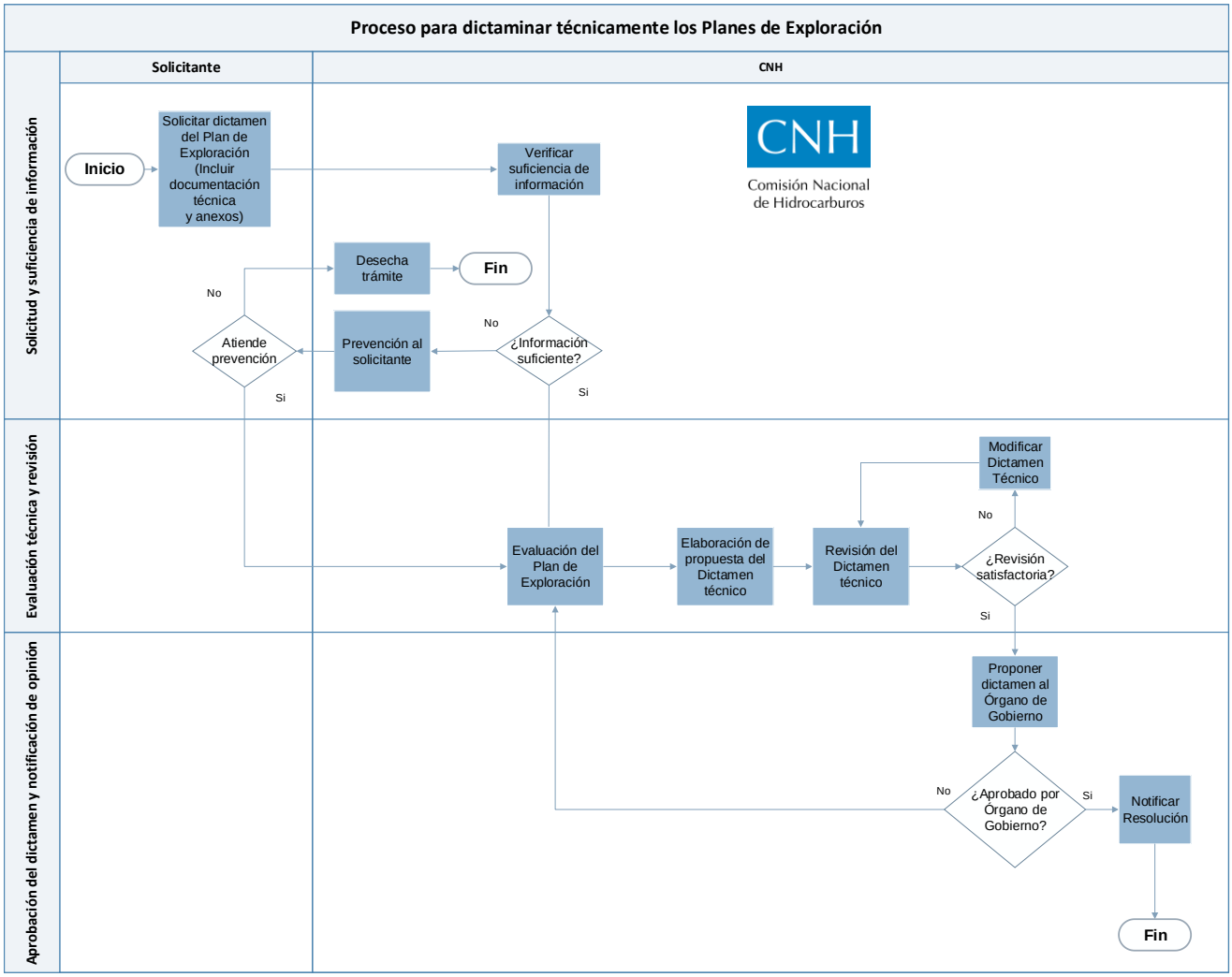

Figura 1. Proceso de evaluación.

III. Elementos Generales del Plan de Exploración

1. Información General

El área de la Asignación A-0398-Misión se localiza geográficamente en el Norte de México, entre los estados de Coahuila y Nuevo León y geológicamente en la porción noroeste de la Cuenca de Burgos (figura 2). Está compuesta por dos polígonos que cubren una superficie de 1,711 km2, sobre un relieve topográfico correspondiente a llanos y lomeríos, con elevaciones que van de los 40 a los 150 m.

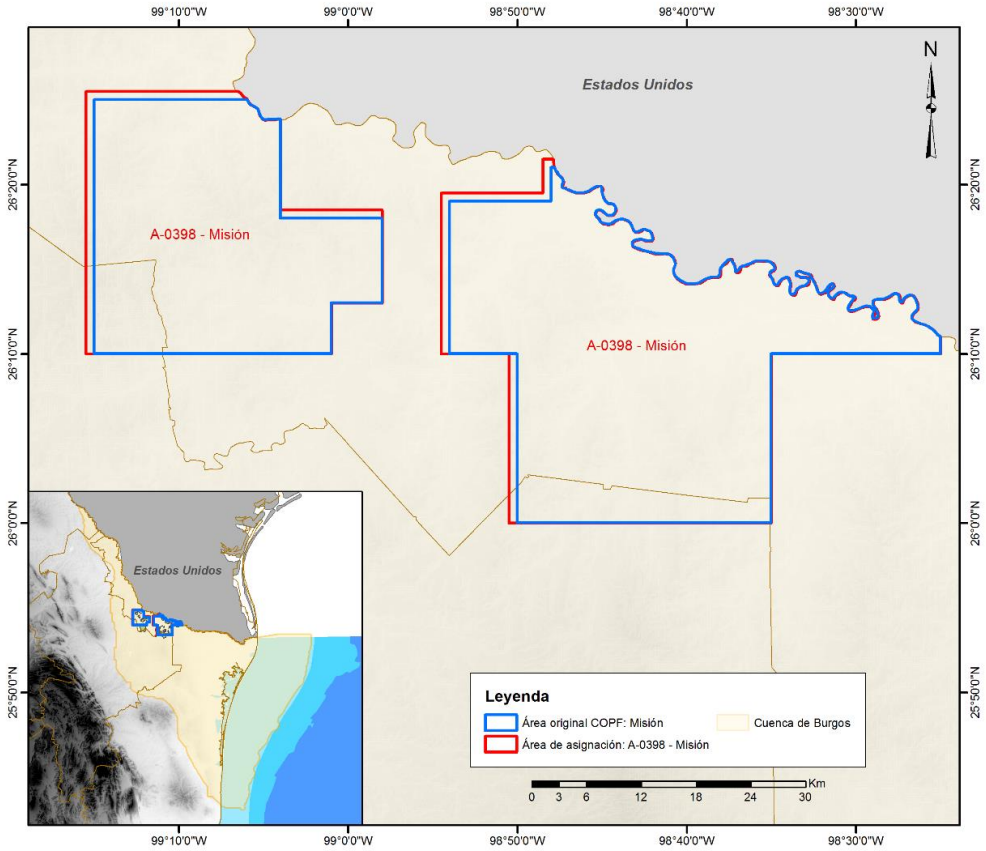

Figura 2. Localización del área de la Asignación A-0398-Misión.

El área correspondiente a la Asignación que nos ocupa, está cubierta casi en su totalidad por sísmica 3D y cuenta con una gran cantidad de sísmica 2D (figura 3), lo que ha contribuido en la generación de conocimiento geológico, el cual también se ha visto fortalecido con el desarrollo de estudios regionales, modelado de sistemas

petroleros, estudios de plays e identificación y jerarquización de áreas con prospectiva de contener acumulaciones comerciales de hidrocarburos, principalmente gas no asociado.

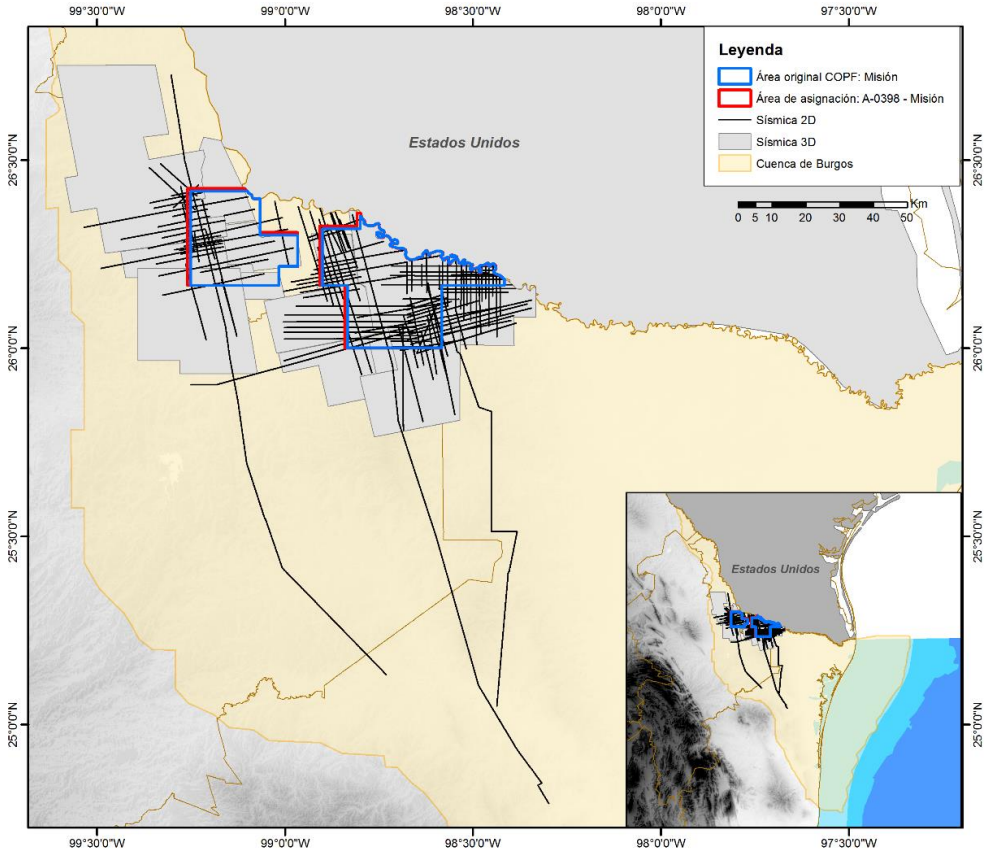

Figura 3. Cubrimiento sísmico del área de la Asignación A-0398-Misión.

Es importante señalar que hasta el año 2003, Pemex se encargó de realizar toda la actividad petrolera dentro de esta Asignación, consiguiendo numerosos descubrimientos. A partir del 2 de febrero de 2004, luego de que Pemex licitara el área correspondiente a dicha Asignación, entra en operaciones la compañía Servicios Múltiples de Burgos, S.A. de C.V., proporcionando servicios exploratorios, de delimitación de yacimientos y de desarrollo de campos, incluyendo adquisición, procesamiento e interpretación de datos geofísicos, geológicos y de ingeniería, en un periodo de 2008 a 2015.

En este marco, en el periodo 2008-2014 se intensificó la actividad petrolera en el área, reflejándose en la perforación de 19 pozos exploratorios, de los cuales 13 resultaron

productores comerciales en los plays Eoceno Yegua, Eoceno Jackson y Eoceno Queen City, 2 pozos resultaron productores no comerciales en los plays Eoceno Queen City y Eoceno Jackson y 4 resultaron improductivos invadidos de agua, estos últimos fueron perforados en áreas alejadas de campos. El éxito geológico en este periodo fue del 79% y el éxito comercial del 68%.

Como resultado de la estrategia exploratoria se lograron descubrir 7 campos (figura 4) e incorporar una reserva 3P de 43.6 MMbpce.

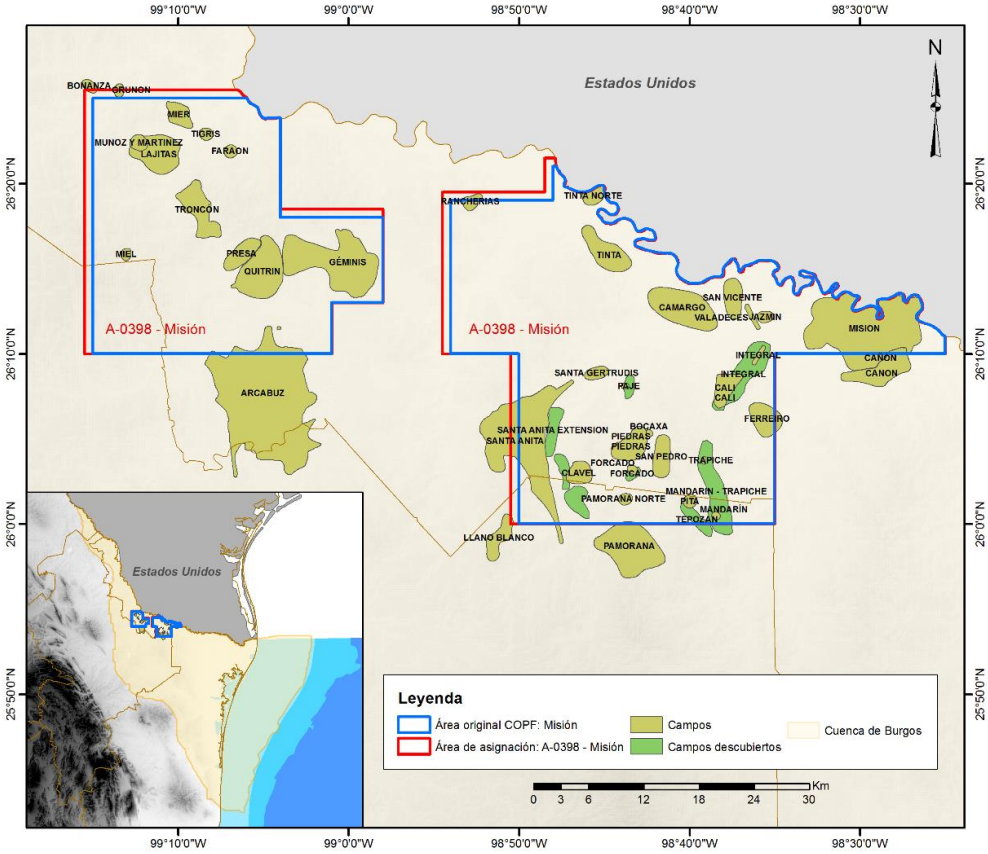

Figura 4. Campos del área de la Asignación A-0398-Misión.

2. Información geológica, geofísica y geoquímica de soporte

El área correspondiente a la Asignación A-0398-Misión se ubica en la porción noroeste de la provincia petrolera Cuenca de Burgos. En esta cuenca se depositó una columna sedimentaria cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 m.

La geometría estructural y estratigráfica de estos depósitos es resultado de procesos de levantamiento, subsidencia y del desarrollo de un sistema de fallas regionales con orientación prácticamente norte-sur con una importante afluencia de sedimentos clásticos provenientes de la Sierra Madre Oriental y de las zonas altas contemporáneas. Asimismo, se desarrollaron progradaciones clásticas con un arreglo en forma de franjas paralelas a la morfología de la cuenca. Estas franjas varían en edad de oeste a este desde el Paleoceno hasta el Plio-Pleistoceno-reciente (figura 5).

El sistema estructural de fallas de crecimiento con echado hacia el oriente, originó el desarrollo de estructuras de tipo *roll-over* y de cuñas arenosas sedimentarias, principales trampas combinadas del sistema petrolero del área. Estas trampas constituyen los principales yacimientos productores de la cuenca, los cuales se ubican por lo general a lo largo de las fallas, teniendo generalmente los componentes combinados estructural y estratigráfico.

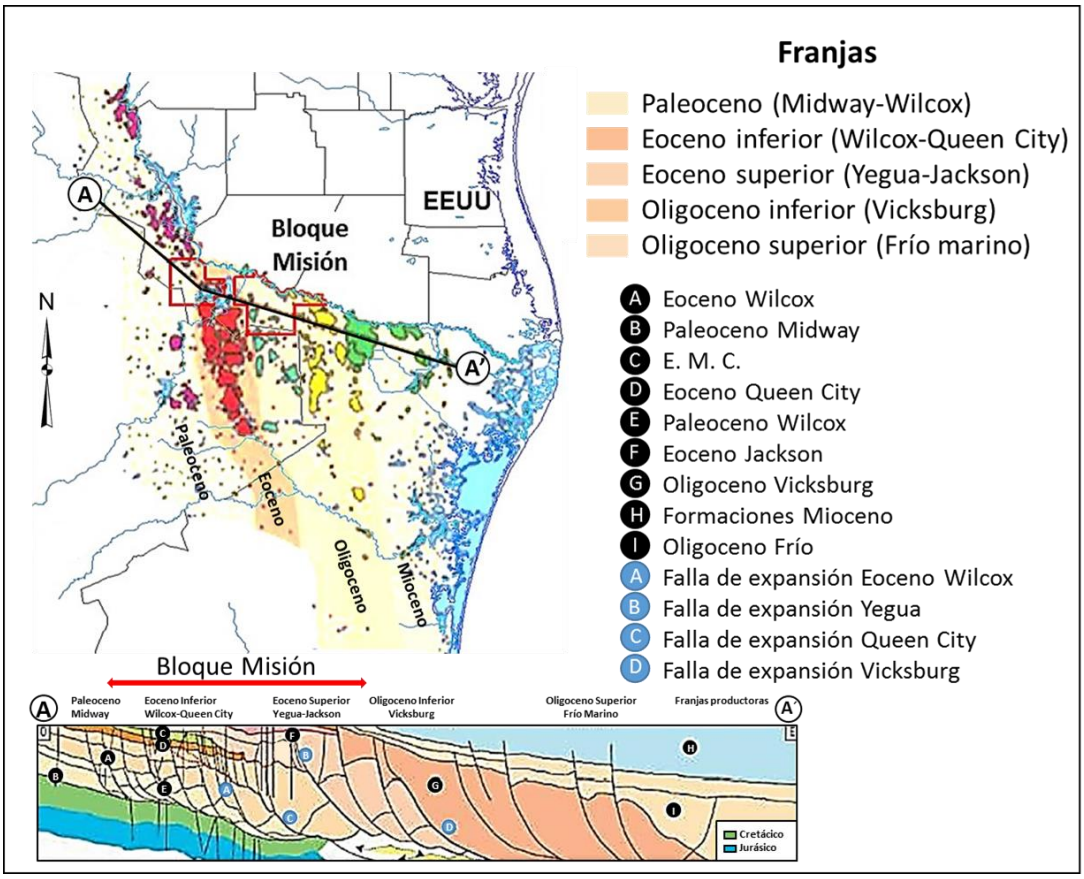

Figura 5. Mapa donde se ilustran las franjas de depósito y de producción correspondientes a los plays en sentido oeste a este, de más antiguos a más jóvenes.

Y sección estratigráfico-estructural donde se muestran las franjas de depósito, así como las fallas de crecimiento y las estructuras de tipo roll-over.

Dentro del área de Asignación está presente una columna estratigráfica cenozoica, desde el Paleoceno hasta el Oligoceno. Es en las formaciones P. Midway, P. Wilcox, E. Wilcox. E. Recklaw, E. Queen City, E. Yegua, E. Jackson, O. Vicksburg y O. Frio., donde se han encontrado acumulaciones comerciales de hidrocarburos. La figura 6 muestra las relaciones estratigráficas entre cada una de ellas, su litología y edad, principales secuencias sedimentarias, la identificación de los elementos del sistema petrolero y una apreciación cualitativa de la producción acumulada de cada uno de éstos plays en la Cuenca de Burgos.

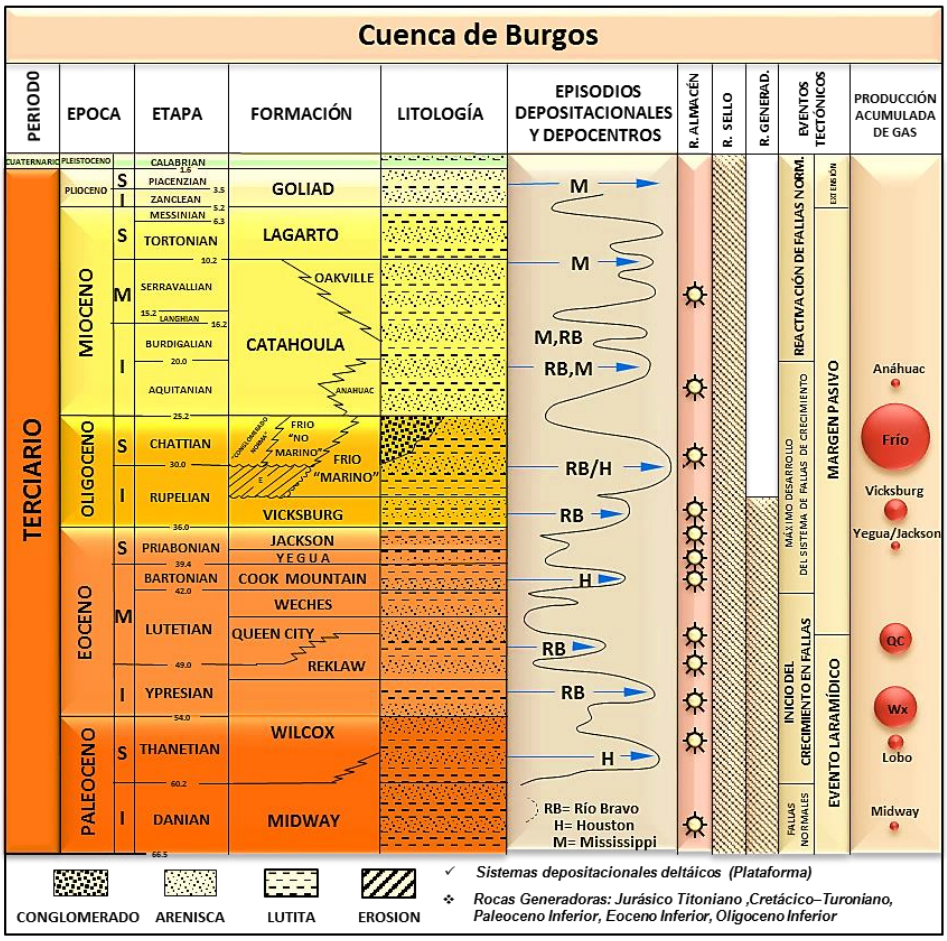

Figura 6. Columna estratigráfica de la cuenca de Burgos.

En 2007, Pemex realizó una simulación de un modelo dinámico 3D para toda la Cuenca de Burgos, lo que permitió contar con modelos geológicos predictivos sobre los procesos de generación, migración y entrampamiento de los hidrocarburos, así sincronía con los elementos de los sistemas petroleros.

La construcción de los modelos antes evocados, requirió la integración de las interpretaciones estructurales, los estudios geoquímicos y la información de pozos, incluyendo finalmente la calibración de los resultados con datos de flujos térmicos del subsuelo, datos de madurez del kerógeno por medio del índice de reflectancia de la vitrinita, temperaturas de fondo de los pozos y temperaturas máximas de pirolisis obtenidas en laboratorio. Los resultados numéricos fueron desplegados en mapas regionales de riqueza orgánica y de evolución térmica de las rocas generadoras Jurásico Pimienta, Paleoceno Midway, Eoceno Wilcox y Oligoceno Vicksburg, así como mapas regionales de erosión.

El modelado en 3D de la Cuenca de Burgos permitió caracterizar y clasificar como conocidos los siguientes Sistemas Petroleros:

J. Pimienta - P. Midway (!), P. Midway - E. Wilcox (!), E. Wilcox - E. Wilcox (!) y O. Vicksburg – O. Frío No Marino (!).

El inicio de generación de hidrocarburos de cada subsistema generador, considerando las rutas de migración y la sincronía con la formación de los yacimientos, se interpreta de la siguiente forma:

- En la Formación Pimienta del Jurásico Superior, la fase de generación de Hidrocarburos inició hace 121 m.a. La fase de migración ocurrió a partir de 66 m.a.
- En la Formación Midway del Paleoceno la fase de generación de Hidrocarburos inició hace 54 m.a. La fase de migración ocurrió a partir de 52 m.a.
- En la Formación Wilcox del Eoceno la fase de generación de Hidrocarburos comenzó hace 36 m.a. La fase de migración ocurrió a partir de 34 m.a.
- En la Formación Vicksburg del Oligoceno la fase de generación de Hidrocarburos inicio hace 22 m.a. La fase de migración ocurrió a partir de 19 m.a.

Con relación al grado de madurez y a la tasa de transformación del kerógeno a hidrocarburos, para cada subsistema generador, se determinó lo siguiente:

- La Formación Pimienta de Jurásico Superior registra la mayor madurez y el menor potencial de generación hidrocarburos.
- La Formación Vicksburg del Oligoceno presenta una mayor entrada a la ventana de generación de Hidrocarburos, que va desde madurez temprana hasta sobre madurez y un mayor potencial de generación.

La figura 7 muestra los sistemas petroleros identificados y caracterizados dentro de la Cuenca de Burgos, con base en el porcentaje de carga para el play principal, así como para plays secundarios y su carga de hidrocarburos.

SISTEMA PETROLERO	PLAY PRINCIPAL	PLAYS SECUNDARIOS	CARGA SECUNDARIA
O. VÍCKSBURG / O. FRÍO NO MARINO	O. FRÍO NO MARINO Component (mass%) Liquid Vapor Dry Gas_Vick 100.0 51.1 Dry Gas_Wx 00.0 24.7 Dry Gas_Mid 00.0 22.1 Medium Oil_Mid 00.0 00.2 Dry Gas_Pim 00.0 01.5 Medium Oil_Pim 00.0 00.3	**- M. CATAHOULA (70%)** **- MICENO INF. (77%)** **- O. FRÍO MARINO (65%)**	**- 17% E. WILCOX** **- 15% E. WILCOX** **- 17% E. WILCOX**
E. WILCOX / E. WILCOX	EOCENO WILCOX Component (mass%) Liquid Vapor Dry Gas_Wx 00.0 77.3 Dry Gas_Mid 00.0 12.7 Dry Gas_Pim 00.0 10.0	**LA DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA DEL SISTEMA E. WILCOX ESTÁ PRESENTE DE MANERA SECUNDARIA EN OTROS PLAYS**	**- 13% P. MIDWAY**
P. MIDWAY / E. WILCOX	EOCENO WILCOX Component (mass%) Liquid Vapor Dry Gas_Wx 00.0 34.0 Dry Gas_Mid 00.0 57.9 Medium Oil_Mid 00.0 05.0 Dry Gas_Pim 00.0 01.2 Medium Oil_Pim 00.0 01.9	**- E.YEGUA-JACKSON (67%)** **- E. QUEEN CITY (50%)** **- P. WILCOX (99%)**	**- 30% E. WILCOX** **- 49% E. WILCOX** **- 0.5% J. PIMIENTA**
J. PIMIENTA / P. MIDWAY	PALEOCENO MIDWAY Component (mass%) Liquid Vapor Dry Gas_Mid 00.0 38.3 Medium Oil_Mid 00.1 05.1 Dry Gas_Pim 19.7 35.0 Medium Oil_Pim 80.2 21.6	**- K. SUPERIOR (99 %)** **- K. INFERIOR (100%)** **- J. ZULOAGA (100%)**	**- 1.0 % P. MIDWAY** **- 1.5 O. FRÍO**

Figura 7. Sistemas petroleros de la Cuenca de Burgos y su carga principal y secundaria.

En el área de Asignación, se encuentran distribuidos parcialmente 6 plays, clasificados como establecidos, ya que todos han sido productores, lo cual se corrobora con campos con producción y pozos productores asociados: Paleoceno Midway, Eoceno Wilcox, Eoceno Queen City, Eoceno Yegua, Eoceno Jackson y Oligoceno Vicksburg. Sus características principales se presentan en la tabla 1.

No.	Play	Hidrocarburo principal	Ambiente sedimentario	Litología	Tipo de trampa	Pg (%)	Recursos Prospectivos Sin Riesgo (MMbpce)	Recursos Prospectivos Con Riesgo (MMbpce)
1	**Paleoceno Midway**	Gas seco	Prodelta, canales y abanicos de talud	Areniscas	Estratigráficas y combinadas	0.31	11.3	3.503
2	**Eoceno Wilcox**	Gas húmedo y condensado	Costeros (barrera, straind plain y deltas)	Areniscas	Estructural	0.32	38.6	12.352
3	**Eoceno Queen City**	Gas y condensado	Plataforma interna	Areniscas	Estructural	0.35	66.5	23.275
4	**Eoceno Yegua**	Gas húmedo	Fluviales, lagunares y deltaicos	Areniscas	Estructural	0.32	43.6	13.952
5	**Eoceno Jackson**	Gas húmedo y condensado	Deltaico	Areniscas arcillosas, intercalaciones de areniscas y lutitas	Estructurales y combinadas	0.28	22.7	6.356
6	**Oligoceno Vicksburg**	Gas y condensado	Deltaico	Areniscas	Estratigráficas y combinadas	0.28	7.3	2.044

Tabla 1. Características principales de los plays distribuidos en el área de Asignación.

Para el área de Asignación correspondiente al polígono occidental, los plays que aportan mayor producción son Eoceno Wilcox, Eoceno Queen City y Eoceno Yegua, en los campos Géminis-Quitrín y Arcabuz, entre otros.

Para el caso del polígono oriental, la producción proviene principalmente de los plays Eoceno Yegua, Eoceno Jackson y Oligoceno Vicksburg, donde se ubican los campos Misión- Lomitas-Tinta, entre otros.

Las estructuras con hidrocarburos se encuentran asociadas a fallas extensionales con inclinación normal hacia el oriente. Los alineamientos estructurales se encuentran

asociados a estas fallas que muestran las expansiones de los plays del Eoceno y Oligoceno.

Los primeros campos del play Eoceno Wilcox fueron Culebra y Arcabuz, descubiertos en 1956, ocupando el primer y tercer lugar en tamaño dentro del play, respectivamente y están ubicados a lo largo de un alineamiento altamente productivo. En 2005 el pozo Patlache-1 estableció producción comercial en facies distales del play.

Para el Eoceno Queen City, la etapa productiva inicia en 1957 con el descubrimiento del pozo Culebra-1. Entre 1958 y 1976 se descubrieron los mayores campos de este play: Santa Anita, Santa Rosalía, Mojarreñas, Viboritas, Topo, Géminis y Cuervito.

El play del Eoceno Yegua fue descubierto en 1936 en el campo Rancherías. Posteriormente, en diferentes etapas exploratorias se fueron incorporando campos con producción en este play incluidos algunos en el área contractual.

La exploración exitosa del play Eoceno Jackson se inicia en 1947 cuando se establece producción con el descubrimiento del campo Camargo (Pozo Camargo-4). Desde esa fecha y hasta la década de los setenta se continuó con una serie de descubrimientos, entre los cuales destaca el del Campo Comitas, el más grande del play.

Finalmente, para el caso del play Vicksburg, se inició la fase exitosa con el descubrimiento del Campo Misión (1945).

La cartera actual asociada a la Asignación está conformada por 19 prospectos exploratorios, con un recurso prospectivo medio sin riesgo de 158.8 MMbpce y una probabilidad de éxito geológico promedio de 28%, por lo que el recurso prospectivo medio con riesgo se estima en 44 MMbpce. En la tabla 2 se presenta un resumen de la cartera de prospectos asociados a esta Asignación.

Prospecto exploratorio	Objetivo 1, 2, 3	Edad geológica	Hidrocarburo Principal	Probabilidad de éxito geológico (Fracción)	Recursos prospectivos Sin Riesgo (MMbpce)	Recursos prospectivos Con Riesgo (MMbpce)
Sendero-1	1	Eoceno	Gas húmedo	0.22	8.5	1.8
	2	Eoceno	Gas húmedo	0.2	10.4	2.1
Tazon-1	1	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.28	4.3	1.2
Jarron-1	1	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.3	3.1	0.9
Canoa-1	1	Eoceno Inf.	Gas húmedo	0.36	5.5	2.0
	2	Paleoceno Sup.	Gas húmedo	0.33	4.2	1.4
Venidero-1	1	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.3	1.1	0.4
	2	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.28	2.6	0.7
Trineo-1	1	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.31	2.7	0.8
Aldeano-1	1	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.36	1.9	0.7
	2	Eoceno	Gas húmedo	0.36	5.9	2.1
Piaroa-1	1	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.31	3.8	1.2
Bucefalo-1	1	Eoceno	Gas húmedo	0.3	1.3	0.4
	2	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.3	2.6	0.8
	3	Eoceno Sup.	Gas húmedo	0.26	3.8	1.0
Forcado-1001	1	Eoceno Inf.	Gas húmedo	0.28	5.3	1.5
	2	Eoceno Inf.	Gas húmedo	0.26	6.5	1.7
Plaza-1	1	Eoceno Inf.	Gas seco	0.3	8.7	2.6
Jacubes-1	1	Paleoceno Sup.	Gas seco	0.28	3.1	0.9
	2	Paleoceno Inf.	Gas seco	0.26	5.4	1.4
Kiosco-1	1	Paleoceno Sup.	Gas seco	0.36	5.3	1.9
	2	Paleoceno Inf.	Gas seco	0.26	4.0	1.1
Lenga-1	1	Eoceno	Gas seco	0.36	3.5	1.3
	2	Eoceno	Gas seco	0.36	2.4	0.9
Sisador-1	1	Eoceno Medio	Gas húmedo	0.26	12.3	3.2
	2	Eoceno Superior	Gas seco	0.25	2.4	0.6
Santa Gertrudis-1001	1	Eoceno Medio	Gas húmedo	0.27	9.6	2.6
	2	Eoceno Superior	Gas seco	0.32	2.2	0.7
Tacuba-1	1	Eoceno Medio	Gas húmedo	0.3	10.0	3.0
Belka-1	1	Eoceno Medio	Gas húmedo	0.2	8.0	1.6
Mariscal-1	1	Eoceno Medio	Gas húmedo	0.2	8.4	1.7
Recursos asociados a prospectos aprobados para su perforación					**47.6**	**13.3**
Recursos asociados a prospectos que requieren más estudios					**111.2**	**30.8**
Recursos prospectivos totales					**158.8**	**44.0**

Tabla 2. Cartera de prospectos asociada al área de Asignación.

3. Reservas

Los 16 campos que se encuentran en el área de Asignación cuentan con una reserva total de 352,000 millones de pies cúbicos de gas natural (bcf) a nivel 3P, correspondiendo 199.5 bcf a reservas probadas (57%), 112.1 bcf a reservas probables (32%) y 40.4 (11%) a reservas posibles, como se muestra en la figura 8.

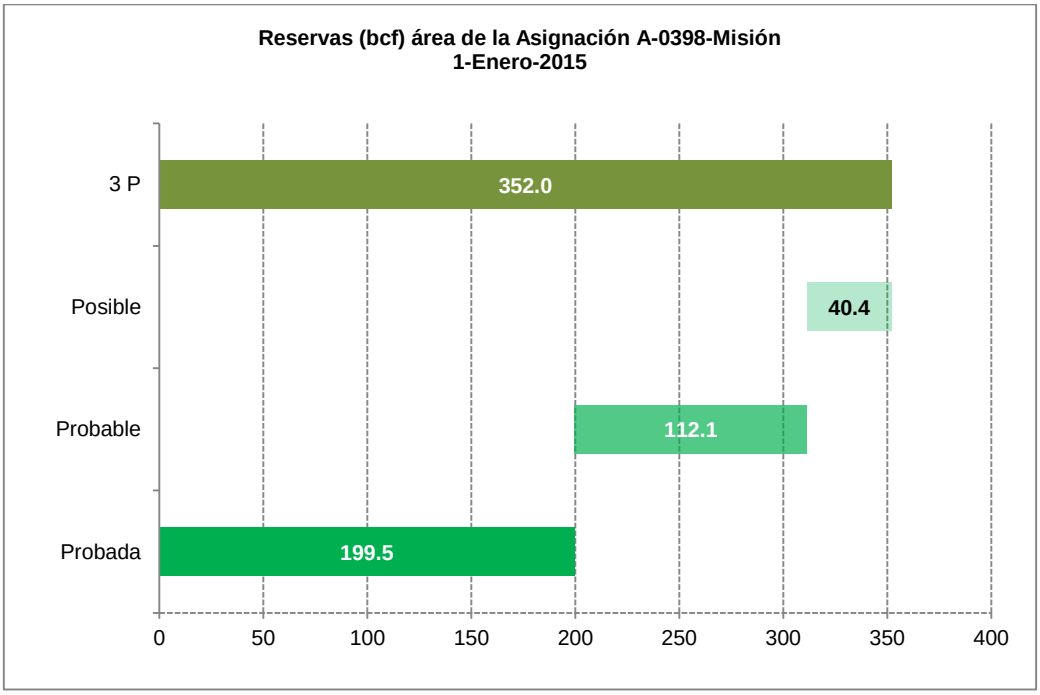

Figura 8. Reservas del área de Asignación.

Como resultado de las actividades exploratorias dentro del COPF durante el período 2008-2015 se incorporaron reservas 3P por 218 bcf, equivalente a 43.6 MMbpce.

4. Plan de actividades

El plan de actividades contiene tres componentes sustantivas: reprocesos de información sísmica, realización de estudios exploratorios y perforación de pozos exploratorios, con lo que se conforma el plan integral descrito en la tabla 3.

El programa de reproceso de 700 km^2 de sísmica 3D daría inicio en 2016 con el propósito de mejorar la calidad de la información sísmica, avanzar en la definición de trampas estratigráficas y elaborar de mapas de rasgos estructurales sutiles, utilizando modernos algoritmos de procesamiento a los aplicados con anterioridad en los cubos. En 2017 se planea llevar a cabo procesamientos sísmicos especiales (inversión simultánea, análisis AVO) en una superficie aproximada de 300 km^2y en áreas que serían definidas una vez que se cuente con los resultados de los estudios y pozos exploratorios.

Asimismo, durante 2016 se daría inicio a la realización de estudios exploratorios de geoquímica (gases y condensados) y de geología (estratigráficos, de facies sobre núcleos y registros de pozo, petrográficos, petrofísicos y diagenéticos sobre núcleos) con el objeto final de lograr la integración – junto con la información sísmica reprocesada y reinterpretada – de diferentes escalas de trabajo para obtener modelos geológicos predictivos que permitan definir trampas combinadas o estratigráficas.

La perforación de pozos exploratorios mantendrá el promedio de dos pozos exploratorios por año, iniciando con los prospectos aprobados para su perforación; en 2015, Forcado-1001 con objetivo Eoceno Yegua y en el 2016, Sisador-1 con objetivo Eoceno Queen City y Kiosko-1 con objetivos Eoceno Wilcox y Paleoceno Midway.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2030	2030-2037
	Procesamiento y/o reprocesamiento de información sísmica 3D						
		700 km² Reprocesos	300 Km² Procesos Especiales				
	Estudios exploratorios						
1) Estudios geoquímicos de gases y condensados		x	x	x	X		
2) Estudios estratigráficos, de facies sedimentarias sobre núcleos y registros de pozos		x	x	x	X		
3) Estudios petrográficos, petrofísicos y diagenéticos sobre núcleos		x	x	x	X		
4) Integración de los estudios estratigráficos, sedimentológicos y diagenéticos con geocuerpos obtenidos de los procesamientos especiales de sísmica 3D en un modelo geológico prospectivo				x	X	x	x
5) Realización de informes VCD en los pozos exploratorios	x	x	x	x	X	x	
6) Evaluación de riesgo y cálculo de recursos exploratorios	x	x	x	x	X	x	
7) Análisis post perforación de los pozos exploratorios	x	x	x	x	X	x	
	Prospectos exploratorios a perforar						
	1	2	3	2	2	3	

Tabla 3. Programa de actividades exploratorias para el área correspondiente a la Asignación.

5. Proyecciones volumétricas de Recursos Prospectivos y de incorporación de Reservas

La proyección de recursos prospectivos está basada en la cartera actual con 4 prospectos aprobados para perforar. Se seleccionarán 9 prospectos adicionales para completar el programa de perforación de los 13 pozos exploratorios propuestos. Esta cartera pretendería ampliarse con la incorporación de nuevos prospectos.

En cuanto a la proyección de incorporación de reservas, Pemex plantea un escenario incremental.

- En un primer escenario pronostica incorporar 48 bcf, considerando 4 descubrimientos de los 13 pozos exploratorios propuestos (probabilidad de éxito 30%). Cada pozo exploratorio exitoso permitiría, en su momento, el desarrollo de 5 pozos adicionales, que representarían una producción acumulada de gas de 2 MMMpc y 7,200 bls por pozo de condensado.
- En segundo escenario, Pemex pronostica llevar a cabo 20 pozos de desarrollo asociados a los descubrimientos exploratorios, mismos que en su caso, deberán ser previamente autorizados por esta Comisión. El pronóstico de incorporación de reservas con base al escenario planteado contempla un descubrimiento por año (tabla 4). De ser el caso, Pemex solicitaría, en su oportunidad, la autorización de la modificación del plan de desarrollo para la extracción.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2030	2030-2037
Reserva estimada a incorporar MMbpce		2.4	2.4		2.4	2.4	
Probable inicio de producción de los descubrimientos		Junio	Noviembre		Junio	Junio	

Tabla 4. Proyección de incorporación de reservas en el área correspondiente a la Asignación.

La figura 9 presenta una proyección de la producción en la que se observa un incremento asociado a los descubrimientos esperados por la actividad exploratoria. El pico de producción sería alcanzado para el año 2022 con 19 MMpcd.

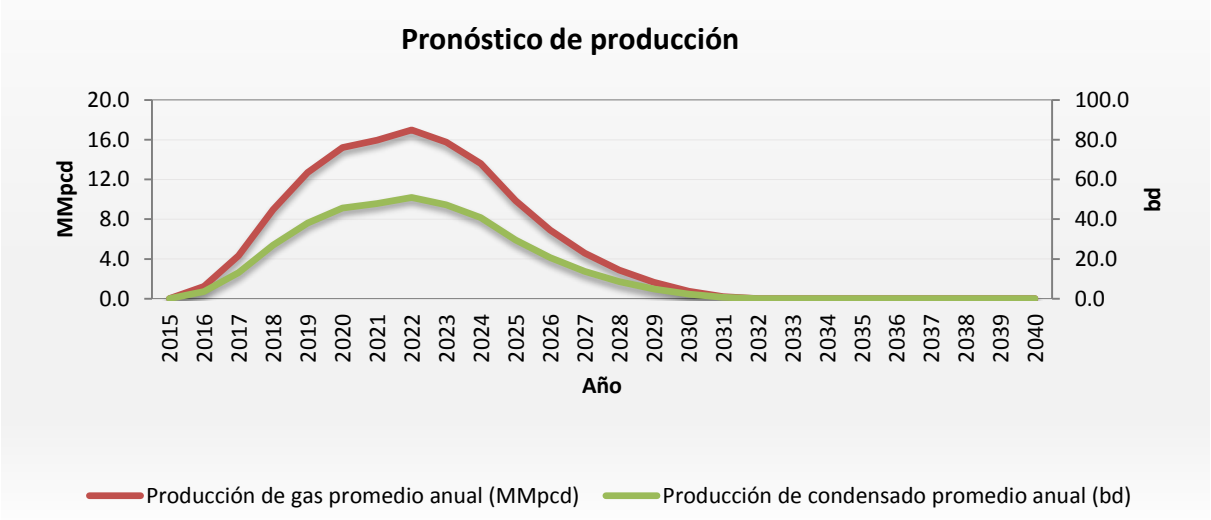

Figura 9. Pronóstico de producción para el área asociada a la Asignación.

6. Plan de inversiones programadas

El plan considera las inversiones a realizarse en las actividades exploratorias sustantivas, procesamiento y reprocesamiento sísmico, estudios exploratorios y pozos exploratorios, tabla 5.

El programa de actividades e inversiones en estudios sísmicos comenzaría en el segundo semestre del año 2016, con el fin de utilizar los resultados oportunamente durante el programa de perforación propuesto. La segunda fase iniciaría con la realización de procesamientos especiales en aquellas zonas en las que se cuente con datos completos de registros de pozos cercanos en los objetivos exploratorios a evaluar. Las áreas donde se efectuarán reprocesos sísmicos serán definidas una vez finalizada la evaluación de procesamientos existentes, basándose en la estrategia del Plan de Exploración.

Los estudios geológicos y geoquímicos iniciarían en 2016 como soporte en la definición de los prospectos programados a perforarse, de tal manera que se integre la información de los pozos perforados en los estudios en curso.

El programa de perforación de pozos exploratorios propuesto involucra la mayor inversión de las actividades del Plan de Exploración con $78 millones de dólares. Los estudios VCD para los prospectos a perforar se realizarían al momento de solicitarse la autorización para perforar los pozos exploratorios.

	Inversiones en Actividades Exploratorias (MMUSD)						
	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2030	2030-2037
	Procesamiento y/o reprocesamiento de información sísmica 3D						
		0.616	0.1				
	Estudios exploratorios						
1) Estudios geoquímicos de gases y condensados		0.025	0.025	0.025	0.025		
2) Estudios estratigráficos, de facies sedimentarias sobre núcleos y registros de pozos		0.03	0.03	0.03	0.03		
3) Estudios petrográficos, petrofísicos y diagenéticos sobre núcleos		0.02	0.02	0.02	0.02		
4) Integración de los estudios estratigráficos, sedimentológicos y diagenéticos con geocuerpos obtenidos de los procesamientos especiales de sísmica 3D en un modelo geológico prospectivo		Incluido en el costo operativo					
5) Realización de informes VCD en los pozos exploratorios							
6) Evaluación de riesgo y cálculo de recursos exploratorios							
7) Análisis post perforación de los pozos exploratorios							
	Pozos exploratorios (MMUSD)						
	6	12	18	12	12	18	

Tabla 5. Plan de inversiones programadas en actividades exploratorias relacionadas a la Asignación (sin montos de inversión definidos para el periodo 2020-2037 en los estudios exploratorios 1-3).

7. Indicadores económicos

De acuerdo con la información proporcionada por PEMEX, los vectores de precios que se utilizaron para el análisis económico propuesto se resumen en la tabla 6.

	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Precio del gas	**USD/mpc**	3.31	4.03	4.13	4.33	4.46	4.54	4.69	4.79	4.86	4.91
Precio del condensado	**USD/bbl**	32	70	71	73	78	81	84	87	91	93

Tabla 6. Escenarios de precios de gas y condensado.

Estos escenarios de precios fueron proporcionados por la Dirección Corporativa de Finanzas de Pemex, que emplea diversos modelos y consideraciones para su actualización periódica.

En la evaluación económica, Pemex utilizó como premisas los costos mostrados a continuación (tabla 7).

Costo de pozo exploratorio	6	MMUSD
Costo de pozo exploratorio (fracaso)	5.1	MMUSD
Costo de pozo de desarrollo	3.87	MMUSD
Costo operativo estimado	4.82	USD/bbl
Costos de transporte de gas	0.48	USD/Mpc
Costos de transporte de condensados	3	USD/bbl

Tabla 7. Costos considerados como premisas en la evaluación económica.

De acuerdo con la información proporcionada por Pemex, la evaluación económica se realizó antes de impuestos, contraprestaciones, regalías y pago a propietarios de la tierra y no se limita la recuperación de las inversiones y costos.

En el escenario de 4 pozos exploratorios exitosos, la inversión estimada para la fase de desarrollo sería de 69.6 MMUSD durante el periodo 2015-2023, con un monto de 51.6 MMUSD para costos de operación y mantenimiento.

Los indicadores económicos estimados por Pemex para el Plan de Exploración propuesto son los siguientes (tabla 8):

Indicadores económicos		
Indicador	**Unidad**	**Valor**
Valor Monetario Esperado VME antes de impuestos	MMUSD	9
Valor Presente de la Inversión VPI antes de impuestos	MMUSD	36
Relación VME/VPI	USD/USD	0.25
Tasa Interna de Retorno TIR	%	11
Costo de descubrimiento	USD/bpce	14

Tabla 8. Indicadores económicos del Plan de Exploración.

IV. Análisis del Plan de Exploración

Con base en los artículos 17 y 18, fracción II de la Resolución relativos a los aspectos a evaluar y del contenido del dictamen, respectivamente, a continuación se presenta el análisis y la evaluación realizada por esta Comisión, respecto al Plan de Exploración presentado.

Como parte del procedimiento del análisis y comentarios sobre los aspectos a evaluar del Plan de Exploración y de conformidad con los artículos 8, 9 y 17 de la Resolución, la Comisión realizó la verificación de la suficiencia de información remitida por Pemex, que sustenta el Plan de Exploración propuesto.

Para tal efecto, se verificó que la información entregada por Pemex cumpliera con la solicitada en los artículos 4 y 5, apartado A, de la Resolución.

Después de que la Comisión revisara dicha información, se determinó la suficiencia documental (anexo 1 de fecha 1º. de abril de 2015) para la evaluación del Plan de Exploración presentado, de acuerdo con el artículo 11 de la Resolución.

La delimitación del área asociada a la Asignación A-0398-Misión, está comprendida por dos polígonos de acuerdo a las coordenadas mostradas a continuación:

Polígono A

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	98° 50’30”	26° 00’ 00”
2	98° 50’30”	26° 10’ 00”
3	98° 54’30”	26° 10’ 00”
4	98° 54’30”	26° 19’ 30”
5	98° 48’30”	26° 19’ 30”
6	98° 48’30”	26° 21’ 30”
7	98° 47’51.48”	26° 21’ 30”
8	98° 25’00”	26° 11’ 00.81”
9	98° 25’00”	26° 10’ 00”
10	98° 35’00”	26° 10’00”
11	98° 35’00”	26° 00’00”

La línea que une los vértices 7 y 8 es aquella que hace referencia a la frontera entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América.

Polígono B

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	99° 15’30”	26° 10’ 00”

2	99° 15’30”	26° 25’ 30”
3	99° 06’30”	26° 25’ 30”
4	99° 04’00”	26° 23’ 49.99”
5	99° 04’00”	26° 18’ 30”
6	98° 58’00”	26° 18’ 30”
7	98° 58’00”	26° 13’ 00”
8	99° 01’00”	26° 13’ 00”
9	99° 01’00”	26° 10’ 00”

La línea que une los vértices 3 y 4 es aquella que hace referencia a la frontera entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América.

1. Análisis de las Actividades Programadas

En el Plan de Exploración se presenta una estrategia en la que se propone explorar áreas alejadas de campos (figura 10) y dirigir la exploración hacia áreas con mayor riqueza de condensados con lo que se lograría incrementar la rentabilidad del proyecto. De resultar exitosa la estrategia traería consigo un mayor beneficio para el Estado.

Con el fin de dar mayor certidumbre a los prospectos a estudiar en el Plan de Exploración se plantea aplicar las técnicas y metodologías que han dado buenos resultados en el área, con un programa ambicioso de reprocesamiento sísmico, en el que además se pretende implementar nuevas técnicas para mejorar la calidad de la información sísmica con la que se cuenta. En el programa mencionado se consideran los siguientes reprocesos:

- Solución por tomografía de las correcciones estáticas.
- Atenuación de ruido por bandas de frecuencias.
- Regularización del dato (Interpolación 5D).
- Unión de cubos sísmicos.

Estos reprocesos son acordes a las características geológicas que el área de la Asignación presenta y, al ejecutarse el programa de reprocesos sísmicos propuesto, se obtendrían resultados como:

- Mejoras en la calidad de la imagen.
- Modelos geológicos del subsuelo más precisos.

- Mejoras en la relación señal/ruido de los datos antes y después de la deconvolución.
- Mejoras en la calidad de los eventos más someros en los cubos sísmicos y en la calidad de los *gathers* para la realización de Inversión Simultanea de traza o AVO.
- Homogenización los parámetros de los algoritmos de procesamiento y la migración en conjunto de todas las trazas y uniformidad de las amplitudes.

El programa de estudios exploratorios presentado está diseñado para las condiciones geológicas del área, a diferentes escalas de trabajo. Por lo tanto, al ejecutar estos estudios (tabla 5), se concluye que se contribuiría a:

- Definir potenciales focos de generación de hidrocarburos.
- Identificar vías de migración de hidrocarburos.
- Identificar áreas con mayor riqueza de condensados.
- Actualizar mapas de paleoambientes.
- Mejorar la definición de propiedades petrofísicas y la predicción de estas en los prospectos exploratorios.
- Ganar precisión en la delimitación de los plays y en la estimación de los recursos prospectivos.
- Actualizar mapas de riesgo.
- Identificar trampas estratigráficas.
- Disminuir la incertidumbre en zonas alejadas de los campos.
- Robustecer la cartera de prospectos exploratorios.
- Retroalimentar el proceso exploratorio.
- Disminuir riesgos en la perforación de pozos exploratorios.
- Optimizar la adquisición de información de pozos exploratorios.

En el periodo en el que se ha operado la Asignación A-0398-Misión por medio del COPF, se han implementado nuevas y diversas técnicas acordes a las mejores prácticas de la industria, las cuales han apoyado a lograr un éxito geológico del 79% y un éxito comercial del 68%. Con ello se ha adquirido no sólo un mayor conocimiento del área, sino también una mayor experiencia y conocimiento de la misma, dando soporte técnico al Plan de Exploración de Pemex. La incorporación y utilización de las

tecnologías, por ejemplo el empleo de métodos geofísicos que incorporan algoritmos recientemente desarrollados para mejorar la resolución de las imágenes del subsuelo, contribuiría a reducir la incertidumbre geológica y coadyuvaría a incrementar las capacidades técnicas y los tiempos de respuesta en las etapas del proceso exploratorio en beneficio del Estado.

El programa de perforación de pozos exploratorios tiene contempladas dos etapas las cuales están alineadas a la estrategia, la primera abarcaría los primeros 5 años (2015-2019) y la segunda el periodo 2016-2037. Haciendo el análisis de las características del área y el programa propuesto, se observa lo siguiente:

- El área en exploración se encuentra en una cuenca en estado de madurez avanzada, lo que contribuye en que la exploración sea más compleja y los descubrimientos cada vez de menor volumen que los ya descubiertos.
- La actividad de perforación de pozos exploratorios se concentraría en los primeros cinco años.
- Para el periodo 2015-2019 se perforarían, en promedio, dos pozos exploratorios por año; es decir, 10 en dicho periodo.
- Se estima una probabilidad de éxito del 30%, por lo que se esperan tres descubrimientos en el periodo 2015-2019.
- Para equilibrar el riesgo exploratorio, los primeros 4 prospectos a perforarse, estarían distribuidos 2 en zonas cercanas a campos y 2 en áreas alejadas de campos.
- La cartera de prospectos, mantendrá este equilibrio ya que el 50% se ubica en áreas alejadas de campos y el otro 50% en zonas aledañas a campos.
- Para el periodo 2020-2030 se perforarían 3 pozos exploratorios, pronosticando un éxito del orden del 30%.
- Se cuenta con una cartera integrada por 19 prospectos con un recurso prospectivo medio con riesgo de 48 MMbpce y una probabilidad de éxito geológico promedio de 29%.

Por lo anteriormente expuesto, se advierte que el programa de perforación de pozos exploratorios es adecuado para dirigir la estrategia planteada, toda vez que al tener

mayor éxito del esperado, la misma podría resultar en una estrategia más agresiva y proponerse una modificación del plan exploratorio.

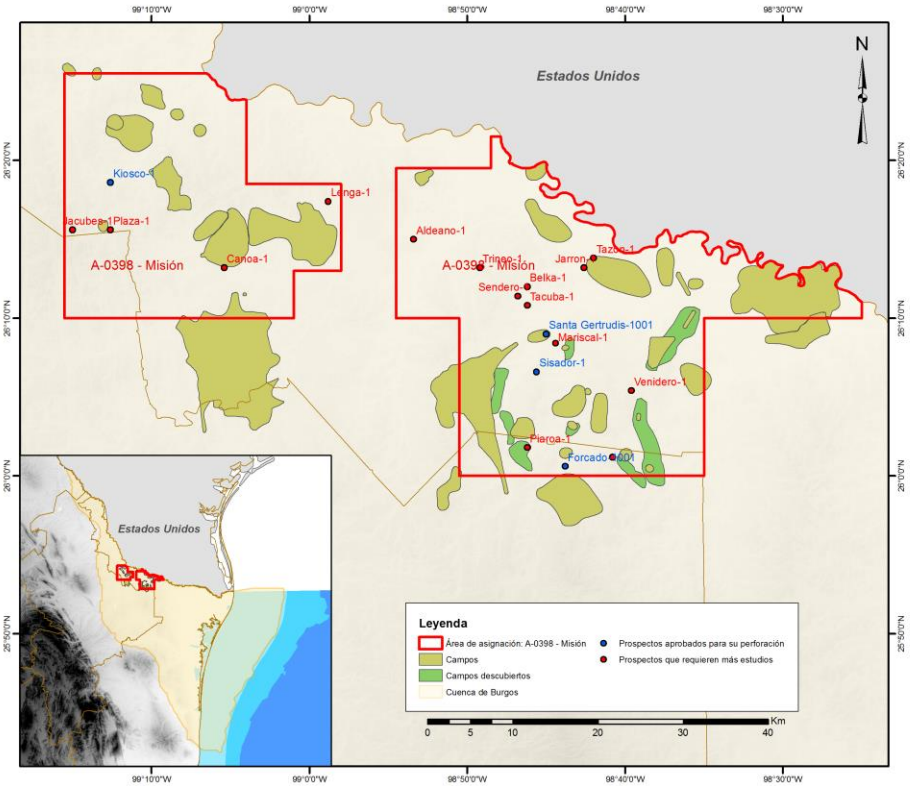

Figura 10. Mapa de la Asignación A-0398-Misión con la cartera de prospectos.

De acuerdo con el documento y anexos complementarios proporcionados a esta Comisión, Pemex ha realizado actividades exploratorias en el área de Asignación, en la porción cenozoica de la columna geológica, propiamente en rocas terrígenas, aplicando diferentes disciplinas para las áreas del conocimiento de la exploración petrolera, por lo que disponen de personal capacitado para:

- Realización de estudios sísmicos, incluyendo procesamiento e interpretación de información.
- Caracterización geológica, incluyendo estudios a nivel de cuencas, sistemas petroleros, plays, caracterización de yacimientos, entre otros.
- Perforación y terminación de pozos petroleros.

Según el mismo documento, se conformarían grupos multidisciplinarios de trabajo, los cuales serían asignados en las actividades que incluye el proceso exploratorio.

2. Análisis de Inversiones Programadas en el Proyecto

De acuerdo con la información proporcionada a esta Comisión en materia de recursos financieros, Pemex realizó inversiones durante el periodo del COPF 2008-2014 por más de 133 MMUSD relacionadas a actividades exploratorias. Con estos antecedentes, la Comisión advierte que Pemex cuenta con la capacidad para realizar las actividades exploratorias en el área de Asignación.

Las inversiones a erogar según el Plan Exploratorio serían por un monto de alrededor de 79 MMUSD para el periodo 2015-2030. El desglose de inversiones se puede analizar de la siguiente manera:

- De conformidad con la información proporcionada por Pemex, los costos de pozos exploratorios para el área de Asignación son del orden de 6 MMUSD. Ahora bien, el Plan de Exploración señala que Pemex llevaría a cabo la perforación de 13 pozos exploratorios.
- En el proceso exploratorio, tal como se propone en el plan de inversiones, la mayor inversión se asigna a la actividad de perforación de pozos, por lo que se justifica que cerca del 99% (78 MMUSD) se enfoque en esta actividad.
- De acuerdo a la estrategia planteada, de la inversión asignada a perforación de pozos, para los primeros 5 años se invertiría el 77% y el resto para el periodo 2020-2030.
- El área de Asignación está prácticamente cubierta en su totalidad por sísmica 3D, por lo que las actividades se enfocan solamente en procesar y reprocesar la información sísmica con que se cuenta, es por ello que la inversión que el programa contempla sería de alrededor del 1% (0.716 MMUSD) para los años 2016 y 2017.

- Las inversiones asignadas a estudios exploratorios serían del orden de 0.4% (0.3 MMUSD), considerando únicamente estudios geoquímicos, estratigráficos, petrográficos, petrofísicos y diagenéticos para el periodo 2016-2019, ya que las inversiones del resto de los estudios se consideran en los costos operativos.

De esta forma se concluye que el programa de inversiones es consistente con las actividades exploratorias propuestas y se maximizaría la inversión para llevar a cabo estudios exploratorios y procesamientos sísmicos.

3. Análisis de los Indicadores de Valor del Plan de Exploración

De la evaluación económica que Pemex presenta, la Comisión advierte los siguientes aspectos:

- Pemex utiliza el Valor Monetario Esperado (VME) como indicador de rentabilidad, el cual es el mejor indicador para medir el valor absoluto de inversión asumiendo un riesgo. Siendo este valor de 9 MMUSD, la evaluación económica resulta positiva antes de impuestos.
- La evaluación económica presenta una eficiencia de la inversión medida con el valor de la relación VME/VPI, lo cual representa un beneficio durante el desarrollo del proyecto de 0.25 USD por cada 1 USD invertido.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) a lo largo de la vida del proyecto indica un valor del 11%.
- El Costo de Descubrimiento, se justifica al considerarse que se trata de actividades exploratorias en una cuenca en etapa de madurez avanzada donde la tecnología a emplear implica costos altos y descubrimientos con volúmenes del orden de 2.4 MMbpce.

De lo anteriormente expuesto, la evaluación económica presentada es indicativa de que se trata de un proyecto rentable, toda vez que las inversiones proyectadas son acordes con las actividades exploratorias propuestas y los resultados pronosticados.

Asimismo, se advierte que el programa de inversiones podría ser modificado en función de que el éxito exploratorio resulte por arriba del pronóstico, lo cual implicaría naturalmente un mayor beneficio para el Estado.

4. Análisis del Pronóstico de Incorporación de Reservas

Pemex estima una proyección de reservas en su Plan de Exploración indicando una incorporación de 9.6 MMbpce para el periodo 2016-2030, lo que contribuiría a incrementar las reservas del país. A continuación se presenta el análisis del pronóstico:

- Se observa un pronóstico reservado, toda vez que el área en exploración se encuentra en una cuenca en estado de madurez avanzada, por ende se esperan descubrimientos cada vez de menor volumen a los ya descubiertos.
- La estrategia está enfocada a explorar áreas alejadas de campos, dirigida hacia áreas con más riqueza de condensados, con lo que se lograría incrementar la rentabilidad del proyecto.
- La incorporación de reservas se concentraría en los primeros cinco años.
- Se estima una probabilidad de éxito del 30%, por lo que se esperan tres descubrimientos en el periodo 2016-2019 para incorporar una reserva de 2.4 MMbpce por descubrimiento.
- La estrategia tendría probabilidades de éxito más altas, si los primeros pozos resultan en éxitos comerciales y los estudios exploratorios indican continuidad de los plays, mayor definición de rutas de migración y se disminuye la incertidumbre de la cartera de prospectos, lo cual es factible.

El pronóstico de incorporación de reservas es entonces acorde a las características del área de Asignación y a la actual cartera de prospectos, aunque se percibe que las metas podrían incrementarse si se obtienen resultados superiores a los estimados en el Plan de Exploración propuesto.

V. Conclusiones del análisis del Plan de Exploración

1. Opinión técnica

Conforme al análisis realizado por la Comisión, Pemex acreditó información suficiente y adecuada (anexo 1 de fecha 1º. de abril de 2015) para la evaluación del Plan de Exploración propuesto. Por lo tanto, se emite la presente opinión técnica en sentido favorable para el Plan de Exploración correspondiente al área de la Asignación A-0398-Misión.

Lo anterior fundamentado en:

- **Exploración eficiente**. En el Plan de Exploración correspondiente al área de la Asignación A-0398-Misión, se plantea una estrategia exploratoria acorde con la etapa del proceso exploratorio en que se encuentra, dirigida hacia áreas alejadas de campos y en busca de zonas con mayor riqueza de condensados, manteniendo un equilibrio de riesgo sustentada con la actual cartera de prospectos donde el 50% se ubica en áreas alejadas de campos (mayor riesgo) y el otro 50% en áreas aledañas a campos productores (menor riesgo). Se considera un programa de actividades y metas exploratorias orientadas a reducir la incertidumbre geológica y lograr las metas establecidas y el cumplimiento de la estrategia de exploración diseñada. Además el programa de inversiones resulta congruente con las actividades descritas en los numerales 1, 2 y 4 del apartado IV del presente documento.
- **Observancia de las mejores prácticas**. El programa de actividades exploratorias considera aplicar las técnicas y tecnologías más adecuadas para columnas estratigráficas compuestas por rocas clásticas con trampas estructurales y estratigráficas, con intervalos de roca almacén reducidos, donde se esperan acumulaciones principalmente de gas, lo cual se refleja en las actividades de reprocesamiento sísmico y en los estudios

exploratorios propuestos, orientados a aportar al conocimiento geológico, principalmente en las etapas de incorporación de reservas y caracterización y delimitación de yacimientos, conforme al numeral 1 del apartado IV del presente documento.

- **Incorporación de reservas**. El pronóstico de incorporación de reservas es coherente con la estrategia planteada para la que se asume una probabilidad de éxito exploratorio del 30% y de acuerdo a la etapa de madurez exploratoria avanzada del área de Asignación. Conforme al pronóstico presentado por Pemex, se incorporaría un volumen de 7.2 MMbpce en el periodo 2016-2019 y 2.4 MMbpce en el periodo 2020-2030, lo que contribuiría a incrementar las reservas del país, en términos del análisis realizado en el numeral 4 del apartado IV del presente documento.
- **Capacidades técnicas, financieras y de ejecución**. Del análisis realizado al documento técnico presentado por Pemex, se advierte que ha realizado actividades exploratorias en el área de Asignación desde hace más de 7 décadas, reactivando la exploración en los últimos años, con diferentes alternativas tecnológicas y de metodologías para incrementar la certidumbre geológica, lo cual se refleja con un éxito geológico del 79% y un éxito comercial del 68% para el periodo 2008-2014 en el que realizaron inversiones por más de 133 MMUSD en actividades exploratorias asociadas al desarrollo de campos. Con ello y de conformidad con el análisis realizado en los numerales 1 y 2 del apartado IV del presente documento, la Comisión concluye que Pemex cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para llevar a cabo el Plan de Exploración propuesto.
- **Suficiencia y consistencia de la información**. Derivado del análisis del soporte técnico documental del Plan de Exploración propuesto, se determinó la suficiencia de información (anexo 1 de fecha 1º. de abril de 2015), tal como se describe en el apartado IV de este documento. Asimismo, se determinó que la información del documento técnico y sus anexos complementarios presentados por Pemex, presentan consistencia en sus contenidos y reflejan

adecuadamente los antecedentes exploratorios que dan sentido al Plan de Exploración para el Área de Asignación A-0398-Misión.

2. Recomendaciones

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite las siguientes recomendaciones para Pemex:

a) Remitir a esta Comisión y a la Secretaría la información obtenida de las actividades relacionadas con el Plan de Exploración, en términos del artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos.
b) Actualizar la estrategia exploratoria oportunamente, de acuerdo con los resultados de los pozos y estudios exploratorios e informar oportunamente a la Secretaría y a esta Comisión sobre dicha actualización.
c) Contar con las autorizaciones ambientales y de seguridad industrial necesarias para el desarrollo de actividades en las áreas de exploración.

Elaboró	Vo. Bo.
ING. OSCAR MANCERA ALEJÁNDREZ Director de área	DR. FELIPE ORTUÑO ARZATE Director General de Evaluación del Potencial Petrolero