

Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Pakal (nuevo)

MAYO 2013

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.....	9
E) INVERSIONES EXPLORATORIAS, DE POSIBLE DESARROLLO Y GASTOS DE OPERACIÓN.....	11
F) INDICADORES ECONÓMICOS	12
V. EMISIÓN DEL DICTAMEN	14
• REVISIÓN DOCUMENTAL	14
• SUFICIENCIA DOCUMENTAL	14
• DICTAMEN DEL PROYECTO.....	16
VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN	18
A) ÉXITO EXPLORATORIO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS.	18
B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLORACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DEL PROYECTO.....	19
C) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.	20
I. ASPECTOS ESTRATÉGICOS	21
<i>Análisis de alternativas.</i>	21
II. MODELO GEOLÓGICO Y DISEÑO DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN.	22
III. ASPECTOS ECONÓMICOS.	24
IV. ASPECTOS AMBIENTALES.	27
D) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL.....	30
VII. OPINIÓN DE LA MIP	34
VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	41
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES	42
A) RECOMENDACIONES A PEMEX	42
B) CUMPLIMIENTO A LA NORMATIVA DE LA COMISIÓN.....	46
X. OPINIÓN A LA SECRETARÍA DE ENERGÍA	48

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 Pakal, el cual es clasificado como un proyecto nuevo.

El proyecto de exploración Pakal se ubica en la planicie costera del Golfo de México. Es desarrollado por el Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre. Es considerado como un “Proyecto nuevo”, debido a que Pemex exploración y Producción (en adelante, Pemex o PEP) considero conveniente la redistribución del sureste de la República Mexicana en nuevos proyectos, ya que se han alcanzado distintos avances en el conocimiento del área, y esto facilitará su administración y la integración de la información realizada a la fecha.

Pemex considera importante el desarrollo del presente proyecto, dado que las expectativas para la evaluación del potencial e incorporación de reservas a mediano plazo son altas y constituyen una oportunidad estratégica para continuar explorando con tecnología adecuada o de vanguardia, aplicada al desarrollo de estudios geológicos, a la interpretación de nuevos datos sísmicos y a la perforación de pozos exploratorios.

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 Pakal.
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: ...

I. a V. (...)

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.*

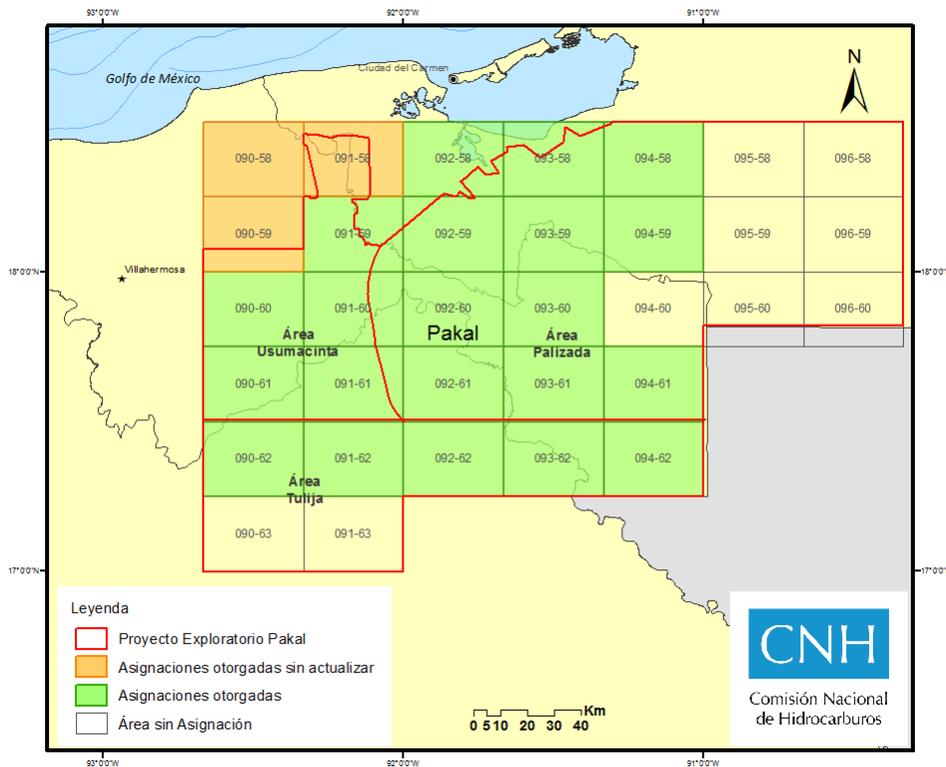
IV. Elementos generales del proyecto

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

a) Ubicación.

El proyecto Pakal se ubica en el Sureste de la República Mexicana, en la Planicie Costera del Golfo de México, cubriendo la parte centro y sureste de Tabasco, tiene una superficie de 28,101 km². Se encuentra limitado al norte por el Golfo de México, al sur por el estado de Chiapas, al sureste por la República de Guatemala, al este por el estado de Campeche. En Tabasco, comprende los municipios de Macuspana, Centla, Tenosique, Centro, Jalapa, Jonuta, Emiliano Zapata, Balancán y Tacotalpa; en Chiapas, Salto de Agua, San Fernando, Chalchihuitán, Chamula, Chenalhó, Chiapa de Corzo, Chilón, Yajalón, El Bosque, Pantelhó, Tila, Tumbalá, Catazajá y Palenque; en Campeche, Palizada, figura 1.

Figura 1. Ubicación del proyecto de exploración Pakal



b) Objetivo

Incorporar reservas de aceite ligero y super ligero de rocas del mesozoico y terciario, en un rango que varía de 2,193 mmbpce en el percentil 90 a 328 mmbpce en el percentil 10; con un valor medio de 934 mmbpce.

c) Alcance.

Evaluar plays hipotéticos y establecidos, así como los prospectos asociados. Definir las oportunidades exploratorias con sus recursos prospectivos, con base en criterios técnico económicos. Perforar 59 pozos exploratorios, realizar 35 estudios geológicos, adquirir 2,960 km² de sísmica 2D (dos estudios), 9,460 km² de sísmica 3D (nueve estudios) y 16,000 km² de un estudio de Gradiometría Gravimétrica. La inversión total exploratoria sería de 31,675 mmpesos, en el periodo 2013-2030.

d) Volumen y Recursos Prospectivos.

Para realizar la evaluación económica de las oportunidades y localizaciones exploratorias, Pemex considero las probabilidades geológicas y los recursos prospectivos de cada objetivo que las conforman, los costos de perforación y terminación de pozos exploratorios y de futuro desarrollo, así como la inversión de infraestructura de producción, tipo y precio de los hidrocarburos esperados, tipo de cambio y tasa de descuento.

El riesgo y la incertidumbre de las variables geológicas se representan por una distribución de resultados esperados de los recursos prospectivos a incorporar, asimismo se obtienen distribuciones de probabilidad de la producción de hidrocarburos que aportará el futuro desarrollo, de los ingresos, egresos e indicadores económicos. Es importante mencionar que estos resultados se obtienen mediante una evaluación que se realiza utilizando métodos de simulación probabilistas.

En el caso específico de la estimación volumétrica, los factores de alta incertidumbre que podrían afectar el volumen esperado son: Área, espesor, porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos, que se toman de la información geológica geofísica existente.

El número de oportunidades y localizaciones exploratorias consideradas a perforar en este proyecto son 59. En la tabla 1, se expone para cada play el tipo de hidrocarburo esperado, el recurso medio sin riesgo y con riesgo, así como su probabilidad geológica.

Tabla 1 Plays del proyecto Pakal.

Nombre del play	Hidrocarburo principal	Recurso medio sin riesgo (mmbpce)	Pg %	Recurso medio arriesgado (mmbpce)
J. S. Oxfordiano	Aceite superligero	432	11 - 12	52
J. S. Kimmeridgiano	Aceite superligero	879	8 - 32	202
Cretácico Inferior	Aceite superligero	570	8 - 20	86
Cretácico Medio	Aceite superligero	2,036	8 - 30	387
Cretácico Superior	Aceite superligero	943	10 - 25	179
Paleógeno	Aceite superligero	62	17 - 24	13
Mioceno	Gas húmedo	49	32	15
Total		4,971		934

Para analizar y evaluar la estrategia exploratoria, Pemex considero 2 alternativas:

Alternativa 1, corresponde a la alternativa seleccionada por Pemex; en la cual se considera perforar 59 pozos exploratorios en un período de 18 años (2013-2030), incluyendo 1 pozo delimitador, se espera incorporar una reserva media de 934 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 31,675 mmpesos, de los cuales 29,789 mmpesos corresponden a inversión estratégica y 1,886 mmpesos están destinados a la inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 83,790 mmpesos, con un índice de utilidad de 3.61 pesos/peso. Después de impuestos el VPN/VPI es de 1.06 pesos/peso.

Para esta alternativa, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 934 mmbpce en su valor medio y el perfil respectivo se muestra en la tabla 2.

Tabla 2 Recursos prospectivos a incorporar, alternativa 1 seleccionada, mmbpce

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p10	0	0	0	0	0	0	0	0	328
media	0	24	35	19	42	41	48	58	934
p90	0	79	101	38	101	90	103	125	2,193

Alternativa 2, también considera perforar 59 pozos exploratorios, en el período del 2013 al 2030, incluyendo 1 pozo delimitador, se incorporará una reserva media de 888 mmbpce. La inversión exploratoria total estimada es de 35,143 mmpesos, de los cuales 33,257 mmpesos corresponden a inversión estratégica y 1,886 mmpesos están considerados para inversión operacional. El valor presente neto antes de impuestos es de 65,529 mmpesos, con un índice de utilidad de 2.84 pesos/peso.

Para esta alternativa, los recursos prospectivos a incorporar con riesgo, ascienden a 888 mmbpce en su valor medio, tabla 3.

Tabla 3 Recursos prospectivos a incorporar, alternativa 2, mmbpce.

Recursos a incorporar	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	304
Media	0	24	35	15	12	24	14	28	888
p ₉₀	0	79	102	40	26	81	35	63	2027

Una vez evaluadas las alternativas planteadas, Pemex identificó que la mejor es la alternativa 1.

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

La inversión exploratoria requerida por actividad para la alternativa 1 seleccionada, se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Inversiones exploratorias, alternativa 1 seleccionada (mmpesos).

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Inversión exploratoria	541	806	1,203	1,786	960	1,708	2,027	1,920	31,675
Estratégica	470	730	1,127	1,715	853	1,601	1,920	1,819	29,789
Pozos ^a	14	384	676	585	396	447	749	526	16,893
Sísmica	405	325	423	1,102	436	1,116	1,144	1,260	12,372
Estudios	51	21	28	28	21	38	27	33	524
Operacional	71	76	76	71	107	107	107	101	1,886

^a Incluye la inversión de infraestructura de pozos exploratorios y del pozo delimitador de futuros descubrimientos, en el año 2021.

Las estimaciones de inversiones de futuros desarrollos y costos operativos, para la alternativa 1 seleccionada, se muestran en las tablas 5 y 6, respectivamente.

Tabla 5 Inversiones de futuros desarrollos (mmpesos)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	26,212
media	0	0	0	354	912	531	640	1,649	50,738
P ₉₀	0	0	0	786	2,387	1,721	1,760	4,610	98,556

Tabla 6 Costos operativos de futuros desarrollos (mmpesos)

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	14,135
media	0	0	0	24	144	226	305	465	27,080
P ₉₀	0	0	0	68	400	610	740	952	51,805

f) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas por Pemex para la evaluación de este proyecto, se muestran en la tabla 7.

Tabla 7 Premisas económicas

Concepto	Unidades	Valor
Aceite superligero	dls/b	95.93
Condensado	dls/b	88.87
Aceite ligero	dls/b	91.58
Aceite Pesado	dls/b	81.81
Gas húmedo	dls/mpc	5.71
Gas seco	dls/mpc	5.07
Tasa de descuento	%	12
Tipo de cambio	pesos/dl	12.76

Para la evaluación económica del proyecto, alternativa 1, se consideraron los valores medios anuales de producción, inversión total y gastos de operación que se obtienen de la simulación probabilista realizada al proyecto. La evaluación económica proporciona resultados antes y después de impuestos. Los indicadores económicos, que resultaron de la evaluación, para esta alternativa, se muestran en la tabla 8.

Tabla 8 Indicadores económicos, alternativa 1 seleccionada.

Concepto	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto	mmpesos	83,790	24,563
Relación VPN/VPI	pesos/peso	3.61	1.06
Tasa Interna de Retorno	%	62	32
Beneficio Costo	pesos/peso	4.04	1.28
Valor Presente de la Inversión	mmpesos	23,187	23,187
Valor Presente de los Ingresos	mmpesos	111,367	111,367
Valor Presente de los Costos	mmpesos	4,389	4,389
Valor Presente de los Impuestos	mmpesos	0	59,227
Valor Presente de los Egresos	mmpesos	27,576	86,804

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 9.

Tabla 9. Ficha de información proporcionada.

I. Resumen ejecutivo		
a. Objetivos y alcance del proyecto	Si	
b. Estrategias consideradas	Si	
c. Recomendaciones	No	No se presentan recomendaciones provenientes del proyecto.
II. Introducción		
III. Objetivos y alcance de la etapa de conceptualización		
IV. Evaluación de datos e información		
a. Interpretación y ajuste de sísmica (2D o 3D)	Si	
b. Estudios de plays	Si	
c. Pozos a perforar a fin de incorporar reservas	Si	
d. Modelo geológico conceptualizado	Si	
e. Ajustes realizados al modelo geológico con el apoyo de pozos y yacimientos análogos	Si	
f. Pronósticos de factores de recuperación esperados y las reservas a incorporar para cada alternativa	Si	

g. Pronóstico de volumen de reservas por tipo de hidrocarburo a incorporar (clasificadas según: probada, probable y posible), así como la estimación de hidrocarburos en sitio	Si	
h. Descripción del diagrama de flujo utilizado para la caracterización y evaluación de el/los yacimientos	Si	
V. Descripción de las oportunidades de incorporaciones de reservas evaluadas		
a. Aspectos técnicos	Si	
b. Identificación de riesgos de cada una de las alternativas consideradas	Si	
c. Cuantificación y ponderación de los riesgos	Si	
VI. Evaluación económica probabilística de las oportunidades identificadas para la incorporación de reservas	Si	
VII. Análisis de sensibilidad de los parámetros que impactan los indicadores económicos	Si	
IX. Descripción de las localizaciones exploratorias seleccionadas		
a. Aspectos técnicos de las localizaciones	Si	
b. Justificación de las localizaciones	Si	
c. Informe de soporte de las localizaciones	No	Omisión de información. El anexo no está incluido en el archivo digital.
d. Plan para mitigar riesgos	Si	
e. Descripción técnica del descubrimiento	Si	
X. Planes de ejecución y estimados de costos del plan de desarrollo conceptual	Si	
XI. Plan de ejecución de la próxima etapa, Definición (D)/ Factibilidad:		
a. Formalización de roles y responsabilidades	Si	
b. Estudios requeridos	No	No se mencionan los estudios específicos que se requieren.
c. Programa de trabajo clase IV	No	Solo se presenta la información de un pozo delimitador. Tampoco se presenta diagrama de Gantt de las actividades.
d. Recursos para ejecutar la próxima etapa	No	En recursos de inversión solo se presenta la información de un pozo delimitador.
XII. Estrategia para la administración de las incertidumbres y riesgos de los escenarios seleccionados	No	Solo se presentan los puntos críticos de decisión, pero no se presenta la estrategia para la administración y riesgos.
XIII. Plan de mitigación de las incertidumbres y riesgos indicando, actividades, acciones y recursos requerido	Si	

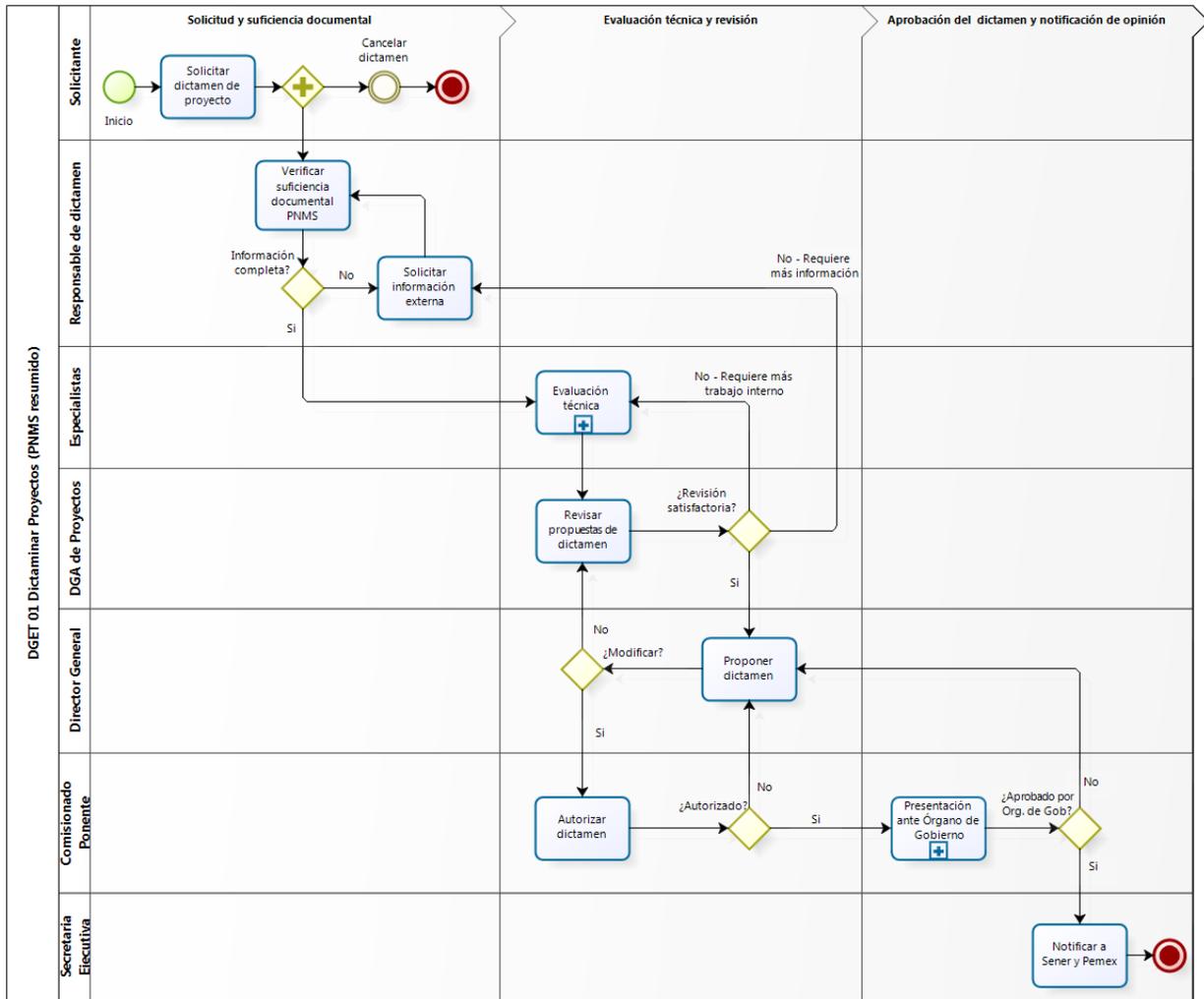
XIV. Lista de los peligros y riesgos operativos mayores y plan de adquisición de información

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.



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.

Los levantamientos de sísmica 3D mejoran los índices de éxito de las operaciones de perforación en tierra. La geología compleja y la presencia de capas altamente refractivas producen el fenómeno de curvatura de rayos, que hace que las ondas sísmicas no alcancen ciertas profundidades del subsuelo. Además, el ruido causado por los reflectores cercanos a la superficie puede enmascarar las señales débiles que retornan desde las formaciones profundas.

Una de las razones por las que no se estén desarrollando todos los campos descubiertos en su totalidad, quizá se deba a que la calidad de los datos sísmicos pudo haber servido para desarrollar los programas exploratorios, pero no sea lo suficientemente buena para crear modelos precisos para el desarrollo de los yacimientos.

Lo anterior deberá mover a la reflexión para que se utilicen en este proyecto las mejores prácticas relacionadas con la adquisición de levantamientos y el análisis de datos que mejoren la información obtenida con los levantamientos de sísmica 3D, contribuyendo además a la reubicación de pozos de desarrollo.

Ejemplo de lo anterior, sería el uso de cualquier sistema sísmico que incorpore sensores unitarios calibrados, registrando señales de receptores individuales, mejorando el muestreo espacial tanto del ruido como del campo de onda deseado, lo que se traducirá en diversas ventajas con respecto al método de adquisición convencional.

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 geoespaciales 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
- Reducir el riesgo de fugas
- Incrementar la eficiencia de la planificación de oleoductos/gasoductos utilizando modelos de terreno 3D.
- Controlar el impacto ambiental, etc.

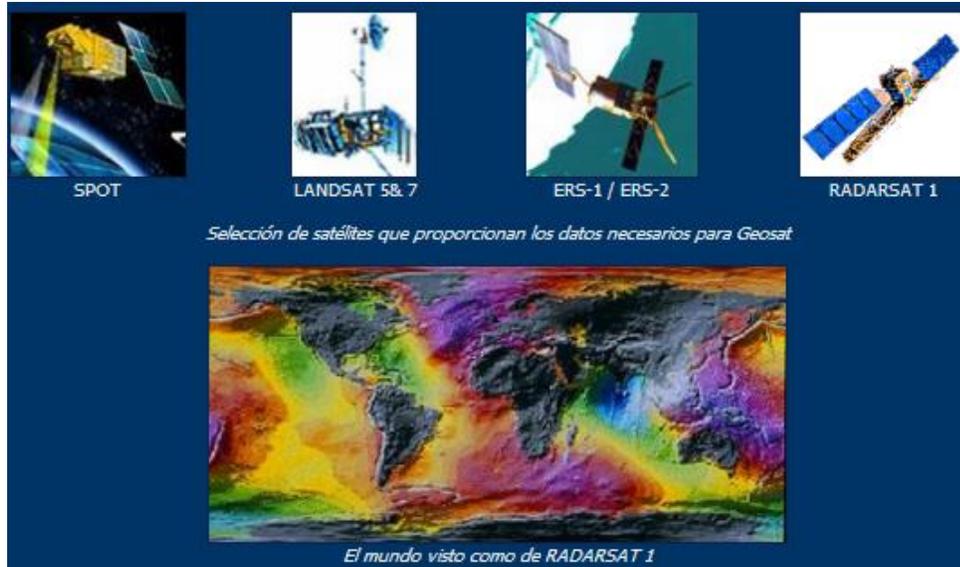


Figura 3- La tecnología de Geosat se basa en el principio físico de que todos los elementos emiten radiación electromagnética a lo largo de cierto espectro por encima del punto de congelación absoluto; la cual utiliza datos satelitales y Geo-datos (geológico, litológico y geofísico) permitiendo la localización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

c) Evaluación técnica del proyecto.

Para 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.

- a) 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.
- b) 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.
- c) 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.
- d) 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).

Formulación del proyecto.

- a) El proyecto de exploración Pakal actualmente gestiona su registro como proyecto nuevo ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Lo cual apoyará en la evaluación y el control de las actividades exploratorias y de los proyectos de explotación.
- b) En la tabla 10 se muestran los valores de la probabilidad de éxito geológico y comercial, así como el volumen y recurso prospectivo sin riesgo presentado por Pemex. Como se puede observar, las probabilidades geológicas son características de un proyecto de

incorporación de reservas, por lo que es necesario que los resultados obtenidos de los estudios y de los pozos exploratorios a perforar, se incorporen lo más pronto posible para reevaluar las oportunidades exploratorias, a fin de mejorar la estimación de los recursos y probabilidades de éxito del proyecto.

Tabla 10 Oportunidades exploratorias a perforar en los cuatro primeros años del programa

Pozo	Año propuesto	Recursos (mmbpce)	Pg. (%)	Profundidad Total (metros)	Plays
Tilico-1	2014	96	25	6,110	J.S. Kimmeridgiano
Zanate-1	2015	93	23	5,200	J.S. Kimmeridgiano
Triunfo-201	2015	53	26	6,325	J.S. Kimmeridgiano
Longo-1	2016	58	13	5,400	J.S. Kimmeridgiano
Pochoc-1	2016	119	10	5,300	Cretácico Superior
Aguazul-1	2017	163	21	2,400	Cretácico Medio
Chichicastle-1	2017	45	14	5,560	J.S. Kimmeridgiano

Nota: En el año 2013 no se tiene considerado perforar pozos.

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) 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.

- d) 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.

- e) Con el fin de Incrementar la certidumbre en las interpretaciones geológicas-geofísicas, es necesario realizar acciones de mejoramiento de la imagen del subsuelo mediante diseños adecuados de sísmica con reforzamiento de la señal mediante mayores apilamientos, además incorporará mejores prácticas como la reinterpretación sísmica a partir de la adquisición de datos de los registros VSP y tomografía de pozos, utilización de la información de pozos vecinos y campos análogos, y donde se determine se adquirirá sísmica multicomponente.

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 recursos prospectivos, precios y costos; además, señalan cómo incorporar el valor del dinero en el tiempo y cómo administrar los proyectos y sus posibles divergencias.¹

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.

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, utilizando el VPN como indicador de rentabilidad.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación económica son presentados en la tabla 11.

Tabla 11. Supuestos Financieros¹.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo ²	93.8	usd/barril
Precio de gas	5.93	usd/mpc
Precio del condensado	88.87	usd/barril
Tasa de descuento	12	%
Tipo de cambio	12.76	pesos/usd
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	mpc/b

En la tabla 12 se presenta la estimación realizada por Pemex para la alternativa 1, seleccionada. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el proyecto Pakal es o no rentable y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

¹ Se presenta la evaluación económica del modelo presentado en el DSD2 al cual se hace referencia en el DSD1, en el DSD3 no se presentó evaluación económica.

² En el DSD1 Pemex presenta un precio para el aceite ligero de 91.58 usd/barril, el aceite pesado de 81.81 usd/barril, y para el súper ligero de 95.93 usd/barril; para el gas húmedo y seco de 5.71 y 5.07 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.

Tabla 12. Alternativa 1. Indicadores económicos, Pemex.

Indicadores económicos		Antes de Impuestos
Valor Presente Neto VPN =	mmpesos	83,790
Valor Presente Inversión VPI =	mmpesos	23,187
Relación VPN/VPI =	peso/peso	3.61
Relación beneficio costo	peso/peso	4.04
TIR	%	62

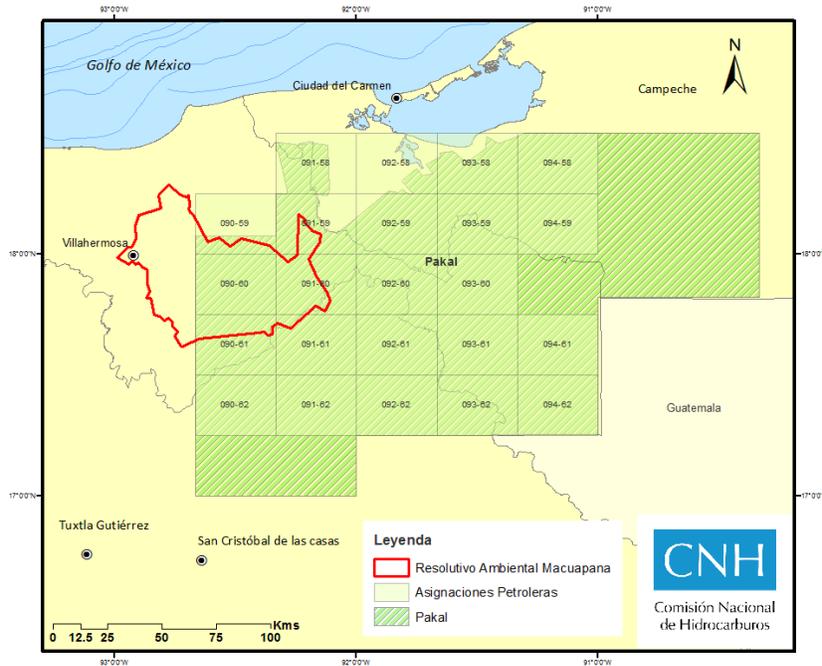
- a) Del análisis realizado por la Comisión, no se puede concluir si la alternativa 1 es la más rentable, debido a que Pemex sólo envió los datos correspondientes para evaluar esta alternativa, por lo que no es posible comparar los resultados.
- b) La Comisión requiere que Pemex presente el análisis 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 Pakal, presentadas por PEP en la etapa DSD2-incorporación de reservas, la alternativa propuesta resulta rentable.
- d) Los montos totales de costos e inversiones que se presentan en la etapa DSD2-incorporación de reservas, tienen las siguientes características:
 - La inversión reportada para exploración del proyecto es 90%, superior a la estimada en el escenario medio de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias (BDOE).
 - La inversión estimada en el proyecto para futuros desarrollos es menor al 24% de la presentada en la BDOE.
 - Los costos operativos son similares a los costos reportados en la BDOE
- e) Las probabilidades de éxito comercial varían entre 7% y 32%, por lo que se aprecia la existencia de un elevado grado de incertidumbre.

- f) Se presenta una evaluación económica determinista a partir del escenario presentado por PEP en el DSD2 del proyecto Pakal. En el DSD1 sólo se hace mención a esta evaluación.
- g) En la comparación que realiza la Comisión entre la BDOE y el proyecto a dictaminar no cuenta con el detalle de las oportunidades a desarrollar. 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 58%.
 - La producción de hidrocarburos se contrae en 47%.
 - Los costos totales aumentan 89%.
- i) 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 presentada a esta Comisión, Pemex señala que el oficio resolutivo emitido por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) correspondiente al proyecto de exploración Pakal se encuentra bajo el nombre del Proyecto Macuspana, con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.-DG.-2202.07, figura 4.

Figura 4. Resolutivo ambiental del Proyecto Pakal



Cabe mencionar que el Proyecto Macuspana es considerado ambientalmente viable y fue autorizado de manera condicionada, lo cual obliga a Pemex a entregar un reporte anual técnico del programa de monitoreo y vigilancia ambiental, así como un programa de Restauración Ecológica con el fin de fortalecer e impulsar el desarrollo de planes o acciones de investigación en materia de conservación y manejo de recursos naturales.

Al respecto, se destaca lo siguiente:

El área del proyecto Pakal con autorización, está comprendida dentro del proyecto ambiental “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana”, el cual tiene los siguientes oficios resolutivos:

1. Oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07 de fecha 24 de septiembre de 2007 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del Proyecto “Desarrollo de Actividades Petroleras del Proyecto Macuspana” por un periodo de 20 años a partir de la fecha de emisión del oficio resolutivo.

2. Modificación al oficio S.G.P.A./DGIRA.DG.2202.07, correspondiente al resolutivo S.G.P.A.DGIRA/DG/0141/09 de fecha 15 de enero de 2009 consistente en la identificación, caracterización y delimitación de los humedales que se encuentran dentro de la unidad hidrológica asociada a las comunidades del manglar y restringidas a toda obra o actividad del proyecto.

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

Con base en lo anterior, esta Comisión concluye que:

- a) 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.
- b) Se solicita a Pemex la realización del análisis de factibilidad ambiental, como lo indican los Lineamientos técnicos, en los artículos 12.9 y 17.
- c) De acuerdo a la información expuesta por Pemex, la poligonal del Proyecto Ambiental Macuspana cubre el 7.8% de la superficie total del proyecto de exploración Pakal. Esta Comisión recomienda que Pemex gestione las autorizaciones pertinentes para el área restante (92.2%) y así realizar las actividades contempladas para 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 Pakal.

- d) Del análisis realizado por la CNH, se determinó que en el área de estudio, Pemex ha perforado 501 pozos exploratorios y de producción, ubicados en la parte noroeste del Proyecto Pakal. Aproximadamente el 20 % de éstos (101 pozos) quedan fuera de la

poligonal del proyecto Macuspana, por lo que se recomienda que las evaluaciones de riesgos ambientales solicitadas por la SEMARNAT, estén dirigidas a un nivel más específico del proyecto de la perforación de los pozos y cubran dichas áreas.

- e) Se destaca que el oficio resolutivo de referencia recomienda que dada la magnitud del proyecto, es necesario presentarlo por etapas para evaluarlo en materia de impacto ambiental.
- f) Es necesario 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.
- g) 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 de exploración Pakal, Pemex señala que existen riesgos inherentes a la naturaleza de éste, es decir, los asociados con la geología donde se localiza el proyecto. Los riesgos identificados son comunes para las alternativas planteadas, y están asociados a los aspectos: económicos, sociales, ambientales, seguridad, salud, técnicos y tecnológicos.

Identificación de Riesgos Operativos. La identificación de riesgos en cuanto a la perforación y terminación de pozos, se asocian principalmente a problemas mecánicos imprevistos, siendo los principales factores que alimentan estos riesgos los siguientes:

- Adquisición sísmica.
- Procesado sísmico.
- Efectuar los estudios de Modelado tectónico, estructural y estratigráfico para

determinar las zonas de mayor interés petrolero, disminuir el riesgo geológico en las áreas de evaluación del potencial.

- Disponibilidad de equipos de perforación. Se considera que se utilizaran al menos dos equipos de perforación de acuerdo a la programación.
- Suficiente personal y Asistencia técnica especializada.

Evaluación de riesgos operativos. Con el fin de 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 y con ello, tomar las mejores decisiones en forma oportuna, lo que redundará en una significativa disminución de riesgos. Sin embargo, no se menciona una metodología bien definida que permita evaluar los elementos que intervienen en la evaluación de los riesgos operativos.

Se describe que tienen medidas y planes de contingencia, tales como: 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 el control y restauración de las áreas en que se llevan a cabo actividades que pudieran impactar al ambiente.

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 cumplimiento adecuado de los elementos que requiere su normativa emitida, así como de 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 la soportan, empezando por la documentación de las instalaciones de trabajo, la identificación y evaluación de riesgos operativos de

seguridad, salud e impacto al medio ambiente y a la 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 deberán tener un entrenamiento efectivo y periódico.

- b) Pemex, aunado a lo ya establecido, 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 74 y API RP 75L, 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) Respecto a la parte de toma de información sísmica Pemex no menciona ningún factor de riesgo, sin embargo, elementos como las detonaciones que se hacen en el subsuelo o factores socio ambientales deben ser considerados.
- d) En la evaluación de riesgos operativos, Pemex debe considerar 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.
- e) 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.

- f) Con respecto al taponamiento temporal o definitivo de pozos exploratorios, Pemex deberá vigilar que las operaciones se realicen con estricto apego a la normatividad existente.

VII. Opinión de la MIP

La Manifestación de Impacto Petrolero (MIP) es un documento por el que Pemex presenta a la Comisión el estudio, 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 la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex y la información del proyecto enviada en su oportunidad a esta Comisión, tabla 13.

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

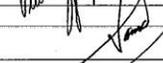
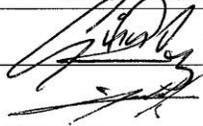
Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las Reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI), el 8 de agosto de 2012, los proyectos: Área Perdido, Tlancanan, Uchukil, Pakal, Oyamel, Lebranche y Alosa, se presentaron para la acreditación de su **Etapas FEL 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, Narváez y Usumacinta
Oyamel	SI	-	-	La etapa de Definición esta asociada a los nuevos campos descubiertos del área Usumacinta y parte sur de Palizada.
Lebranche	SI	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 La etapa de Visualización comprende las áreas Trucha y Chucumite de los plays del Paleógeno, en tirantes de agua de 0 a 500 metros.
Alosa	SI	-	-	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. 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	

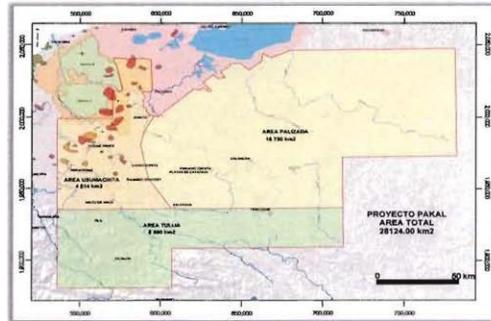
1. Antecedentes

El Proyecto Pakal tiene sus antecedentes en los Proyectos Macuspana y Reforma. La inversión a ejercer en el Proyecto Macuspana fue autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público dentro del proyecto Activo de Exploración Macuspana, bajo el esquema PIDREGAS dando inicio desde el año 2001, por lo que se gestiona su registro como Proyecto Nuevo Pakal ante la SHCP.

Hasta el 2011 se ha adquirido 2,815 km² de sísmica 3D, que corresponde al 10% del total del área del proyecto. En el Proyecto Pakal fue dividido en 3 áreas prioritarias: Usumacinta, Tulijá y Palizada, considerando elementos rectores tales como: asignaciones petroleras, sísmica 2D y 3D, áreas naturales protegidas, pozos y campos, infraestructura y zonas de impacto social, provincias geológicas presentes y nivel de conocimiento, entre otros. En el área Usumacinta del Proyecto Pakal se han incorporado 75 MMbpce de reservas nuevas en los últimos 10 años, con la perforación de 17 pozos y con un porcentaje de éxito comercial del 29%.

2. Ubicación

El Proyecto se ubica en el Sureste de la República Mexicana, en la planicie costera del Golfo de México, cubriendo la parte Noreste del estado de Tabasco, tiene una superficie de 28,101.48 km².



3. Objetivo y Alcance

Evaluar el potencial petrolero para extender las áreas productivas y probar los plays hipotéticos mesozoicos en la Cuenca de Macuspana, en la Plataforma de Yucatán y los carbonatos plegados de la Sierra de Chiapas. El alcance del proyecto es incorporar reservas de gas, aceite ligero y superligero, con un valor medio de 934 mmpbce, en rangos que se presentan en la tabla siguiente:

Recursos Prospectivos a Incorporar, mmpbce

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
p ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	328
Media	0	24	35	19	42	41	48	58	934
p ₉₀	0	79	102	38	102	90	103	125	2,193

4. Metas Físicas

Pozos a perforar 59, estudios geológicos 35, adquisición de 9,460 km² de sísmica 3D y 2,960 km de adquisición sísmica 2D

Pozos a Perforar

Concepto	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Pozos exploratorios	Número	0	1	2	2	2	2	2	2	59

5. Inversiones Exploratorias, mm\$

Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030
Estratégica	470	730	1,127	1,715	853	1,601	1,920	1,819	29,789
Pozos	14	384	676	585	396	447	749	526	16,893
Sísmica	405	325	423	1,102	436	1,116	1,144	1,260	12,372
Estudios	51	21	28	28	21	38	27	33	524
Operacional	71	76	76	71	107	107	107	101	1,886
Total	541	806	1,203	1,786	960	1,708	2,027	1,920	31,675

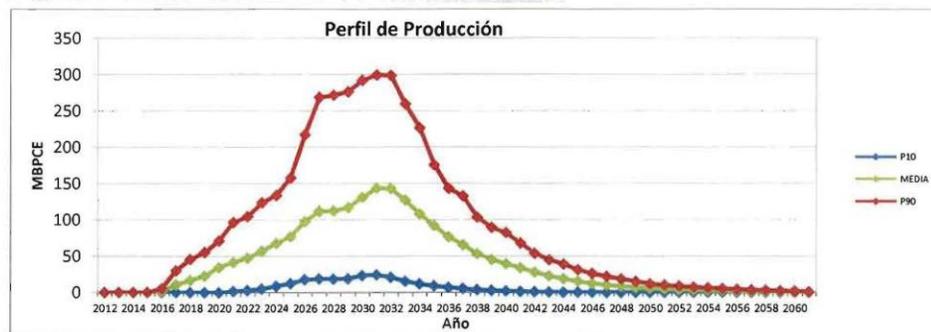
6. Inversiones del Posible Desarrollo, mm\$

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	26,212
Media	0	0	0	354	912	531	640	1,649	50,738
P ₉₀	0	0	0	786	2,387	1,721	1,760	4,610	98,556

7. Costos operativos, futuro desarrollo, mm\$.

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2061
P ₁₀	0	0	0	0	0	0	0	0	14,135
Media	0	0	0	24	144	226	305	465	27,080
P ₉₀	0	0	0	68	400	610	740	952	51,805

8. Pronóstico de Producción



El volumen acumulado de petróleo crudo equivalente es de 742 MMBPCE y el volumen medio prospectivo corresponde a 934 MMBPCE.

ALH/FAC

Página 2 de 3

9. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

- 1.- **Técnico.**- En el sistema petrolero se ha detectado que la roca sello y la trampa constituyen los principales elementos de riesgo, por lo cual se tiene programado la adquisición de sísmica adicional, 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, retraso en la adquisición de información sísmica 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 para su aplicación en las comunidades asociadas al proyecto.
- 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 Técnico- Económicos después de impuestos.

El tipo de hidrocarburo esperado es gas y aceite ligero y superligero. La probabilidad de éxito geológico (Pg) de las oportunidades y localizaciones varía de 8 a 32%. El recurso prospectivo sin riesgo y con riesgo es de 4,971 y 934 mmbpce, respectivamente. El costo de descubrimiento corresponde a 33.91 pesos/bpce.

Indicadores	Unidad	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente de la Inversión	mm\$	23,187	23,187
Valor Presente Neto	mm\$	83,790	24,563
Relación VPN/VPI	\$/ \$	3.61	1.06
Tasa Interna de Retorno	%	62	32

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 Pakal.

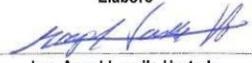
Elaboró  Ing. Angel Lavalle Hurtado	Revisó  Dr. Fernando Ascencio Cendejas	Autorizó  M. en I. Rubén Luján Salazar
---	--	--

Tabla 13 Comparativo Cédula vs. DSD2.

	Unidades	Pemex	CNH	Variación
		Cédula del dictamen Proyecto nuevo	Proyecto DSD Presentado	%
Inversión	mmpesos	31,675	31,675	0
Gasto de Operación	mmpesos	1,886	1,886	0
Recurso prospectivo P10	mmbpce	328	328	0
Recurso prospectivo P50	mmbpce	934	934	0
Recurso prospectivo P90	mmbpce	2,193	2,193	0
Horizonte	Años	2013-2030	2013 -2030	-
Núm. Pozos a perforar	núm.	59	59	0
VPN (antes impuestos)	mmpesos	83,790	83,790	0
VPI (antes impuestos)	mmpesos	23,187	23,187	0
VPN (después impuestos)	mmpesos	24,563	24,563	0
VPI (después impuestos)	mmpesos	23,187	23,187	0
Estudios geológicos	número	35	35	0
Sísmica 3D	Km ²	9,460	9,460	0

Al respecto, se puede observar que los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Pemex no existe variación alguna.

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 Pakal												
	Unidades		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2013-2030	% Variación
Modificación Sustantiva												
1.- Inversión.	(mmpesos)	Programa	541	806	1,203	1,786	960	1,708	2,027	1,920	31,675	25
	(mmpesos)	Real										
2.- Pozos	(número)	Programa	0	1	2	2	2	2	2	2	59	25
	(número)	Real										
3.- Estudios geológicos	(número)	Programa	1	2	3	3	3	2	2	2	35	25
	(número)	Real										
Seguimiento												
4.- 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	358	NA
5.- Recurso Prospectivo a evaluar P50	(mmbpce)	Programa P50	0	27	35	19	42	41	48	58	934	NA
6.- Recurso Prospectivo a evaluar P90	(mmbpce)	Programa P90	0	79	101	38	101	90	103	125	2,193	NA
	(mmbpce)	Real P10										
	(mmbpce)	Real P50										
	(mmbpce)	Real P90										
NA. No aplica.												

IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

De la información remitida por Pemex a esta Comisión, el equipo de trabajo realizó el análisis del proyecto de exploración Pakal, dictaminándolo como ***favorable*** para el *DSD1 Evaluación del Potencial* y *DSD2 Incorporación de Reservas*. Debido a que las expectativas para la evaluación del potencial e incorporación de reservas a mediano plazo son altas y constituyen una oportunidad estratégica para continuar la exploración con tecnología de vanguardia, aplicada al desarrollo de estudios geológicos, a la interpretación de nuevos datos sísmicos y a la perforación de pozos exploratorios. 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 tomadas en cuenta en el ejercicio de las atribuciones de dicha dependencia, relacionadas con la aprobación del proyecto, en su caso y el otorgamiento o cancelación de asignaciones y de permisos relacionados con el proyecto en revisión.

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

a) Recomendaciones a Pemex

Dentro de las actividades descritas en el documento evaluación del potencial (DSD1), Pemex planea, perforar 59 pozos exploratorios, 35 estudios geológicos y la adquisición de 2,960 km² de sísmica 2D, 9,460 km² de sísmica 3D y 16,000 km² de gradiometría gravimétrica.

Para la etapa de incorporación de reserva (DSD2), se tiene planeada la perforación de siete pozos en los plays probados del Cretácico Superior y Medio, así como en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, en los primeros cuatro años (2014-2017), con los cuales se espera realizar la incorporación de reservas.

La etapa DSD3, no fue evaluada, debido a que actualmente no se tienen yacimientos descubiertos para su delimitación.

En relación con lo anterior se señala lo siguiente:

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 y DSD2-Incorporación de reservas.

Lo anterior, con independencia que, en su momento, la Comisión dictaminará el proyecto en la etapa DSD3 (Caracterización 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. 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.
5. Dados los planes manifestados para realizar los estudios sísmicos y los programas de perforación, la Comisión estima necesario que primero se realicen dichos estudios y su interpretación correspondiente, antes de iniciar la perforación de algún pozo.

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. Proporcionar la relación de coordenadas de los pozos a perforar, para facilitar la ubicación del proyecto.

Evaluación económica:

10. Proporcione la información necesaria para evaluar económicamente la alternativa 2 de este proyecto, ya que únicamente se entregó la correspondiente para la alternativa 1.
11. 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).
12. 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:

13. Proporcionar la relación de coordenadas de las áreas avaladas ambientalmente para simplificar la ubicación del proyecto
14. De acuerdo a la información expuesta, la poligonal del Proyecto Macuspana cubre el 7.8% de la superficie total del proyecto de exploración Pakal. Para el área restante (92.2%) esta Comisión recomienda gestionar las autorizaciones pertinentes para que se realicen las actividades contempladas para el área.
15. Del análisis realizado por la CNH, se determinó que en el área de estudio, se han perforado 501 pozos exploratorios y de producción, ubicados en la parte noroeste del Proyecto Pakal. Aproximadamente el 20 % de éstos (101 pozos) quedan fuera de la poligonal del proyecto Macuspana, por lo que se recomienda que las evaluaciones de

riesgos ambientales solicitadas por la SEMARNAT, estén dirigidas a un nivel más específico del proyecto de la perforación de los pozos y cubran dichas áreas.

Seguridad industrial:

16. 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 de la Comisión

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 en el registro petrolero, los planes y programas, tal como lo señala el artículo 50 de dicha normativa.

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 Pakal en sentido **favorable** con respecto a las actividades de evaluación del potencial (DSD1) e incorporación de reservas (DSD2). Debido a que las expectativas para la evaluación del potencial e incorporación de reservas a mediano plazo son altas y constituyen una oportunidad estratégica para continuar la exploración con tecnología de vanguardia. 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 los documentos de soporte de decisión: evaluación del potencial (DSD1) e incorporación de reservas (DSD2), del presente proyecto.
2. Se hace de su conocimiento, que la poligonal del Resolutivo ambiental del Proyecto Macuspana, cubre únicamente el 7.8% de la superficie total del proyecto de exploración Pakal.
3. 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.
4. 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.