

Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Alosa (nuevo)

Mayo 2013

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN	4
III. MANDATO DE LA CNH	6
IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....	8
A) UBICACIÓN.	8
B) OBJETIVO	9
C) ALCANCE.	9
D) VOLUMEN Y RECURSOS PROSPECTIVOS.....	11
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS Y GASTOS DE OPERACIÓN, E INVERSIONES DEL POSIBLE DESARROLLO	13
F) INDICADORES ECONÓMICOS	14
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	16
• REVISIÓN DOCUMENTAL.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
• SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	18
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO	21
A) GARANTIZAR EL ÉXITO EXPLORATORIO Y LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS.	21
B) LA ADOPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS..	22
C) REVISAR LA EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.	25
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	25
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.....	26
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.	27
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.	31
D) REVISAR QUE EL PROYECTO SE REALICE CUIDANDO LAS CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.	33
VII. OPINIÓN DE LA MIP	36
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	43
A) MATRIZ DE MÉTRICAS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX. OPINIÓN DEL PROYECTO	44
A) OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES A PEMEX	44
B) OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES A LA SENER	46
X. OPINIÓN A LAS ASIGNACIONES	50

I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado con el proyecto de exploración Alosa, el cual es clasificado por Pemex como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Alosa es identificado por Petróleos Mexicanos (en adelante Pemex) como un proyecto de exploración, desarrollado por el Activo de Exploración Tampico Misantla Golfo, para el cual solicitó a la CNH lleve a cabo el proceso de dictamen atendiendo lo establecido en el Artículo 28 de la Resolución CNH.06.002/09, por la que la Comisión da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Lineamientos), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009, y demás normativas aplicables, mediante oficio No. SPE-665-2012.

El proyecto de exploración Alosa considerado como un “proyecto nuevo”, tiene sus antecedentes en el proyecto Coatzacoalcos; los proyectos exploratorios han alcanzado distintos avances en el conocimiento del área; por esta razón, PEP consideró conveniente la redistribución del Golfo de México en nuevos proyectos. La división se basa en el tipo de hidrocarburo, provincias geológicas y grado de conocimiento

II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

Para la elaboración del dictamen, la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Pemex, así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión. A continuación se presenta la relación de la documentación utilizada para el proyecto:

1. Oficio SPE-665-2012 recibido en esta Comisión el 28 de noviembre de 2012, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite documentación relacionada con los proyectos.
2. Oficio 512.DGAAH.142.2012, recibido en esta Comisión el 5 de diciembre de 2012, por el cual la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) envía información relacionada con el proyecto, la cual no difiere de la entregada a la Comisión por el mismo PEP.
3. Oficio D00.-SE.-794/2012, de fecha 4 de diciembre de 2012, por el cual esta Comisión solicita a PEP información del proyecto que no fue presentada en su oportunidad, tales como archivos modificables, anexos, evaluaciones económicas completas y justificaciones de la ausencia de diversos Documentos de Soporte de Decisión (DSD's).
4. Oficio GEEC-020-2013, recibido en esta Comisión el 16 de enero de 2013, por el que la Gerencia de Estrategias y Evaluación de Cartera (GEEC) de PEP solicita una prórroga de 20 días hábiles para la entrega de la información señalada en el oficio anterior.
5. Oficio D00.-SE.-020/2013, de fecha de 18 de enero de 2013, por el cual la Comisión considera procedente ampliar el plazo para la entrega de la información solicitada.
6. Oficio SPE-74-2013, recibido en esta Comisión el 11 de febrero de 2013, por el que la SPE de PEP solicita por segunda ocasión una prórroga de 10 días hábiles para la entrega de

información (solicitud de suspensión de días hábiles), derivado del incidente ocurrido el 31 de enero de 2013 en las instalaciones del Centro Administrativo de Pemex.

7. Oficio D00.-SE.-053/2013, de fecha 11 de febrero de 2013, mediante el cual la Comisión otorga la prórroga, señalando como fecha límite de entrega el 19 de febrero del 2013.
8. Oficio SPE-GEEC-32-2013, recibido en esta Comisión el 19 de febrero de 2013, por el que la GEEC de PEP envía información actualizada del proyecto de exploración Lebranche.
9. Oficio 512.DGAAH/025/13, recibido en esta Comisión el 20 de marzo de 2013, por el que la DGAAH de la SENER, solicita se le informe sobre el proceso de dictamen de los proyectos de exploración.
10. Oficio No. D00.-SE.-132/2013, de fecha 26 de marzo de 2013, mediante el cual la Comisión describe la información con la que se cuenta para llevar a cabo el dictamen de los proyectos exploratorios.
11. Oficio 512.DGAAH/049/13, recibido en esta Comisión el 18 de abril de 2013, por el que la DGAAH de la SENER solicita que remita a esa Unidad Administrativa la conclusión del proceso interno de los dictámenes correspondientes.
12. Oficio D00.-SE.-211/2013, mediante el cual la Comisión notificó la “Resolución CNH.E.02.001/13 por la que se modifican diversos artículos y se adiciona un transitorio Segundo Bis a la Resolución CNH.06.002/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación (Lineamientos técnicos).”

III. Mandato de la CNH

En el presente apartado se señalan las disposiciones legales, reglamentarias y normativas que facultan a la Comisión Nacional de Hidrocarburos a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículos 2, 3, 4, fracciones VI, XI, y XXIX y 8 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 15 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 12, fracción III y 13 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2, 4, 5, 6, 49 y 50 de los Lineamientos Técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos emitidos a través de la Resolución CNH.06.002/09; todos los anteriores, en relación con lo establecido en el 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

A continuación se transcriben los fundamentos de mayor relevancia relacionados con el presente dictamen.

Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos

Artículo 4o. “Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo siguiente: ...

- VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;
...”

Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

Artículo 12. “En cualquier tiempo, Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios podrán solicitar una Asignación Petrolera o la modificación de una existente. A las solicitudes correspondientes deberán adjuntarse:

....

III. *El dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos,...*”

Resolución CNH.06.002/09 relativa a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009.

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

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

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

Lo anterior, en correlación con el **artículo 33 fracción VIII** de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el cual establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...)* “VIII. *Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos.”*

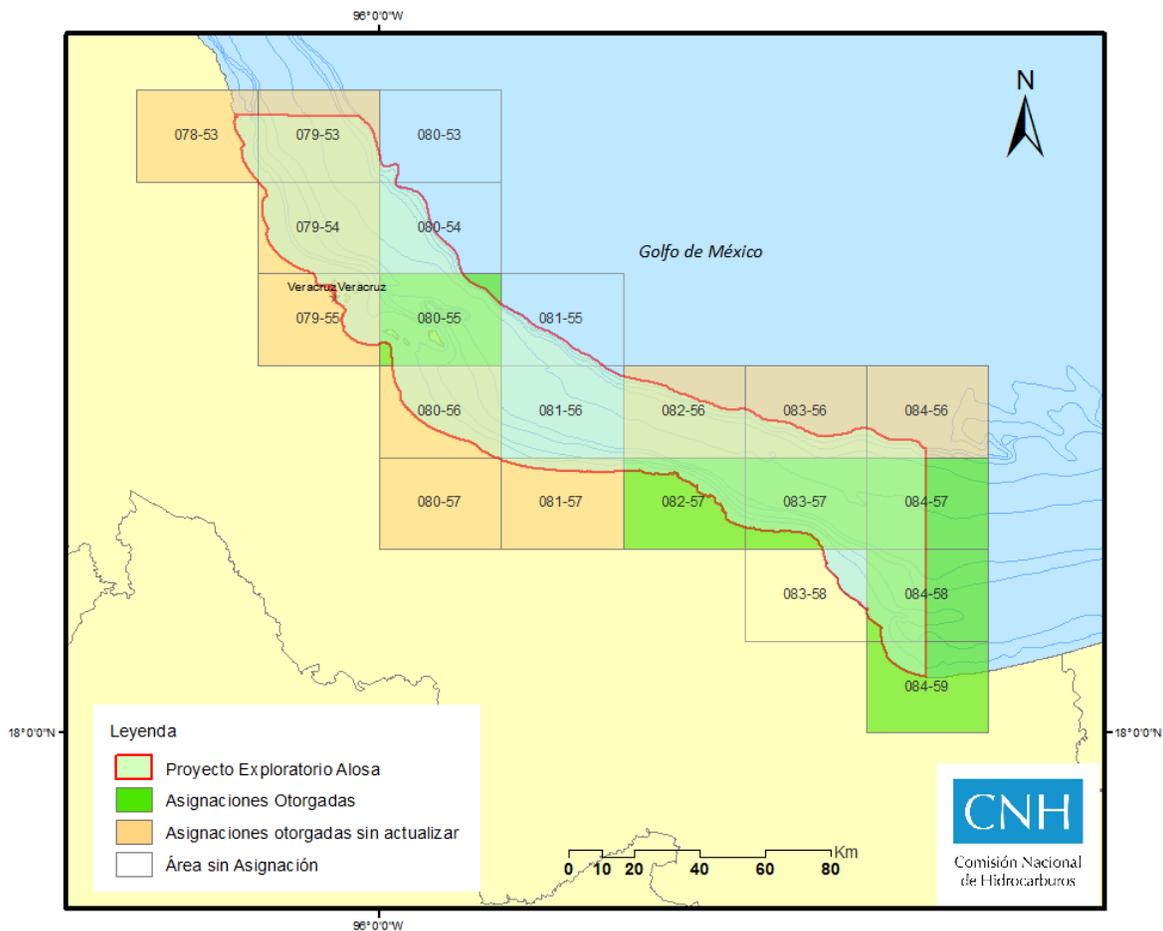
IV. Elementos generales del proyecto

De acuerdo con la documentación enviada por Pemex, a continuación se presentan las características principales del proyecto de exploración Alosa, para el cual la Comisión emite su dictamen.

a) Ubicación.

El proyecto Alosa se ubica en la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa del estado de Veracruz. Limita al oeste con la línea de costa; al este con la isobata 500m; al norte con los proyectos Lebranche y Holok, y al sur con los proyectos Llave y Uchukil. Cubre una superficie de 8,726 Km², (figura 1).

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Alosa



b) Objetivo

Evaluar el potencial petrolero en rocas del Terciario y Mesozoico, en un rango que varía de 163 mmbpce en el percentil 10 a 1,411.7 mmbpce en el percentil P₉₀, con un valor medio de 580 mmbpce, en el periodo 2013-2026. La inversión total exploratoria sería de 18,160 mmpesos.

c) Alcance.

El programa operativo considera la perforación de 38 pozos exploratorios, la realización de 44 estudios geológicos, 2 geofísicos y la adquisición de 7,000 Km² de sísmica 3D.

Para el desarrollo del proyecto, PEMEX analizó y evaluó dos alternativas.

Alternativa 1. Esta alternativa es la seleccionada por Pemex, considera la perforación de todas las oportunidades con objetivos enfocados a la búsqueda de aceite y condensado hacia la porción sur del proyecto, así como las oportunidades de potencial adicional no identificado, obtenidas de la evaluación de los plays, que en su conjunto contribuyen a la rentabilidad del proyecto. Se iniciaría con la perforación de las oportunidades mejor sustentadas y de mayor valor, que fueron interpretadas con información sísmica de calidad regular a buena, predominando inicialmente las que estén apoyadas con sísmica 3D y que comprenden modelos geológicos bien soportados, obtenidos a partir de la correlación de pozos y campos productores del proyecto y cercanos al mismo, como es el caso del campo Tabscoob, productor en facies de canales y abanicos de talud y piso de cuenca del Mioceno Inferior y Plioceno Medio, y que además se encuentran cercanos a infraestructura de producción existente en la Cuenca de Veracruz.

La tabla 1 presenta el programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos.

Tabla 1 Programa de estudios geológicos y geofísicos, alternativa 1.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
Estudios geológicos	Número	1	4	4	5	3	3	3	3	44
Estudios geofísicos	Número	1	1	0	0	0	0	0	0	2
Sísmica 3D *	Km ²	4,660	2,340	0	0	0	0	0	0	7,000
Procesado Sísmicos	Km ²	0	4,660	2,340	0	0	0	0	0	7,000
Estudios geofísicos y geotécnicos	Número	0	1	1	1	2	2	3	3	38

Se estima una actividad física de perforación de 38 pozos exploratorios, en un lapso de 13 años (2013-2026), a nivel Jurásico, Cretácico y Terciario, Tabla 2

Tabla 2 Pozos exploratorios a perforar, alternativa 1.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
Pozos exploratorios	Número	0	1	1	1	2	2	3	3	38

Alternativa 2, considera las oportunidades que comprenden objetivos que han aportado mayor producción en el proyecto, cuyos productos corresponden a gas y condensado, ubicadas principalmente en la porción central-norte, donde se tiene buena cantidad de información, incluyendo estudios sísmicos 3D cercanos al área, e infraestructura de producción existente.

Las oportunidades incluyen objetivos mesozoicos en rocas carbonatadas y terciarias en secuencias terrígenas, que cuentan con modelos bien definidos, tanto estructural como estratigráficamente, extrapolados de campos productores mediante diversos estudios, que de acuerdo al tipo de roca (carbonatos o terrígenos), comprenden análisis de facies sísmicas, atributos de la señal, definición de posibles geometrías de depósito y su asociación con las

características litológicas observadas a partir de los datos de pozos, en apoyo a la elaboración de los modelos geológicos

El programa de ejecución de los estudios geológicos y geofísicos de la alternativa 2 se observan en la tabla 3.

Tabla 3 Programa de estudios geológicos y geofísicos, alternativa 2.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
Estudios geológicos	Número	1	4	4	5	3	3	3	3	44
Estudios geofísicos	Número	1	1	0	0	0	0	0	0	2
Sísmica 3D *	Km ²	4,660	2,340	0	0	0	0	0	0	7,000
Procesado Sísmicos	Km ²	0	4,660	2,340	0	0	0	0	0	7,000
Estudios geofísicos y geotécnicos	Número	0	1	1	1	2	2	3	3	38

Se estima una actividad física de perforación de 27 pozos exploratorios, en un lapso de 13 años (2013-2025), a nivel Jurásico, Cretácico y Terciario, tabla 4.

Tabla 4 Pozos exploratorios a perforar, alternativa 2.

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2025
Pozos exploratorios	Número	0	1	1	1	1	3	3	3	27

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

Los recursos prospectivos evaluados de los plays del proyecto Alosa, se muestran en la tabla 5. El recurso prospectivo estimado corresponde a los plays Jurásico, Cretácico, Eoceno, Mioceno y Plioceno.

Tabla 5 Recursos prospectivos de los plays evaluados.

Nombre del play	Hidrocarburo principal	Recurso medio sin riesgo (mmbpce)	Pg (%)	Recurso medio con riesgo (mmbpce)
E Mioceno Superior	Gas seco	127	14	19
E Mioceno Inferior	Gas seco	725	17	152
E Mioceno Medio	Gas seco	680	14	104
E Mioceno	Gas Húmedo	1,029	23	288
E Plioceno Inferior	Gas seco	746	21	280
H Eoceno	Gas húmedo/Aceite	133	16	47
Total		3,440		890

Los pozos productores del área y cercanos a esta, han comprobado la presencia de los sistemas petroleros de los plays definidos en el proyecto. El porcentaje de éxito geológico de las oportunidades exploratorias involucra 5 elementos de riesgo que conforman estos sistemas, los cuales son: roca generadora, roca almacén, trampa, roca sello y los procesos de sincronía y migración. La conjugación de los factores correspondientes de estos elementos, resulta en una fracción decimal, que equivale a la probabilidad de encontrar una acumulación de hidrocarburos, conocida como probabilidad de éxito geológico o Pg, Tabla 6.

Tabla 6 Probabilidad geológica y comercial.

Proyecto	Probabilidad de éxito geológico (%)	Probabilidad de éxito comercial (%)
Alosa	14 – 38	14-25

Para la alternativa 1, los recursos prospectivos a evaluar con riesgo, ascienden a 233 mmbpce en su valor medio; de los cuales 42 mmb corresponden a aceite, 893 mmmpc a gas y 12 mmb a condensado. Los perfiles respectivos se muestran en las tablas 7, 8, 9 y 10.

Tabla 7 Recursos prospectivos a evaluar (mmbpce), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	163
Media	0	22	10	17	44	31	32	31	580
p90	0	62	24	38	89	87	68	86	1,412

Tabla 8 Recursos prospectivos a evaluar de aceite (mmb), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Media	0	0	0	0	0	0	0	4	32
p90	0	0	0	0	0	0	0	14	81

Tabla 9 Recursos prospectivos a evaluar de gas (mmmpc), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	667
Media	0	95	44	73	179	136	136	111	2,390
p90	0	265	103	160	363	374	290	307	5,843

Tabla 10 Recursos prospectivos a evaluar de condensado (mmb), alternativa 1, seleccionada.

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	17
Media	0	3	2	3	8	4	5	4	70
p90	0	9	4	6	14	12	10	11	174

e) Inversiones exploratorias, de posible desarrollo y gastos de operación

A continuación se muestran los datos relacionados a las inversiones exploratorias y gastos de operación (Tabla 11), e inversiones del posible desarrollo (Tabla 12).

Tabla 11 Inversión exploratoria, alternativa 1 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
Inversión exploratoria	823	916	474	502	1,427	892	1,259	1,202	18,160
Estratégica	769	862	422	450	1,377	842	1,209	1,152	17,481
Pozos ^(a)	0	383	336	385	1,349	812	1,180	1,142	15,947
Sísmica ^(b)	727	412	23	0	0	0	0	0	1,162
Estudios	42	67	63	65	28	30	28	10	373
Operacional	54	54	52	52	50	50	50	50	679

Los totales pueden no coincidir por la suma de los redondeos.

a Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios.

b Incluye la inversión de procesos sísmicos.

Tabla 12 Inversiones futuro desarrollo, alternativa 1 seleccionada, mmpesos.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	37	25,120
media	0	0	0	418	749	834	1,600	1,861	43,587
p ₀	0	0	0	1,301	1,929	2,255	2,877	3,635	84,943

f) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas por Pemex para la evaluación de este proyecto, se muestran en la tabla 13.

Tabla 13 Premisas económicas utilizadas.

Concepto	Unidad	Propuesta (incremental)
Precio aceite ligero	usd/b	91.58
Precio gas húmedo	usd/mpc	5.71
Precio gas seco	usd/mpc	4.79
Precio condensado	usd/b	88.87
Tasa de descuento	%	12
Tipo de cambio	pesos por dólar	12.76

Se realizó la evaluación económica, antes y después de impuestos, considerando los valores medios anuales de ingresos, producción, inversión total y gastos de operación que se obtuvieron de la simulación probabilista realizada al proyecto. Los indicadores económicos, que resultaron de la evaluación, para la alternativa 1 seleccionada, se muestran en la tabla 14.

Tabla 14 Indicadores económicos, alternativa 1 seleccionada

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mmpesos	26,179	6,856
Relación VPN/VPI	peso/peso	1.36	0.36
Tasa Interna de Retorno	%	33	19
Beneficio Costo	peso/peso	2.26	1.17
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	19,254	19,254
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	47,016	47,016
Valor Presente de los Costos	mmpesos	1,583	1,583
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos		19,324
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	20,837	40,161

V. Emisión del dictamen

En términos del artículo 35 de los Lineamientos técnicos, a continuación se detalla el proceso de revisión y dictamen del proyecto, conforme las siguientes fases:

- **Revisión documental**

Para la elaboración del dictamen, la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por PEP, así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión. En el apartado “Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen” se encuentra la relación de oficios e información recibida para la elaboración del mismo.

- **Suficiencia documental.**

Esta Comisión revisó y analizó la información técnica del proyecto proporcionada por PEP, concluyendo que existía suficiencia documental para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se encuentra en la tabla 15.

Tabla 15. Ficha de suficiencia documental.

I. Resumen ejecutivo		
a. Antecedentes y Justificación del proyecto	Si	
b. Objetivos y alcance del proyecto	Si	
c. Comentarios sobre la cantidad y calidad de la información utilizada para la documentación	Si	
d. Descripción de la hipótesis en que se soportan los plays	Si	
e. Alineación con las estrategias corporativas de Pemex y la política de hidrocarburos	Si	
II. Introducción		
III. Objetivos y alcance de la etapa de visualización		
IV. Adquisición y evaluación de datos e información		
a. Sísmica (2D O 3D)	Si	
b. Modelos geológicos	Si	
c. Identificación y características de plays	Si	
d. Metodología para la obtención de modelos geológicos probables	Si	

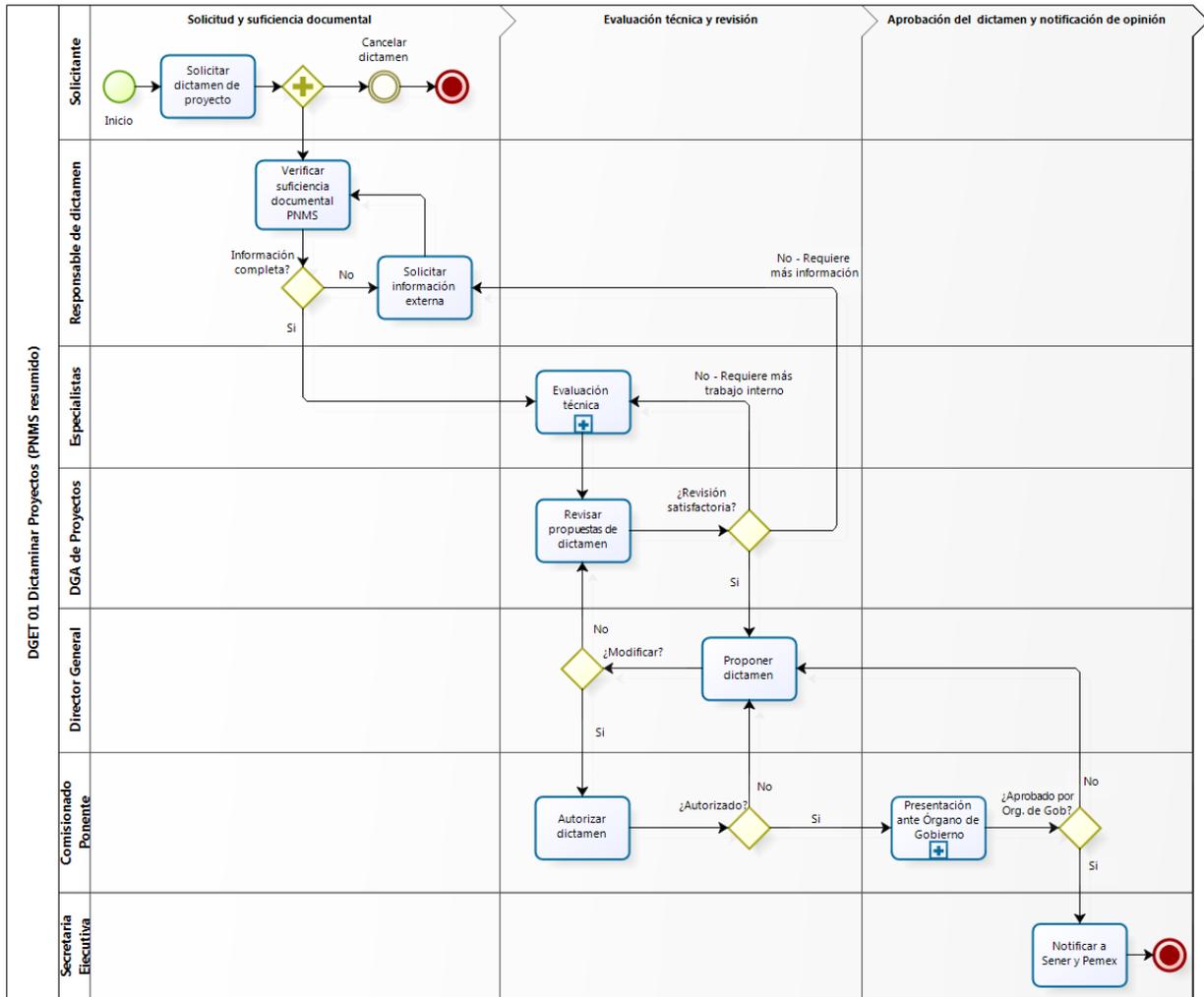
e. Perforación de pozos paramétricos (registros, núcleos, pruebas)	Si	
f. Datos de pozos vecinos y correlaciones	Si	
g. Plan de explotación y métodos de recuperación que se pretenden aplicar, así como las suposiciones en cada caso.	No	No se incluyó esta información, está la sección pero no incluyen la información.
h. Pronóstico de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa	No	No se incluyó esta información, está la sección pero no incluyen la información.
i. Para cada alternativa presentar el pronóstico del volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburo en sitio	Si	
j. Aspectos geológicos y geofísicos, como origen del sistema, facies, migración y acumulación de hidrocarburos en el/los yacimientos, morfología de fracturas, apertura y permeabilidad de las fracturas, espaciamiento de fracturas, etc.	Si	
k. Caracterización y evaluación de el/los yacimientos, incluyendo: estudios de pozos, interpretación de registros geofísicos y de imágenes, análisis de núcleos, evaluación del flujo, descripción y modelo del yacimiento (descripción del tipo de roca, definición del modelo geológico del yacimiento), estudios de yacimientos análogos, geomecánica del yacimiento, presión del yacimiento, porosidad y permeabilidad, etc.	No	No se incluyó esta información, está la sección pero no incluyen la información.
l. Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos	No	No se incluyó esta información, está la sección pero no incluyen la información.
V. Play visualizados		
a. Ubicación Geográfica	Si	
b. Descripción	Si	
c. Volumetría	Si	
d. Probabilidad geológica y comercial, elementos de riesgo	Si	
e. Estimados de costos clase V	Si	
f. Planes de ejecución clase V	Si	
g. Flujos de caja/ indicadores económicos	Si	
VI. Análisis de factibilidad técnico, económica y ambiental	Si	

VII. Descripción de los plays preseleccionados y jerarquizados	Si	
VIII. Lista de riesgos mayores y plan de adquisición de información	Si	
IX. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información	Si	
X. Identificación de tecnologías y/o procesos nuevos por considerar	Si	
XI. Plan de ejecución de la próxima etapa		
a. Recursos requeridos para ejecutar la próxima etapa Conceptualización(C)/Prefactibilidad	Si	
b. Plan de trabajo para ejecutar la próxima etapa	Si	
c. Estimados de costo clase V por cada escenario	Si	

- *Dictamen del proyecto*

La Figura 2 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

Figura 2. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Powered by bizagi Modeler

Fuente: CNH

Este proceso inicia con la solicitud del dictamen por parte de PEP.

Posteriormente, la CNH lleva a cabo la verificación de suficiencia documental, en donde se analiza el proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los Lineamientos emitidos por la Comisión.

Así mismo, en esta etapa, se verifica la congruencia de la información y se incorporan los parámetros técnicos del proyecto.

Si en la actividad anterior se detecta el incumplimiento de los Lineamientos técnicos, se solicita la información faltante; en caso contrario, el flujo de secuencia avanza hacia el subproceso de evaluaciones técnicas, en donde intervienen diversos especialistas para analizar las tareas del proyecto: geología, geofísica, perforación, evaluación económica, administración de proyectos, ambiental, medición y seguridad industrial, con la finalidad de realizar las evaluaciones correspondientes, obteniendo la propuesta de dictamen para el proyecto, conforme a lo señalado en la normativa emitida por la Comisión.

El dictamen del proyecto se presenta ante el Órgano de Gobierno; si este lo aprueba, se remite a PEP a través de una Resolución de dicho órgano colegiado, y se remite copia de la misma a la Secretaría de Energía. De igual forma, la Resolución y el dictamen correspondiente son inscritos en el Registro Petrolero a cargo de la Comisión, en términos del artículo 4, fracción XXI, incisos a) y b).

VI. Elementos del Proyecto observados por la Comisión

De acuerdo con el artículo 49 de los Lineamientos, los dictámenes de la Comisión deberán contener, entre otros elementos, los relacionados con reservas, tecnologías, protección ambiental, seguridad industrial y evaluación técnica del proyecto; por lo que a continuación se describen los resultados del análisis de cada uno de ellos.

a) Éxito exploratorio e incorporación de reservas.

La información sísmica 2D adquirida a la fecha, ha sido calificada de regular a buena, sin embargo, no se cuenta con sísmica 3D, salvo la realizada en áreas muy limitadas correspondientes a estudios sísmicos contiguos al área en aguas profundas.

Para este proyecto, Pemex ha definido incluir la búsqueda de aceite, sin embargo, la incertidumbre para encontrar aceite en esta área es muy elevada, si consideramos que dicho proyecto es una extensión costa afuera de la cuenca gasífera de Veracruz y del alineamiento productor de gas de aguas profundas, confirmado por la producción encontrada en los pozos perforados en estas áreas.

La Comisión considera conveniente se revise la información técnica que sustenta realizar la búsqueda de aceite en un área considerada eminentemente como una cuenca gasífera.

Dentro de las tecnologías que Pemex pretende utilizar se encuentra el modelado geológico-geoquímico con información suficiente de pozos, sísmica de buena calidad y secciones restauradas con tecnología de vanguardia, algoritmos especializados como AVO, inversión sísmica, diferentes tipos de migración, evaluación del sello, determinación de presiones anormales, mapeo de fracturamiento en carbonatos a partir de atributos sísmicos, además de algoritmos especializados en estimación de recursos prospectivos y en evaluación económica, son tecnologías o procesos identificados que deberían ser utilizados de manera sistemática en

proyectos de este tipo, con la finalidad de garantizar el éxito exploratorio y la incorporación de reservas.

Por lo anterior, la Comisión considera necesario obtener los resultados del procesamiento sísmico para redefinir el número y localización de las oportunidades exploratorias, ya que la interpretación y definición de los modelos sedimentarios están sustentados en el análisis de los estudios sísmicos 2D y 3D, análisis de núcleos, muestras de canal, datos bioestratigráficos y de diversos registros, así como de estudios geológicos realizados, para hacer una calibración de los modelos y actualizarlos constantemente con la nueva información obtenida, por lo anterior, se iniciaría con la perforación de las oportunidades mejor sustentadas y de mayor valor que ya debieron ser interpretadas con la información sísmica de buena calidad.

b) Tecnologías a utilizar para optimizar la exploración en las diversas etapas del proyecto

En relación con lo mencionado en el apartado anterior, esta Comisión considera que Pemex debiera valorar opciones tecnológicas adicionales en sus actividades de exploración, como se detalla más adelante.

- **Tecnologías satelitales para la industria petrolera.**

Las imágenes satelitales es un método rentable para la exploración de hidrocarburos, del cual pueden disponer hoy en día los especialistas en la materia para la adquisición de imágenes que disminuyan el riesgo exploratorios (figura 3), obteniendo imágenes digitales de áreas remotas con los siguientes beneficios:

- Contar con bases de datos de coordenadas fiables, datos geospaciales de apoyo e imágenes orto rectificadas satelitales
- Confirmar la precisión de las bases de datos sísmicas y de pozos 2D
- Minimizar tiempo y costo en la identificación de nuevas ubicaciones de pozos

- Controlar el impacto ambiental, etc.

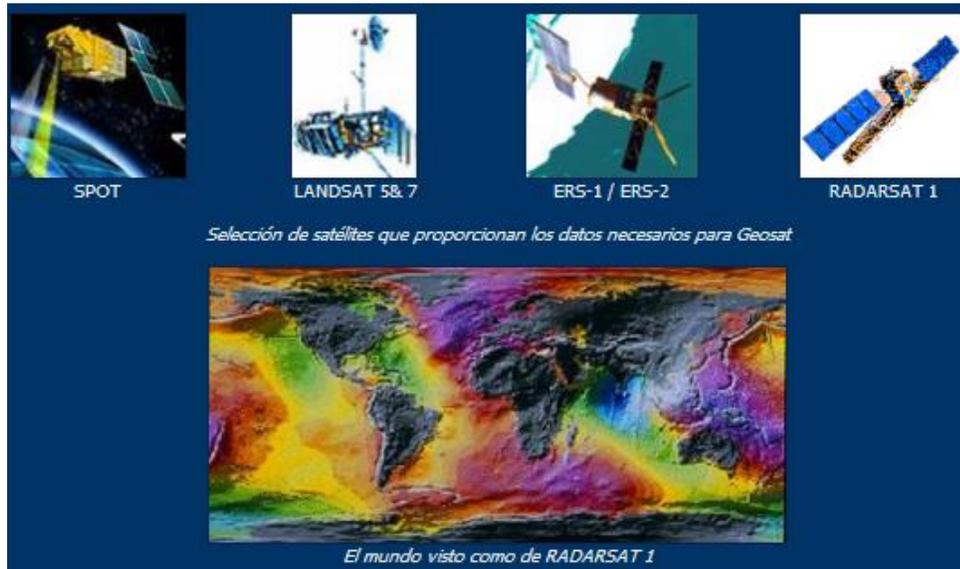


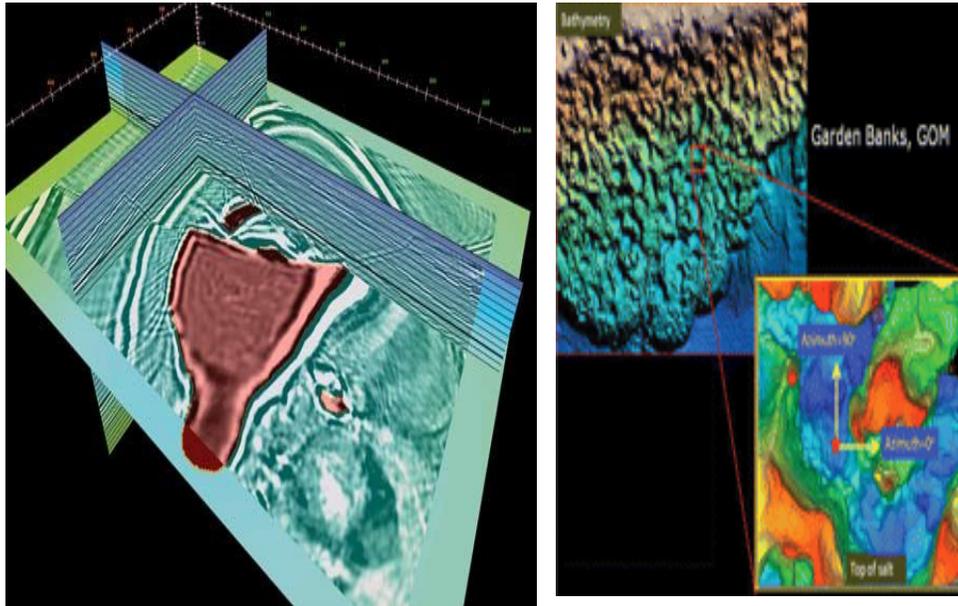
Figura 3 La tecnología de Geosat se basa en el principio físico de que todos los elementos emiten radiación electromagnética a lo largo de cierto espectro por encima del punto de congelación absoluto; la cual utiliza datos satelitales y Geo-datos (geológico, litológico y geofísico) permitiendo la localización de los yacimientos de hidrocarburos de manera expedita, con mayor exactitud y a bajo costo.

Los beneficios que ello conllevaría serían, detectar líneas sísmicas y ubicaciones de pozos, documentar escapes de aceite, diferenciar importantes tipos de roca, identificar cuencas desérticas y productivas, elaborar mapas no invasivos de zonas preservadas, de formaciones rocosas, elevaciones y diferentes estructuras, así como actualizar coordenadas de pozos.

- **Reverse Time Migration (RTM)**

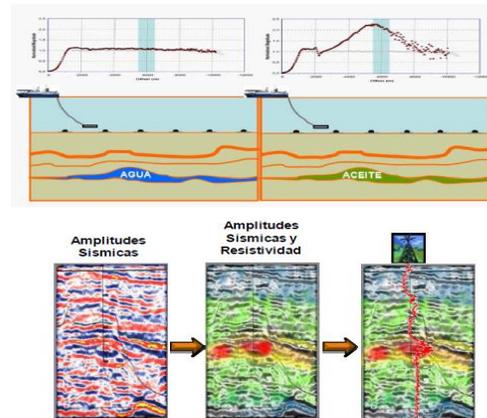
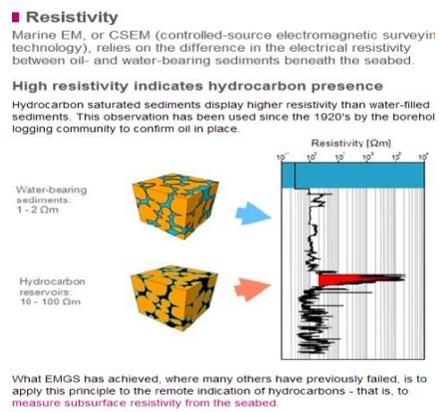
Mejora la interpretación de la sísmica de exploración en áreas geológicas complejas, reduciendo los tiempos de ejecución, figura 4.

Figura 4. Ejemplos de Reverse Time Migration (RTM)



- **Método Electromagnético**, para la detección de nuevas áreas prospectivas en cuencas marino-profundas, figura 5.

Figura 5.- Método Electromagnético en el fondo marino.



c) Evaluación técnica del proyecto.

Para realizar la evaluación técnica del proyecto, la Comisión analizó la información enviada por Pemex y como resultado, a continuación se presentan algunos aspectos estratégicos del proyecto que requieren ser considerados.

i. Aspectos Estratégicos

Análisis de alternativas

1. De acuerdo con los programas establecidos y los resultados obtenidos en el proyecto, se observa que se debe hacer énfasis en que su administración debe realizarse en base a las mejores prácticas.
2. En las alternativas presentadas es necesario incorporar, un modelo de dependencia entre oportunidades o pozos para hacer escenarios relacionados con la ejecución del proyecto, considerando los éxitos y fracasos de todos los elementos presentes del sistema petrolero y del play analizado.
3. De acuerdo con los programas planteados para el desarrollo de las áreas del proyecto, se hace indispensable que se concluyan los estudios geológicos y geofísicos, así como los análisis e interpretaciones correspondientes, antes de dar inicio a los programas de perforación.
4. Las opciones presentadas por Pemex no muestran diferencias sustantivas que requieran de un análisis profundo para su elección, dado que los elementos que consideran son muy parecidos y no representan realmente una alternativa (aplicación de la metodología VCD visualización, conceptualización y definición).

ii. Modelo Geológico y diseño de actividades de exploración.

- a) Los estudios geológicos, de adquisición sísmica y su interpretación, deben ser integrados por Pemex a los modelos actuales, con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición de oportunidades exploratorias con mayor certidumbre, y enviar los resultados correspondientes a la Comisión.

- b) Debido a los riesgos exploratorios del proyecto, se requiere que los programas multianuales de perforación de pozos y de realización de estudios sean revisados al contar con nueva información resultante de un estudio o de nuevas interpretaciones y de la perforación de un pozo, entre otros y reportar la posible modificación sustantiva del proyecto a la CNH.

- c) Con la finalidad de realizar la perforación de las oportunidades definidas en este proyecto, con mejores expectativas de éxito, es necesario primero tener los resultados del análisis geológico y del procesamiento sísmico, para redefinir el número y localizaciones de las oportunidades exploratorias, para iniciar dicha perforación con oportunidades mejor sustentadas.

- d) Se estima conveniente que se dé cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.

- e) Es de vital importancia contar con las propiedades petrofísicas y de los fluidos contenidos en el yacimiento, de modo que dichas propiedades representen fielmente las cualidades dinámicas que describan el flujo de fluidos en el yacimiento, y así poder realizar estimaciones sobre el comportamiento de los mecanismos de producción relevantes y de perfiles de producción, que permitan incorporar reservas de hidrocarburos y apoyar en la estrategia de explotación de los campos descubiertos.

Por lo anterior, en caso de éxito, se debe contar con un programa de toma de información que considere pruebas de presión-producción, análisis PVT para

caracterización de fluidos, análisis Stiff, corte de núcleos para caracterización de roca y estudios geomecánicos, así como análisis de laboratorio para determinar permeabilidades relativas, presiones capilares, e índices de mojabilidad; toma de registros geofísicos para la ubicación de contactos agua-aceite y/o gas-aceite, saturaciones de fluidos, y caracterización petrofísica. Cabe mencionar que con una adecuada caracterización del yacimiento y sus fluidos, se debe realizar la estrategia de explotación, que considere los diferentes procesos de recuperación, y así maximizar el valor económico del proyecto.

iii. Aspectos Económicos.

El análisis económico de proyectos de exploración implica un mayor esfuerzo que en aquéllos de desarrollo. Existen dos elementos fundamentales que determinan la recuperación de hidrocarburos en los proyectos exploratorios: riesgo e incertidumbre.

Si bien en los proyectos de explotación se definen perfiles de producción, montos de inversión y costos, en los proyectos de exploración se debe considerar que las localizaciones pueden ser productivas o no productivas y posteriormente recurrir a la probabilidad para evaluar el potencial de recursos existentes.

En la evaluación de un proyecto de exploración, estrictamente no debería hacerse referencia a un Valor Presente Neto (VPN) *per se*, dado que existe incertidumbre en el volumen de hidrocarburos a recuperar, en el monto de las inversiones y en los costos de éste. Propiamente, se debería hablar de un Valor Monetario Esperado (VME).

En la industria petrolera existen varios métodos para cuantificar el riesgo, la incertidumbre y evaluar económicamente los proyectos. Entre los más utilizados, se encuentran:

1. Árboles de decisión,
2. Simulaciones estocásticas tipo Monte Carlo.
3. Opciones reales

Cada método define la forma de modelar la incertidumbre en los recursos prospectivos, precios y costos; además, definen cómo incorporar el valor del dinero en el tiempo y cómo administrar los proyectos y sus posibles divergencias.¹

La información proporcionada y validada por Pemex, asume que los recursos a recuperar, las inversiones y costos provienen del P50 estimado; con base en lo anterior, la Comisión realizó la evaluación económica correspondiente.

Es importante señalar que al evaluar un proyecto de exploración, existe mayor incertidumbre en la estimación de las variables. Con base en lo anterior y siendo rigurosos en la terminología económico-financiera, el indicador de rentabilidad que sustituiría al Valor Presente Neto (VPN) sería el Valor Monetario Esperado (VME). En la documentación de este proyecto, Pemex calcula un VPN estimado a partir del P50 de las variables, por lo que la Comisión revisó los cálculos efectuados, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación económica, son presentados en la tabla 16.

Tabla 16. Supuestos Financieros.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo ²	91.58	USD/Bpce
Precio de gas	5.57	USD/Mpc
Precio del condensado	88.87	USD/Bpce
Tasa de descuento	12	Porcentaje (%)
Tipo de cambio	12.76	Pesos/USD
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	Mpc/Bpce

¹ El método Monte Carlo asume distintas funciones de probabilidad para estimar cada uno de los parámetros; los árboles de decisión asignan probabilidades a cada uno de los parámetros y sus respectivos escenarios; y, las opciones reales, plantean una combinación de escenarios, manejo de cartera, análisis de decisión y fijación de precio de las opciones.

² En el DSD1 Pemex presenta un precio para el aceite ligero de 91.58 usd/barril; para el gas húmedo y seco de 5.71 y 4.79 usd/mpc respectivamente; y, de 88.87 para el condensado; sin embargo, la evaluación económica estimada aplica un vector de precios y no un valor fijo previamente determinado; la Comisión calcula y ajusta los precios del aceite y gas, de tal forma que, éstos coincidan con el VPN estimado por PEP, antes de impuestos. La información entregada de la evaluación económica entregada por PEP no detalla la producción por tipo de aceite.

En la Tabla 17 se presenta la estimación realizada por Pemex para la Alternativa 1, seleccionada. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el proyecto Alosa es o no rentable y si la alternativa 1 seleccionada es la más rentable.

Tabla 17. Alternativa 1. Indicadores económicos, PEMEX.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	26,179
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	19,254
Relación VPN/VPI =	peso/peso	1.36
Relación beneficio costo	peso/peso	2.26

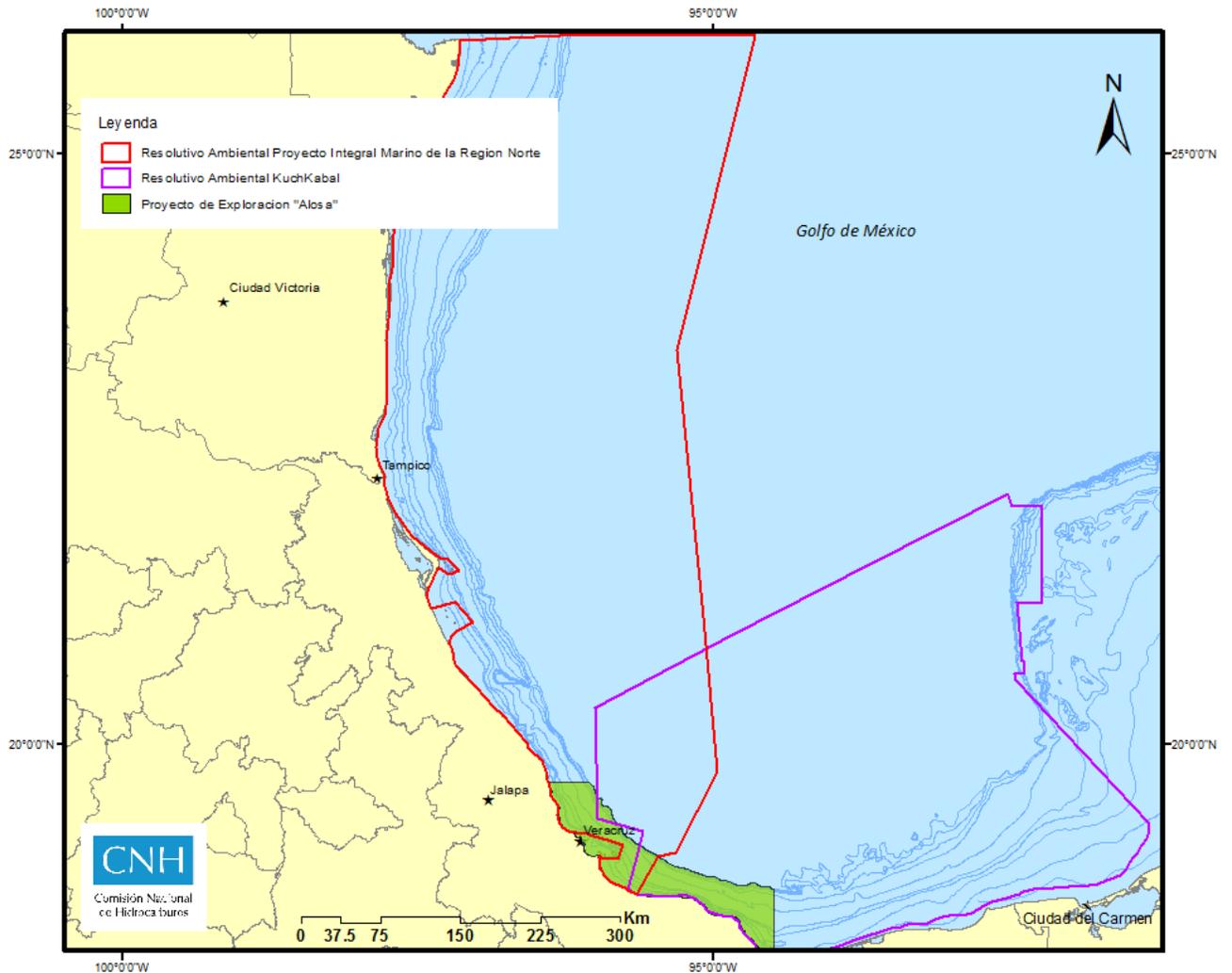
- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa seleccionada es la más rentable, debido a que Pemex sólo envió los datos correspondientes para evaluar la alternativa 1, por lo que no es posible comparar los resultados.
- b) La Comisión requiere que Pemex presente el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).
- c) Bajo las premisas del proyecto Alosa presentadas por PEP para la evaluación del potencial (DSD1), la alternativa propuesta resulta rentable.
- d) Los montos totales de costos e inversiones que se presentan en el DSD1 evaluación del potencial, tienen las siguientes características:
 - I. La inversión del proyecto reportada para exploración, es 17% superior a la estimada en el escenario medio de la BDOE.
 - II. La inversión estimada para futuros desarrollos, es menor 24% de la presentada en la BDOE.
 - III. Los costos operativos son 3% superiores a los costos reportados en la BDOE.

- e) Las probabilidades de éxito comercial en las diferentes áreas del proyecto varían entre 14% y 25%, por lo que se aprecia la existencia de un elevado grado de incertidumbre.
- f) El volumen de hidrocarburos a extraer es superior al reportado en el escenario medio de la BDOE.
- g) En la comparación que realiza la Comisión entre la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias (BDOE) y el proyecto a dictaminar no cuenta con el detalle de las oportunidades a desarrollar en el proyecto. Si bien en periodos cortos la inversión, los costos y la producción podrían variar, en el horizonte de planeación total deberían ser similares.
- h) Después de impuestos el proyecto deja de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:
- El precio del aceite se reduce en 46%.
 - La producción de hidrocarburos se contrae en 25%.
 - Los costos totales aumentan 33%.
- i) Con base en los indicadores mostrados anteriormente y los ingresos que genera el proyecto, la Comisión considera conveniente que se continúe con su desarrollo, sin embargo, hay que tener en consideración que se presenta una evaluación económica determinista a partir del escenario presentado por PEP correspondiente a la evaluación del potencial (DSD1) del proyecto Alosa. Este proyecto, por lo tanto, se encuentra en su etapa inicial.
- j) De acuerdo al oficio SPE-GRHYPE-022/2011 relacionado con la clase de costos del proyecto, en referencia a los proyectos de exploración, define que son de clase III y IV para el primer año, y clase IV y V para los años subsecuentes, por lo que se deberá tener un estricto control de los costos para las actividades a desarrollar en el proyecto.

iv. Aspectos Ambientales.

En la información entregada por PEMEX, se señala en materia de protección ambiental que los oficios resolutivos emitidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) correspondientes al proyecto Alosa se encuentra bajo el nombre de los proyectos Kuchkabal, con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0041.06 emitido el 17 de enero de 2006 e Integral Marino de la Región Norte, con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 emitido en febrero de 2005, figura 6.

Figura 6. Resolutivos ambiental del proyecto Alosa



Al respecto, se destaca lo siguiente:

1. Oficio Resolutivo S.G.P.A.DGIRA.DDT.0041.06 emitido en enero del 2006, determina que el Proyecto Kuchkabal es autorizado de manera condicionada hasta el año 2020, ya que el operador o promovente afirma que las áreas protegidas y reservas serán excluidas de toda actividad.
2. Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DEI.-0306.05 emitido en febrero del 2005, correspondiente al Proyecto Integral Marino de la Región Norte, no incluye explícitamente al proyecto Alosa dentro del cuadro de áreas de oportunidad que abarca el oficio de referencia.

Para el procedimiento de verificación ambiental, la CNH analizó los oficios resolutivos señalados por Pemex en la página web de la citada dependencia.

Con base en lo anterior, esta Comisión determina que:

- a) De acuerdo a la información expuesta por Pemex, la poligonal de los Resolutivos ambientales Kuchkabal y Proyecto Integral Marino, cubren el 96% de la superficie total del proyecto de exploración Alosa. Pemex gestione las autorizaciones pertinentes para el área restante (4%) y así realizar las actividades contempladas en esta área.

Lo anterior, en virtud de que es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales actualizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el proyecto de exploración Alosa.

- b) Es necesario homologar el nombre de este proyecto ante las diversas autoridades involucradas en el mismo, con el fin de otorgarle congruencia al oficio expedido por la SEMARNAT y al oficio remitido por Pemex ante esta Comisión.

- c) El destaca que el oficio resolutorio de referencia recomienda que dada la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental.
- d) Se solicita a Pemex la realización del análisis de factibilidad ambiental, como lo indican los Lineamientos técnicos, en los artículos 12.9 y 17.
- e) Se recomienda incluir en la información que se presente a la Comisión la relación de coordenadas de los pozos a perforar y las del área avalada ambientalmente, para facilitar la ubicación del proyecto.
- f) Se considera necesario que Pemex informe a la Comisión sobre cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas.

d) Condiciones necesarias de seguridad industrial.

En referencia a los aspectos de seguridad industrial para el proyecto Pemex señala que cuenta con los siguientes elementos:

- **Identificación de peligros.**

Éstos recaen principalmente en la perforación y terminación de pozos y se asocian a problemas imprevistos, tanto mecánicos como de otra índole, que incrementan los tiempos y los costos de estos. Los principales factores que alimentan el alto riesgo en las operaciones durante la perforación de pozos exploratorios, son:

- Condiciones litológicas inesperadas.
- Presencia de gases.
- Presiones anormales.
- Altas temperaturas.

- **Evaluación de riesgos operativos.**

Con el fin de garantizar el alcance de los objetivos geológicos y minimizar los riesgos operativos, se está aplicando la metodología VCDSE en el diseño de las etapas de perforación y terminación de pozos, así como la incorporación de nuevas tecnologías, como el uso de herramientas que permiten conocer en tiempo real el tipo de formación que se está atravesando para su análisis y con ello, tomar las mejores decisiones en forma oportuna, lo que redundará en una significativa disminución de riesgos operativos, además de generar ahorros sustantivos en tiempo y costo.

Se tienen además, las siguientes medidas y planes de contingencia: implantación del sistema integral de administración de la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que incluye los lineamientos y procedimientos para la capacitación, análisis de riesgos, planes y respuesta a emergencias, integridad mecánica, así como control y restauración de las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente; también como parte del programa de capacitación a través de terceros, se imparten cursos como: sistemas de gestión ambiental, análisis e interpretación de la norma ISO 14000, legislación ambiental, manejo de materiales y residuos peligrosos, estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales, talleres de análisis de riesgos, etc.

En relación con la materia de seguridad industrial, conforme a la documentación e información proporcionada por Pemex, esta Comisión considera que en términos generales el proyecto denota un cierto cumplimiento de los elementos que requiere la normativa emitida por la Comisión, así como las mejores prácticas internacionales y la normativa interna. No obstante lo anterior, se emiten las consideraciones siguientes, en virtud de que en la documentación del proyecto no se acreditan algunos elementos específicos:

- a) La seguridad industrial debe observarse como un sistema de administración integral que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y comunidad, por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre

instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo, involucrando a proveedores y contratistas, los cuales al igual que el personal de Pemex deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- b) Pemex, aunado a lo ya desarrollado, debe complementar el programa de identificación, evaluación y mecanismos de administración de riesgos así como un plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria, tal como la norma API RP 75, dentro de los procedimientos necesarios para la administración de riesgos y en general como parte de los elementos indispensables para garantizar la seguridad industrial del proyecto.
- c) La evaluación de los riesgos operativos se debe realizar, considerando la estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como, daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daños ambientales, entre otros, además de realizar una evaluación socioeconómica que estime las externalidades negativas. Deberá contar con los documentos técnicos y los permisos gubernamentales requeridos.
- a) En las operaciones de perforación de pozos exploratorios intervienen terceros independientes que apoyan la ejecución de las obras y servicios requeridos para tal fin, por lo que es imperante contar con empresas especializadas que utilicen tecnología de vanguardia, con experiencia calificada y certificada, con capacidad técnica y financiera comprobables, que utilicen las mejores prácticas, realicen sus procesos de manera eficiente y apegada a los estándares de calidad internacionales, así como a la normatividad gubernamental, a fin de garantizar la ejecución y finalización de las tareas contratadas.

VII. Opinión de la MIP

La Manifestación de Impacto Petrolero (MIP), es un documento por el que Pemex presenta a la Comisión, los estudios, los planes y programas a desarrollar para la ejecución de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, y tiene por efecto:

- a. Mejorar la elaboración y la calidad de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- b. Hacer posible la discusión objetiva de las ventajas y desventajas del mismo;
- c. Transparentar el ejercicio de dictaminación de la Comisión.

Para emitir su dictamen, la Comisión realizó un comparativo de información general entre las cédulas entregadas al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex y la información del proyecto enviada a esta Comisión, Tabla 18.

Proyectos exploratorios: Área Perdido, Tlancanan, Uchukil, Pakal, Oyamel, Lebranche y Alosa.

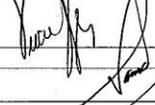
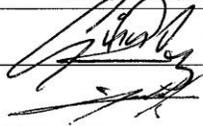
Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 8 de agosto de 2012, los proyectos: Área Perdido, Tlancanan, Uchukil, Pakal, Oyamel, Lebranche y Alosa, se presentaron para la acreditación de su **Etapas FEL correspondiente**, obteniendo el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

Dado lo anterior, y atendiendo lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de las mismas Reglas de Operación, el GTI emite la siguiente:

Acreditación:

Con base en la información proporcionada por el Organismo, el GTI acredita las etapas FEL correspondientes para cada proyecto de acuerdo a la siguiente tabla:

Proyecto	DSD1	DSD2	DSD3	Comentarios
Área Perdido	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende las áreas de Cinturón Plegado Perdido (CPP) y Cinturón Subsalino / Minicuenas Salinas (MCS), que abarca los Plays Hipotéticos del Neógeno, Paleógeno y Mesozoico. En esta etapa el Proyecto inició la perforación de dos pozos exploratorios Supremus-1 y Trión-1 en Junio del 2012.
Tlancanan	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende las áreas de Quizini, Nancan, Jaca-Patini en los plays Neógeno, Paleógeno y Mesozoico (en fase de evaluación).
Uchukil	SI	SI	SI	La etapa de Visualización comprende el área Tucoo-Xaxamani en los plays de edad Terciario, Mesozoicos y subsalinos. En la etapa de Conceptualización se encuentra parte del Terciario del área Tucoo-Xaxamani, así mismo para el área Amoca-Yaxche se encuentran los plays arenas y areniscas del Terciario, Cretácico fracturado y bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano productores en los campos Amoca, Yaxche y Xanab. La etapa de Definición está asociada a los campos descubiertos del área Amoca Yaxche.
Pakal	SI	SI	SI	La etapa de Visualización comprende el área Palizada y Tulljá en los plays hipotéticos: Brechas carbonatadas del Paleógeno, Calizas del Cretácico y Jurásico, así mismo para el área Usumacinta los plays de edad Cretácico y Jurásico. La etapa de Conceptualización comprende el área Usumacinta, buscando los plays Plioceno y Mioceno Terrígeno productores en los campos Vernet, José Colomo, Chilapilla, Tepetitán, Narváz y Usumacinta La etapa de Definición esta asociada a los nuevos campos descubiertos del área Usumacinta y parte sur de Palizada.
Oyamel	SI	-	-	La etapa de Visualización busca la extensión del play Oligoceno productor en el campo Nejo y las rocas carbonatadas del Mesozoico productoras en el trend estructural Lerma -Talismán
Lebranche	SI	SI	-	La etapa de Visualización comprende las áreas Trucha y Chucumite de los plays del Paleógeno, en tirantes de agua de 0 a 500 metros. La etapa de Conceptualización abarca el play de rocas arrecifales del Cretácico Medio productor en la Faja de Oro marina, así como el play de las facies oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, productor en el campo Arenque.
Alosa	SI	-	-	La etapa de Visualización comprende la evaluación del potencial de los principales plays del Neógeno productores en la cuenca de Veracruz, así como los plays secundarios del Paleógeno y el Cretácico, en tirantes de agua de 0 a 500 metros

	Nombre	Organismo	Firma
Copresidentes			
1.	Guadalupe Merino Bañuelos	DCF	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
2.	Carlos de Regules Ruiz-Funes	DCO	
Vocales			
3.	Luis Ramos Martínez (suplente) Gustavo Hernández García (titular)	PEP	
4.	Guillermo Ruiz Gutiérrez	PREF	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
5.	Rodolfo Figueroa Alonso (suplente) Moisés Orozco García (titular)	PGPB	
6.	Manuel Sánchez Guzmán	PPQ	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
7.	José Luis López Espinosa (suplente) Guadalupe Merino Bañuelos (titular)	DCF	
8.	Luis Angel Moreno Avendaño (suplente) Ernesto Ríos Patrón (titular)	DCO	
9.	María Gabriela García Velázquez	DCA	Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación
10.	Ruy Haroldo Girad Ruiz (suplente) Luis Fernando Betancourt Sánchez (titular)	DCO	
11.	César A. Conchello Brito	DG	

1. Antecedentes

El proyecto de inversión de exploración Alosa, se ubica en la Plataforma Continental del Golfo de México entre las isóbatas 0-500 m frente a las costas del estado de Veracruz, en un área de 8,865 km² y forma parte de la Cuenca de Veracruz en su porción marina. Este proyecto surge de la reorganización ordenada en la nueva ley de Petróleos Mexicanos y autorizada por el Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción en el acuerdo CAPEP-052/2011 de la sección ordinaria N° 141, de fecha 18 de agosto de 2011, fusionando los antiguos proyectos de Veracruz Marino y porción oeste de Coatzacoalcos.

Hasta 1999 se obtuvieron 5,983 km de sísmica 2D. Actualmente el área del proyecto no cuenta con sísmica 3D, solamente en algunas partes compartidas con los proyectos Holok-Alvarado y Anegada-Labay anexas al área de estudio. Se han perforado únicamente tres pozos exploratorios y no se ha establecido producción de hidrocarburos.

2. Ubicación

El proyecto de inversión de exploración Alosa se ubica en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a la costa del estado de Veracruz. Limita al occidente con la línea de costa, al oriente con la isóбата 500m, al norte por los proyectos Lebranche y Holok, y al sur por los proyectos Llave y Uchukild. Cubre una superficie de 8,865 Km², conformando un polígono irregular.


3. Objetivo y Alcance

Reactivar la exploración e incorporar reservas en plays convencionales del Mesozoico y Cenozoico, mediante la calibración y aplicación de nuevas tecnologías. Reiniciar la evaluación del potencial de los plays terciarios principalmente, en el proyecto marino Alosa.

Recursos Prospectivos a Incorporar, mmbpce

Recursos a evaluar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
P10	0	0	0	0	0	0	0	0	163.46
Media	0	22.45	10.46	17.13	43.86	31.46	32.14	30.63	580.15
P90	0	62.34	24.32	37.7	89.2	86.87	68.24	85.8	1,411.7

4. Metas Físicas

Pozos a perforar 38, estudios geológicos 81 y adquisición de 7,000 km² de sísmica 3D.

Pozos a Perforar

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
Pozos exploratorios	Número	0	1	1	1	2	2	3	3	38



5. Inversiones Exploratorias, mm\$

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026
Estratégica	768.7	861.9	421.9	450.3	1,377	842	1,209	1,152	17,481.48
Pozos ^(a)	0	383.5	335.6	385.1	1,349	812.2	1,180	1,142	15,946.9
Sísmica ^(b)	727	411.6	23.4	0	0	0	0	0	1,162.0
Estudios	41.65	66.78	62.96	65.19	28.46	29.8	28.46	10.45	372.58
Operacional	54	54	52.2	52.2	50.4	50.4	50.4	49.5	678.6
Total	822.7	915.9	474.1	502.5	1,427	892.4	1,259	1,202	18,160.08

(a) Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios

(b) Incluye la inversión de procesos sísmicos.

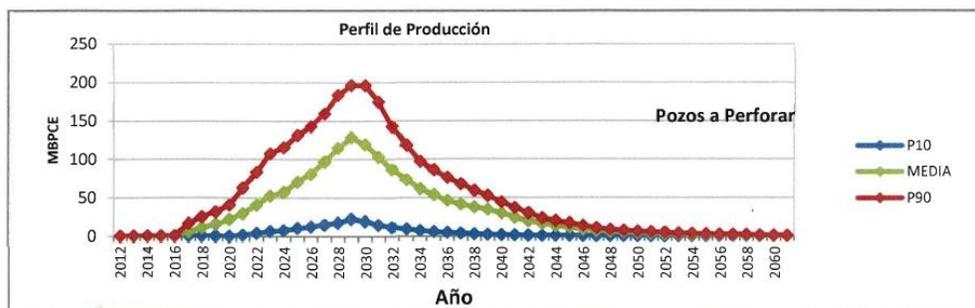
6. Inversiones del Posible Desarrollo, mm\$

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	36.55	25,119.65
Media	0	0	0	418	748.9	833.6	1,600	1,861	43,586.52
P ₉₀	0	0	0	1,301	1,929	2,255	2,877	3,635	84,942.76

7. Costos de Operación y Mantenimiento, futuro desarrollo, mm\$.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2013- 2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	17.768	2259.4
Media	0	0	0	417.95	509.7	562.6	1333.8	1,246	1,562.8	33,368.9
P ₉₀	0	0	0	1325.2	2028.5	2,326	3,033	3,151	3,915	61,159.0

8. Pronóstico de Producción



El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 565 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 580 MMBPCE.

9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

- 1.- **Técnico.**- En el sistema petrolero se ha detectado que la calidad de la roca almacén, la distribución de litofacies con buena porosidad, permeabilidad y las condiciones de fracturamiento constituyen los elementos de riesgo, por lo cual se tiene programado la adquisición de sísmica de alta resolución, procesamiento PSDM, modelado tectónico, estructural y estratigráfico.
- 2.- **Técnico.**- En la componente dinámica existe una importante incertidumbre en el factor de recuperación y en la productividad inicial de los pozos, por lo cual se incorporarán pruebas presión-producción de largo alcance, mayor cantidad de núcleos con pruebas especiales y análisis PVT composicionales, entre otros.
- 3.- **Operativo.**- Problemas mecánicos durante la perforación y terminación de los pozos, debido a altas profundidades, temperaturas y zonas presurizadas, para lo cual se están seleccionando mejores prácticas, tecnologías y herramientas que permitan realizar más segura y eficientemente su perforación y terminación.
- 4.- **Operativo.**- Contar con la infraestructura necesaria para llevar a cabo las pruebas de producción, con los permisos ambientales requeridos, por lo cual, se considera integrar los requerimientos y permisos, para brindar un servicio en forma eficiente y oportuna.
- 5.- **Económico.**- Incremento en los costos de perforación y terminación de pozos y disminución de los precios de los hidrocarburos, por lo que se están analizando alternativas para reducir tiempos y costos de perforación, diseñar y programar con anticipación las bases de adquisición de sísmica, para efectos de exploración y desarrollo, con escenarios alternos de incrementos o reducción del precio de los hidrocarburos y minimizar la pérdida de valor.
- 6.- **Social.**- Retrasos en la adquisición sísmica y perforación de pozos, por lo cual se llevará a cabo estudios de desarrollo sustentable.
- 7.- **Recursos Humanos.**- Insuficiente cantidad de especialistas con alto nivel de competencia para atender los estudios necesarios en la documentación de nuevas oportunidades, reducción de riesgos e incertidumbre, incorporación de mejores prácticas y análisis postmortem de las oportunidades, por lo cual se tiene programado fortalecer la cantidad y calidad de los especialistas en geociencias e ingenierías asignados.
- 8.- **Plan de Mitigación.**- De acuerdo a las variables críticas detectadas en el proyecto, se elaborará un informe semestral de avances.

10. Indicadores Económicos

El tipo de hidrocarburo esperado es Aceite, gas húmedo y gas seco. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 15 a 27%. El recurso prospectivo sin riesgo y con riesgo es de 3,609 y 658 mmbpce, respectivamente. El costo de descubrimiento corresponde a 2.89 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mm\$	26,179	6,856
Relación VPN/VPI	\$/ \$	1.36	0.36
Tasa Interna de Retorno	%	33	19
Valor Presente de la Inversión	mm\$	19,254	19,254

11. Resultado del Dictamen

El Dictamen del Proyecto se realizó con base en la información presentada durante la revisión formal con los pares y GADTP, las aportaciones detectadas por los mismos, así como los documentos adicionales solicitados al Activo, correspondiente al Ciclo de Planeación 2012, con objeto de fortalecer la Cartera de Proyectos de Inversión de Pemex Exploración y Producción, resultando **APROBADO** el Proyecto Exploratorio Alosa.

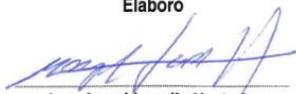
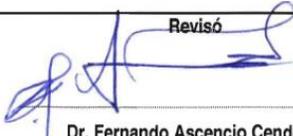
<p>Elaboró</p>  <p>Ing. Angel Lavalle Hurtado</p>	<p>Revisó</p>  <p>Dr. Fernando Ascencio Cendejas</p>	<p>Autorizó</p>  <p>M. en I. Rubén Luján Salazar</p>
--	---	---

Tabla 18. Comparativo Cédula vs. DSD1.

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	18,160	18,160	0
Gasto de Operación	mmpesos	679	679	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	163	163	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	580	580	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	1,412	1,412	0
Horizonte	Años	2013-2026	2013-2026	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	38	38	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	26,179	26,179	0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	19,254	19,254	0
VPN (después impuestos)	mmpesos	6,856	6,856	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	19,254	19,254	0
Estudios geológicos	número	81	44	46
Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	Km ²	7,000	7,000	0

Al respecto, se puede observar que entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex existe una variación (44%) en cuanto a los estudios geológicos a realizar.

Para garantizar que se trata del mismo proyecto, es importante mantener la consistencia entre la información que es evaluada por el Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex y la que se remite a la Comisión.

VIII. Mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa

Para evaluar la eficiencia operativa se presentan métricas del proyecto con base en lo que Pemex consideró incorporar para inversiones, gastos de operación, metas físicas, entre otros. Se considera necesario que Pemex dé seguimiento al proyecto y facilitar la detección de una posible modificación sustantiva, al revisar la variación anual de los rubros propuestos.

Proyecto de Exploración Alosa												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2026	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	823	916	474	503	1,427	892	1,259	1,202	18,160	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	1	1	1	2	2	3	3	38	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	1	4	4	5	3	3	3	3	44	25
	(número)	Real										
4.- Estudios geofísicos (Sísmica 3D)	(número)	Programa	1	1	0	0	0	0	0	0	2	25
	(número)	Real										
Seguimiento												
5.- Recursos Prospectivos a evaluar P10. (Por el riesgo e incertidumbre que se tiene en el proyecto se evaluará cada 5 años. Pemex dará la contribución por pozo de ser solicitado.)	(mmbpce)	Programa P10	0	0	0	0	0	0	0	0	163	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	22	10	17	44	31	32	31	580	NA
7.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	62.34	24.32	37.7	89.2	86.87	68.24	85.8	1,412	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										
NA. No aplica.												

IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

De la información remitida a esta Comisión, el equipo de trabajo realizó el análisis del proyecto de exploración Alosa, dictaminándolo como ***favorable***, *únicamente con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1)*. Lo anterior, sin perjuicio de las observaciones y recomendaciones que derivan de la información documental del proyecto, presentada ante la Comisión, y que se emiten a efecto de que Pemex las considere en la ejecución y seguimiento del proyecto.

Asimismo, dichas observaciones y recomendaciones se harán del conocimiento de la Secretaría de Energía con la finalidad de que sean consideradas en el ejercicio de las atribuciones de dicha dependencia, relacionadas con la aprobación del proyecto, en su caso el otorgamiento o cancelación de asignaciones, y de permisos relacionados con este.

Por su relevancia, a continuación se exponen las principales observaciones y recomendaciones que se dirigen a Pemex en relación con el proyecto Alosa y que se detallan principalmente en el capítulo VI del presente dictamen:

a) Recomendaciones a Pemex

El proyecto Alosa, considera realizar la perforación de 38 pozos exploratorios, 44 estudios geológicos y la adquisición de 7,000 km² de sísmica 3D en el período 2013-2026.

En relación con lo anterior se señala lo siguiente:

Documentación del proyecto:

1. Con la finalidad de evitar incongruencias en la información técnica enviada, se considera conveniente que Pemex documente los proyectos enviados a la Comisión de manera consistente.

Seguimiento y evaluación del proyecto:

1. A efecto de que la Comisión esté en posibilidad de dar seguimiento al proyecto, se solicita a Pemex que entregue cada dos años, los resultados de los avances obtenidos en las actividades planteadas para el DSD1-Evaluación del Potencial.

Lo anterior, con independencia que, en su momento, la Comisión dictaminará el proyecto en sus etapas DSD2-Incorporación de reservas y DSD3-Characterización inicial/Delimitación de yacimientos.

2. Para identificar posibles modificaciones sustantivas al proyecto, se recomienda dar seguimiento a las métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de los Lineamientos técnicos y hacerlos del conocimiento de la Comisión.

Geociencias:

3. Los estudios geológicos, de adquisición sísmica y su interpretación, deben ser integrados por Pemex a los modelos actuales, con el fin de identificar y jerarquizar las áreas prioritarias para la definición con mayor certidumbre de las oportunidades exploratorias; de lo anterior se recomienda enviar los resultados correspondientes a la Comisión.
4. Para este proyecto, Pemex ha definido en la opción 1 la perforación de todas las oportunidades con objetivos enfocados a la búsqueda de aceite, gas y condensados hacia la porción sur del proyecto, sin embargo, la incertidumbre para encontrar aceite en esta área es muy elevada, si consideramos que dicho proyecto es una extensión costa afuera de la cuenca gasífera de Veracruz.

Por lo anterior, la Comisión considera conveniente se revise la información técnica que sustenta realizar la búsqueda de aceite en un área considerada eminentemente como una cuenca gasífera.

5. Envíe a la CNH una copia del Informe Final, al término de los estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería realizados; con sus respectivos análisis, conclusiones y recomendaciones, que realice para este proyecto.

Perforación:

6. Para dar un seguimiento adecuado, la Comisión requiere contar con el análisis post mortem de los pozos exploratorios terminados.
7. Realice un modelo de dependencia entre pozos a perforar en el proyecto, para establecer escenarios de acuerdo al resultado que se obtenga con los elementos del sistema petrolero y *plays* analizados.
8. Dar cumplimiento a las etapas de seguimiento y evaluación establecidas en la metodología VCDSE, en relación con la perforación de pozos.
9. Efectuar la revisión a los diseños de pozos, así como el empleo de las mejores prácticas operativas y la aplicación de las lecciones aprendidas, dado que se han reportado a la fecha, 23 pozos con accidente mecánico.
10. Proporcionar la relación de coordenadas de los pozos a perforar, para facilitar la ubicación del proyecto.

Evaluación económica:

11. Proporcione la información necesaria para evaluar económicamente la alternativa 2 de este proyecto, ya que únicamente se entregó la correspondiente para la alternativa 1.

12. Que realice y remita el análisis económico correspondiente para cada etapa del proyecto a dictaminar, a través de los documentos de soporte de decisión (DSD).
13. Las opciones presentadas por Pemex, no muestran diferencias sustantivas que requieran de un análisis profundo para su elección, dado que los elementos que consideran son muy parecidos y no representan realmente una alternativa (aplicación de la metodología VCD visualización, conceptualización y definición).
14. Realice y remita un informe de las fuentes de información utilizadas para la estimación de sus inversiones y gastos de operación, así como las referencias nacionales e internacionales que demuestren que se encuentran estimadas de acuerdo a prácticas internacionales.

Además, deberá analizar el comportamiento futuro de las variables involucradas para la estimación de inversiones y gastos de operación de las actividades plasmadas en este proyecto, así como las consideraciones de su predicción.

Protección ambiental:

15. Proporcionar la relación de coordenadas de las áreas avaladas ambientalmente para simplificar la ubicación del proyecto
16. De acuerdo a la información expuesta por Pemex, la poligonal de los Resolutivos ambientales Kuchkabal y Proyecto Integral Marino, cubren el 96% de la superficie total del proyecto de exploración Alosa. Para el área restante (4%), se recomienda a Pemex, gestionar las autorizaciones pertinentes para poder realizar las actividades contempladas en ésta área.

Seguridad industrial:

17. Que considere la seguridad industrial como un sistema de administración integral que incluya los diferentes elementos que lo soportan, empezando por una documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y comunidad, por medio de metodologías bien definidas, la administración del cambio que incluya la interrelación entre instalaciones y personal con el objetivo de revisar y actualizar constantemente procedimientos operativos que deriven en prácticas seguras de trabajo, involucrando a proveedores y contratistas los cuales al igual que el personal de Pemex deben de tener un entrenamiento efectivo y periódico.

b) Cumplimiento a la normativa

1. Pemex debe considerar la normativa emitida por la Comisión en relación con el diseño de proyectos de exploración y explotación y su dictaminación al momento de documentar los planes de las oportunidades que se conviertan en campos descubiertos.
2. En el caso de éxito exploratorio, Pemex deberá presentar a la Comisión, los resultados del programa de toma de información que incluya pruebas de presión-producción, análisis PVT, corte y análisis de núcleos, determinaciones de laboratorios, entre otros; para definir las características del sistema roca-fluido que permitan apoyar la estrategia de explotación de los campos descubiertos.

Lo anterior, con base en lo establecido en la normativa emitida por la Comisión en materia de diseño de proyectos.

3. Pemex debe presentar la información referida en el artículo 31 de los Lineamientos técnicos, para estar en posibilidad de publicar los planes y programas, tal como lo señala el artículo 50 de dicha normativa.

4. Es responsabilidad de Pemex que los resolutivos ambientales cubran el total de la superficie del proyecto de exploración Alosa.

X. Opinión a la Secretaría de Energía

De acuerdo con lo señalado en el artículo 50 de los Lineamientos técnicos y para los efectos administrativos a que tenga lugar, se emite el presente dictamen y opinión respecto del proyecto de exploración Alosa en sentido ***favorable*** únicamente con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1), dadas las expectativas presentadas por Pemex relacionadas con la evaluación del potencial.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión emite las siguientes recomendaciones:

1. Se sugiere autorizar a Pemex únicamente las asignaciones en las que se pretenden realizar las actividades establecidas en el documento de soporte de decisión- evaluación del potencial (DSD1), del presente proyecto.
2. Se someten a su consideración, las métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de este dictamen técnico, lo anterior, para que Pemex entregue un informe de avance que permitirá dar seguimiento a las actividades del proyecto e identificar, en su caso, modificaciones sustantivas.
3. Se sugiere a la SENER considerar las observaciones técnicas realizadas por la Comisión, en relación con el ejercicio de sus atribuciones relacionadas con la aprobación de proyectos, la emisión de permisos y el otorgamiento y cancelación de asignaciones petroleras.