



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L01-A2/2015
Dictamen del Plan de Exploración
Área Contractual 2
Operador Talos Energy Offshore México 2,
S. de R.L. de C.V.

Junio de 2016

Contenido

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	GENERALIDADES	6
	II.1 DATOS DEL CONTRATISTA	6
	II.2 DATOS DEL CONTRATO	6
	II.3 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	7
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN	9
	III.1 PRESENTACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	9
	III.2 REVISIÓN DE SUFICIENCIA Y CONSISTENCIA DE INFORMACIÓN	9
	III.3 PREVENCIÓN DE INCONSISTENCIAS O FALTANTES DE INFORMACIÓN	10
	III.4 DECLARATORIA DE SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN	11
	III.5 PROCESO DE EVALUACIÓN TÉCNICA	11
	III.6 AUDIENCIAS Y REUNIONES DE TRABAJO	13
	III.7 ACEPTACIÓN DE LOS PROGRAMAS ASOCIADOS	13
IV.	BASES PARA EL DICTAMEN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	15
V.	ANÁLISIS DE LAS ACTIVIDADES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	17
	V.1 ASPECTOS TÉCNICOS Y ESTRATÉGICOS	17
	V.1.1 REPROCESAMIENTO SÍSMICO - MIGRACIÓN PRE-APILADO EN TIEMPO Y PROFUNDIDAD (PSTM-PSDM).	21
	V.1.2 ESTUDIOS EXPLORATORIOS	28
	V.1.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	28
	V.1.4 PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS	29
	V.1.5 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO	37
	V.2 RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y RESERVAS A INCORPORAR	38
	V.3 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	39
VI.	ANÁLISIS ECONÓMICO	44
	VI.1 PROGRAMA DE INVERSIONES	44
	VI.1.1 CRITERIOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN	45
	VI.1.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INVERSIONES PROGRAMADAS	46
	VI.1.3 ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE INVERSIONES	48
	VI. 2 INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA	59
VII.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE EFICIENCIA OPERATIVA DE LA EXPLORACIÓN	67
	VII.1 REPROCESAMIENTO SÍSMICO	67
	VII.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	68
	VII.3 PERFORACIÓN DE PROSPECTOS	68
	VII.4 ESTUDIOS DE PROSPECTOS	69
	VII.5 RECURSOS PROSPECTIVOS	69
	VII.6 PROGRAMA DE INVERSIONES	70
	VII.7 CONTENIDO NACIONAL	70
	VII.8 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	77
VIII.	PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	78
IX.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	79
X.	RESULTADO DEL DICTAMEN	82

I. Introducción

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1, en términos del artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, por lo cual el 11 de diciembre de 2014, emitió la Primera Convocatoria CNH-R01-C01/2014 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L01/2014 para la adjudicación de Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Someras del Golfo de México.

Como parte del proceso de licitación, el 9 de junio de 2015, mediante acuerdo CNH.E.18.001/2015, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de julio de 2015 y en el cual el consorcio formado por las empresas Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V., Talos Energy, LLC y Premier Oil, PLC., resultó ser el Licitante Ganador con una Participación del Estado en la Utilidad Operativa del 68.99% y 10% de incremento al Programa Mínimo de Trabajo.

En consecuencia, el 22 de julio de 2015, la Comisión publicó en el Diario Oficial de la Federación el *Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L01/2014 respecto de la Ronda 1*, en el cual resolvió la adjudicación del Área Contractual CNH-R01-L01-A2/2015 a favor de Sierra Oil & Gas, S. de R.L. de C.V., en consorcio con Talos Energy, LLC y Premier Oil, PLC. Finalmente, la Comisión y el consorcio formado por las empresas Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V. y Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V., formalizaron, el 4 de septiembre de 2015 (en adelante, Fecha Efectiva), la firma del Contrato CNH-R01-L01-A2/2015 (en lo subsecuente, Contrato).

En cumplimiento a las cláusulas 4.1 y 4.2 del Contrato, el 18 de diciembre de 2015 la persona moral Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V., designada como Operador del Contrato, sometió a consideración de esta Comisión el plan de Exploración asociado al Contrato para el periodo 2015-2019 que tiene por objeto la evaluación del potencial petrolero en el Mioceno Superior a través del reprocesamiento de información sísmica 3D y la perforación de un pozo vertical más una desviación con los que se espera incorporar reservas en un rango de 52-78 MMb.

Por tal motivo, la Comisión debe llevar a cabo la evaluación del plan con fundamento en los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos (en adelante, Ley); 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 16, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 y ANEXO I de los *LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones* (en adelante, Lineamientos), así como 13, fracción f, y 27, fracción V, del *Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos* (en adelante, Reglamento), en atención a las siguientes consideraciones:

1. La Ley establece que los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción, deberán contar con la aprobación de los mismos por parte de la Comisión para lo que ésta deberá emitir un dictamen técnico que comprenderá la observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de reservas y la delimitación del área sujeta a la Asignación o al Contrato para la Exploración y Extracción.
2. La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética establece dentro de las competencias de la Comisión regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos, además de administrar en materia técnica los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, aunado a lo anterior, establece en su artículo 39 las bases sobre las cuales deberá

- ejercer sus funciones, mismas que fueron consideradas en la emisión del presente dictamen.
3. Por lo que respecta al Contrato, las Cláusulas 4.1 y 4.2 contemplan un periodo inicial de exploración con una duración de 4 años a partir de la Fecha Efectiva y la presentación de un plan de Exploración en el cual se especifiquen las actividades a realizarse en el Área Contractual, atendiendo al contenido del Anexo 5 del Contrato.
 4. Por otra parte, los Lineamientos establecen los elementos técnicos y económicos que deberán contener los planes para la Exploración (artículo 16, Anexo I); los criterios de evaluación técnica; las fases y etapas que conforman el procedimiento administrativo; los términos, condiciones, notificaciones y tiempos de entrega de información, conforme a los cuales la Comisión realizará el análisis y dictamen de los mismos.
 5. En cuanto al Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Artículo 13, fracción II, inciso f, faculta al Órgano de Gobierno para aprobar los planes de Exploración; mientras que el Artículo 27, fracción V, faculta a la Dirección General de Dictámenes de Exploración para proponer al Órgano de Gobierno el dictamen técnico del plan de Exploración, así como los programas anuales de inversión y operación de los contratos previstos en la Ley de Hidrocarburos.

Derivado de lo anterior, y siguiendo los criterios de referencia, el presente Dictamen Técnico integra el resultado de la evaluación realizada por esta Comisión a la información técnica y económica del plan de Exploración, con el objeto de determinar la procedencia de su aprobación.



II. Generalidades

II.1 Datos del Contratista

El Contratista es el consorcio formado por Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. y Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V.

Las empresas Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., representada por los señores Iván Rafael Sandrea Silva y Read Bryan Taylor; Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V., representada por el señor Timothy Lloyd Davies; y Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V., representada por el señor John Ashland Shepherd y designada como Operador del Contrato de conformidad con el artículo 32 fracción B de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como la Cláusula 2.5 y Anexo 14 del Contrato,; son sociedades mercantiles constituidas y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes mexicanas.

El responsable del plan de Exploración designado por el Operador es el señor Loren Long, Director de México para Talos Energy, LLC.

II.2 Datos del Contrato

El Contrato se celebró el 4 de septiembre de 2015 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el consorcio formado por Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., Talos Energy Offshore México 2, S. de R.L. de C.V. y Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V.

La vigencia del Contrato es de 30 años a partir de la Fecha Efectiva, sin detrimento de las disposiciones que por su naturaleza deberán ser cumplidas posterior a la terminación del mismo.

El Periodo Inicial de Exploración tiene una duración de 4 años a partir de la Fecha Efectiva. En dicho periodo el Contratista deberá realizar en su totalidad las actividades equivalentes a 78,000 unidades de trabajo que constituyen el Programa

Mínimo de Trabajo. En este mismo periodo podrá ejercer, parcial o totalmente, el equivalente a 7,800 unidades de trabajo adicionales comprometidas como el 10% Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo, o en su caso, realizarlas en un Periodo Adicional de Exploración. El compromiso total de unidades de trabajo a ejercer a la fecha del presente dictamen técnico es de 85,800. Lo anterior conforme a la cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

II.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual está localizada al poniente de la provincia petrolera de la Cuenca del Sureste, en la porción correspondiente a la provincia geológica Salina del Istmo. Cubre una superficie total de 194.452 km² con un tirante de agua promedio de 30 m. Las actividades amparadas en el Contrato, pueden realizarse en todas las formaciones geológicas dentro del Área Contractual delimitada por el polígono definido por los vértices que se enlistan en la tabla 1, tal como se muestra en la figura 1.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	94°32'00"	18°21'00"
2	94°20'00"	18°21'00"
3	94°20'00"	18°16'00"
4	94°32'00"	18°16'00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.

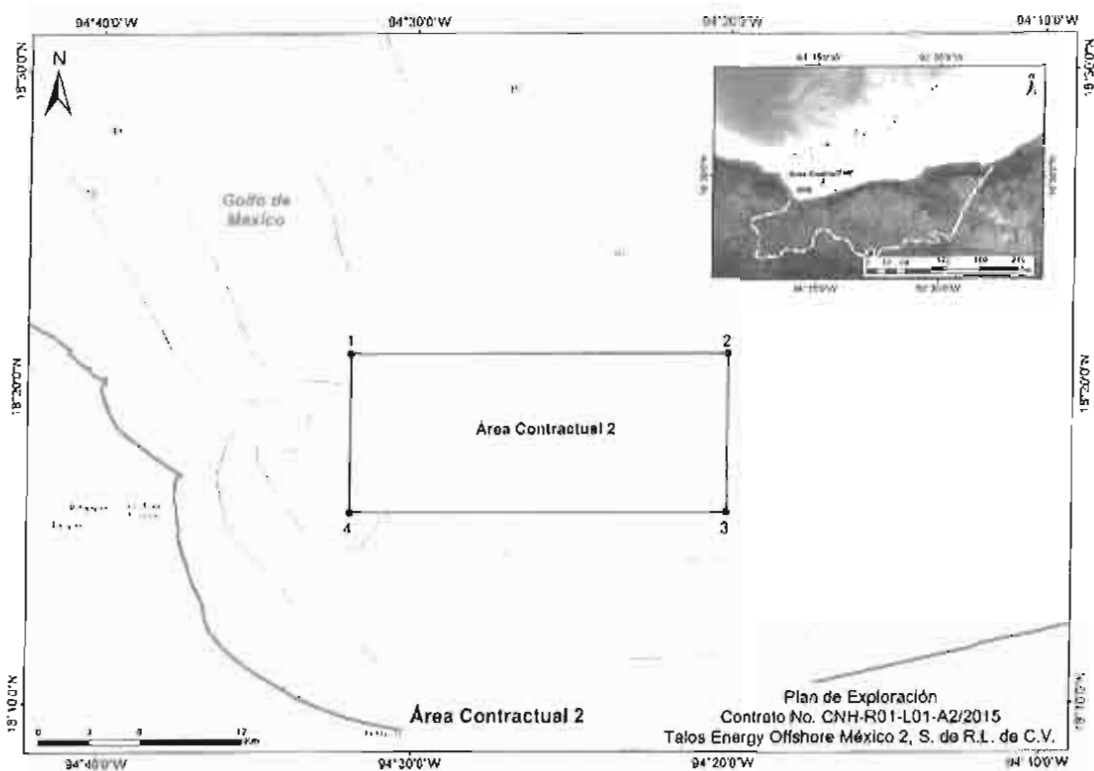


Figura 1. Ubicación del Área Contractual CNH-R01-L01-A2/2015.

Los recursos prospectivos correspondientes al escenario medio, estimados para el Área Contractual al año 2014 por la Comisión son de 142 MMbpce.

[Handwritten signatures and initials]

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El presente dictamen técnico para el plan de Exploración que incluye el Área Contractual 2 se llevó a cabo tomando en consideración los documentos entregados a la Comisión por el Operador, conforme a las actividades que se detallan a continuación.

III.1 Presentación del plan de Exploración

Mediante oficio de fecha 18 de diciembre de 2015 el Operador presentó formalmente ante la Comisión el plan de Exploración (en adelante, Plan) de conformidad con lo previsto en la cláusula 4.1 del Contrato.

Como parte de las obligaciones contractuales y, conforme a las actividades propuestas en el Plan presentado, el Operador notificó el aviso de inicio de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial en la modalidad que no incluye adquisición de datos de campo, mediante oficio de fecha 12 de mayo de 2016.

III.2 Revisión de suficiencia y consistencia de información

La Comisión con la participación de la Secretaría de Economía y de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente de Sector Hidrocarburos (en lo sucesivo Agencia), llevaron a cabo la revisión documental de la información presentada por el Operador.

Mediante oficios 220.079/2016 y 220.080/2016 del 14 de enero de 2016, la Comisión remitió a la Agencia y a la Secretaría de Economía, respectivamente, el Plan para efectos de la revisión, en el ámbito de sus competencias, de la suficiencia y consistencia de información presentada por el Operador en relación al Programa de Administración de Riesgos y del Programa de Porcentaje de Contenido Nacional.

En respuesta, mediante el oficio UCN.430.2016.041 del 22 de enero de 2016, la Secretaría de Economía remitió sus observaciones sobre el Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional. Por su parte, la Agencia, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0086/2016 del 25 de enero de 2016 remitió sus observaciones correspondientes al Programa de Administración de Riesgos (Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente) asociado al Plan.

Por su parte, mediante el oficio 243.02/2016 del 13 de enero de 2016 se le remitió a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica de la Comisión, el Programa de Inversiones, para que llevará a cabo su revisión, análisis y validación.

III.3 Prevención de inconsistencias o faltantes de información

Como resultado de la revisión documental realizada por la Comisión, así como de la información faltante identificada por la Secretaría de Economía y la Agencia, en el ámbito de sus atribuciones, mediante el oficio 220.0154/2016 del 25 de enero de 2016, la Comisión previno al Operador respecto a los faltantes e inconsistencias de información en el Plan, mismas que fueron subsanadas por el Operador el 16 de febrero de 2016.

Asimismo, la información presentada por el Operador fue nuevamente remitida para verificación y validación a la Secretaría de Economía en oficio 220.0314/2016 del 18 de febrero de 2016, la cual informó mediante oficio UCN.430.2016.048 del 23 de febrero de 2016 que la documentación remitida cumplía satisfactoriamente con la información solicitada.

También a la Agencia se le remitió la información mediante oficio 220.0302/2016 del 18 de febrero de 2016, la cual informó con oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0177/2016 del 23 de febrero de 2016, que las observaciones fueron subsanadas por el Operador a satisfacción de dicha Agencia. Finalmente, a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica se le remitió la

información el 18 de febrero de 2016, la cual mediante escrito, informó el 29 de febrero de 2016 que los rubros de indicadores de evaluación económica y primer presupuesto eran satisfactorios.

III.4 Declaratoria de suficiencia de información

Con los elementos antes evocados, la Comisión, mediante el oficio 220.0354/2016 del 24 de febrero de 2016, y toda vez que se contaba con la información necesaria para evaluar el Plan, emitió la declaratoria de suficiencia de información. En consecuencia, a partir de esa fecha la Comisión inició la etapa de evaluación del Plan, en términos de lo establecido en la cláusula 4.1 párrafo segundo del Contrato.

III.5 Proceso de evaluación técnica

El proceso de evaluación técnica del Plan involucró la participación de dos unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Exploración y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, que realizó el análisis económico respecto al Programa de Inversiones. Asimismo, dentro de este proceso, la Secretaría de Economía llevó a cabo la evaluación del Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional, mientras que la Agencia evaluó el Programa de Administración de Riesgos.

La figura 2 despliega el diagrama del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan sometido a aprobación de la Comisión por el Operador, en el que se identifican las entidades participantes en cada eslabón del proceso y en el ámbito de sus competencias.



Proceso de evaluación y aprobación de los planes de exploración, planes de evaluación y sus programas asociados

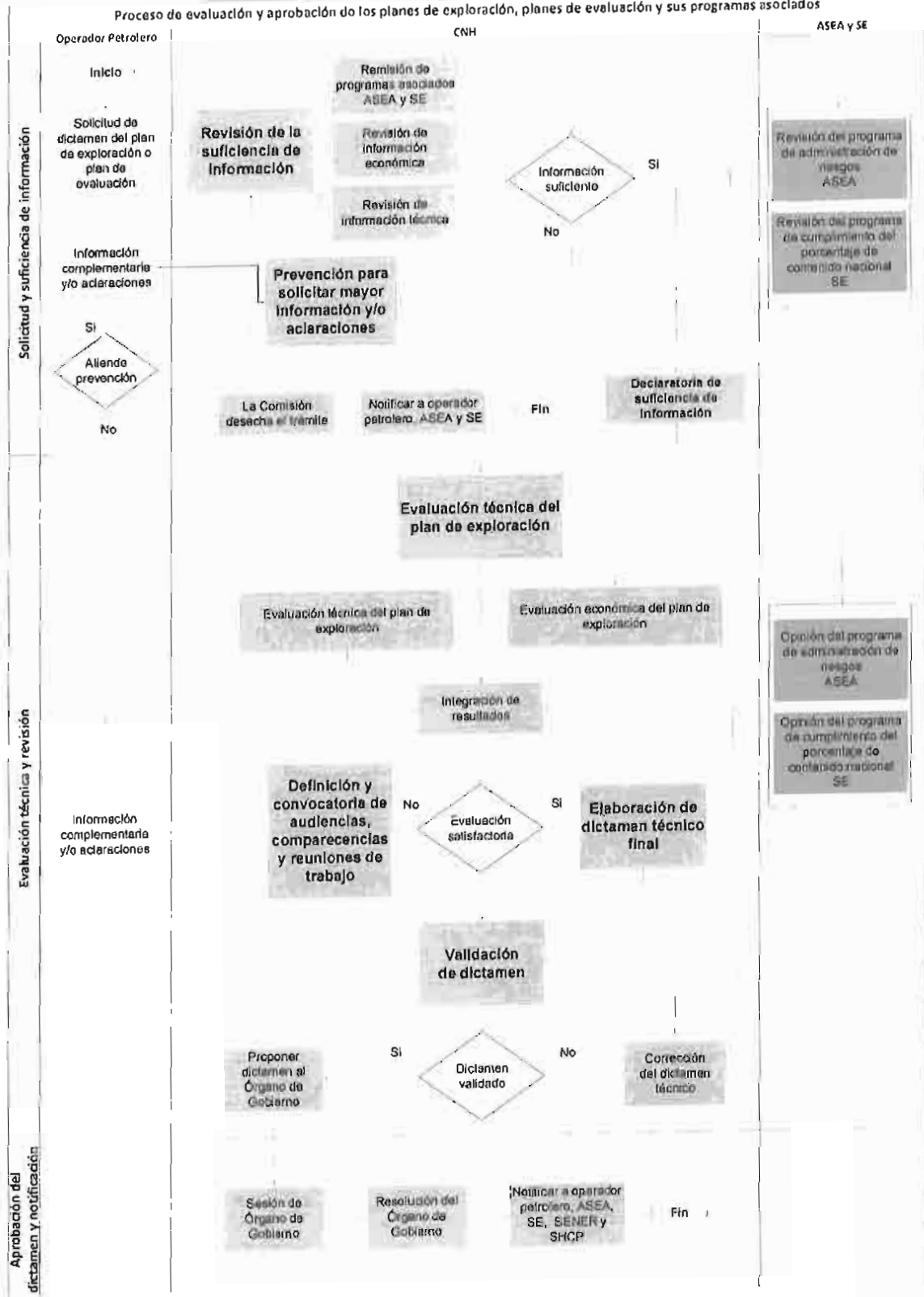


Figura 2. Proceso de evaluación del Dictamen Técnico y Resolución.

Handwritten signatures and initials:
 A.
 J.
 F.

III.6 Audiencias y reuniones de trabajo

A fin de optimizar el proceso de evaluación, y atendiendo los principios de economía, celeridad y transparencia se llevaron a cabo las siguientes audiencias y reuniones de trabajo con el Operador, a fin de aclarar observaciones específicas con relación al contenido del Plan.

El 11 de febrero de 2016, se realizó entre la Comisión y el Operador, una audiencia donde se resolvieron dudas respecto a la suficiencia documental relacionada a la información técnica y actividades de exploración, programa de inversiones, evaluación económica e indicadores económicos y Contenido Nacional.

El 29 de marzo de 2016, la Comisión y el Operador llevaron a cabo una audiencia para tratar asuntos relacionados con el presupuesto del Plan, la tolerancia en la localización de la superficie que permita su modificación en razón de investigaciones específicas que puedan revelar anomalías, tolerancia a la localización en relación con el reprocesamiento de datos sísmicos para optimizar los objetivos, tolerancia para la óptima exploración y las reglas de unificación, así como fecha de emisión.

El 13 de junio de 2016, se llevó a cabo una reunión de trabajo entre la Dirección General de Dictámenes de Exploración y el Operador con el objetivo de tratar aspectos técnicos relacionados con pruebas de presión-producción en caso de descubrimiento y aclaraciones referentes a Contenido Nacional, presupuesto y revisión de la metodología y alcances de los estudios de reconocimiento superficial, que permiten ampliar y profundizar sobre los resultados del informe detallado de la Línea Base Ambiental.

III.7 Aceptación de los Programas asociados

La Agencia mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/2016/0274/2016 del 30 de marzo de 2016 resolvió que aceptaba el Sistema de Administración de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente asociado al Plan de Exploración.

Por su parte, la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2016.0100 del 20 de junio de 2016 informó que el Operador estaba en condiciones de cumplir con el

Programa del Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional relacionado al Plan.

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner of the page. There are three distinct marks: a large signature, a smaller signature, and a set of initials.

IV. Bases para el Dictamen del Plan de Exploración

El Artículo 7 de los Lineamientos establece, como principio y entre otros criterios que rigen la evaluación técnica de los Planes, la maximización del valor de los hidrocarburos. Adicionalmente, la Comisión para el ejercicio de sus funciones consideró las siguientes bases que deben contener los proyectos en términos del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la cláusula 4.1 del Contrato:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.
- La observancia de las mejores prácticas de la industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos.
- Las actividades programadas conforme al área a explorar.
- Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero o incorporación de reservas.
- El pronóstico de la incorporación de reservas.

En el análisis que a continuación se presenta, fueron considerados los criterios antes mencionados con el objeto de definir si los aspectos técnicos, estratégicos, económicos, los recursos prospectivos a evaluar y las unidades de trabajo consideradas en el Plan, son acordes a las características geológicas del Área Contractual.

Adicionalmente, conforme a las características particulares del Plan se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- Estrategia exploratoria conforme al Área Contractual.

- Las actividades de acuerdo con la etapa del proceso exploratorio y las características geológicas del área, para reducir la incertidumbre de los recursos prospectivos.
- La obtención de mayores elementos para definir las mejores opciones para la perforación de prospectos.



V. Análisis de las actividades del Plan de Exploración

V.1 Aspectos técnicos y estratégicos

En términos generales, el análisis del Plan se abordó agrupando las actividades para conceptualizar e identificar el flujo de trabajo propuesto por el Operador, al mismo tiempo se identificaron los alcances y objetivos, resultando 5 rubros principales:

1. Reprocesamiento sísmico
2. Estudios exploratorios
3. Interpretación sísmica
4. Perforación de prospecto multilateral
5. Actualización del modelo geológico

Asimismo, el cronograma de actividades fue analizado en forma similar (figura 3). Conforme a los anteriores puntos donde se identificó que los primeros 3 rubros serían concluidos al cierre del año 2017, de tal modo que fuese factible contar con la ubicación y diseño del pozo exploratorio y su desviación para la gestión de las autorizaciones necesarias para llevar a cabo la perforación, se identificó además que conforme se avance en las actividades de perforación y adquisición de información de pozos, se actualizaría el modelo geológico y, en caso de descubrimiento, se tendrían los elementos necesarios para planificar la evaluación del mismo.

Las actividades contempladas en el Plan están proyectadas para ejecutarse en un periodo de poco más de 3 años (septiembre 2015-octubre 2018). Lo anterior, sin detrimento de que el Primer Periodo de Exploración contempla 4 años por lo que el Operador podría presentar modificaciones o un nuevo Plan conforme a la normatividad aplicable.

Respecto al cronograma de actividades y previo al análisis de éstas, es necesario aclarar que el periodo de diciembre de 2016 a abril de 2018 al cual no se le asocian



actividades exploratorias en el Plan, se considera un periodo preventivo, debido a que la información sísmica disponible para el Operador presenta una calidad baja, aunada a la complejidad geológica del área y, en caso de no obtener por medio del reprocesamiento sísmico y los estudios geológicos hasta ahora programados, resultados que consoliden el prospecto Pakal, el Operador programaría la adquisición de nueva sísmica y la realización de otros estudios exploratorios.

Ahora bien, en caso de que se consolide el prospecto a perforar mediante las actividades incluidas en el Plan, la Comisión interpreta que se adelantará la perforación del prospecto, para lo cual, el Operador deberá presentar las adecuaciones correspondientes al Plan conforme a la normatividad aplicable.

Asimismo, para la ejecución de las actividades de adquisición y/o procesamiento sísmico, en términos de reconocimiento y exploración superficial, el Operador deberá cumplir con la normatividad vigente que esta Comisión emita en dicha materia.

PLAN DE EXPLORACIÓN-CONTRATO CNH-R01-L01-A2/2015 OPERADOR: TALOS ENERGY OFFSHORE MÉXICO 2, S. DE R. L. DE C. V. PERIODO INICIAL DE EXPLORACIÓN (4 SEP 2015 - 3 SEP 2019)					PROGRAMA DE EXPLORACIÓN 2016-2019				
	Actividad	Alcance	Inicio	Fin	2016	2017	2018	2019	
Reprocesamiento de información sísmica	Reprocesamiento de datos sísmicos y generación de imágenes	Reprocesamiento de 1,016 km ³							
	Volúmenes GECO-PRAKLA Tucco, 3D de WESTERN Coahuacoalcos y Gathers de Megalloral 3D	Obtener un volumen migrado de profundidad pre-apilada TTI anisotrópica usando RTM y Kirchhoff que cumplen con AVO	11/12/15	30/09/16					
Estudios Exploratorios	Estudio 1 - Modelaje de sustitución de fluidos	Generar modelos AVO, corregir las trazas NMO, determinar los rangos de los ángulos apropiados, reducir el riesgo previo a la perforación del prospecto	01/10/16	30/11/16					
	Estudio 2 Mapeo de arenas	Aplicación de atributos sísmicos AVO para mapear la geometría y distribución de arenas	01/10/16	30/11/16					
	Estudio 3 Restricción estructural	Modelo de evolución estructural y carga	01/10/16	30/11/16					
Perforación de prospecto y trayectoria desviada	Perforación de prospecto Pakal	Objetivo 1 Plioceno inferior-Mioceno Inferior 2,780 m	23/04/18	31/06/18					
	Adquisición de registros de pozo Pakal	Registros estándar (1,220 - 4,300 m) rayos gamma y resistividad. En el objetivo (2,550-4,300 m) neutrón, densidad y dipolo sónico. Registros especiales (2,550-4,300 m) FMI y CMR. Registro VSP (1,000m-4,300 m). Mediciones de presión (20) y muestras de fluido (2 o más). Muestreo de núcleos de pared lateral (90 núcleos).	25/04/18	31/07/18					
	Perforación de trayectoria desviada del prospecto Pakal	Objetivo 1 Plioceno inferior-Mioceno Inferior 3,228 m	21/07/10	23/10/18					
	Adquisición de registros de la desviación de la trayectoria del pozo Pakal	Registros estándar (1,250 - 5,428 m) rayos gamma y resistividad. En el objetivo (2,970-5,428 m) neutrón, densidad y dipolo sónico. Registros especiales (2,970 - 5,428 m) FMI y CMR. Mediciones de presión (20) y muestras de fluido (2 o más). Muestreo de núcleos de pared lateral (60 núcleos).	31/07/15	23/10/18					

Figura 3. Cronograma de actividades integrado del Plan de Exploración presentado por el Operador.

Conforme a la práctica internacional y a la cadena de valor del proceso exploratorio, las actividades propuestas en el Plan se ubican en la etapa de incorporación de reservas, para lo cual se propone la definición y prueba de prospectos.

De acuerdo con la información contenida en el cronograma, descripción y análisis de las actividades, se construyó un diagrama de flujo (figura 4) en el que se advierte que la distribución de actividades aportaría los insumos necesarios y agregaría valor al término del Periodo Inicial de Exploración, manteniendo una secuencia lógica dentro del Plan con el objetivo de descubrir acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el subsuelo. En este sentido, resulta factible la ejecución total de las actividades dentro del primer periodo de exploración (4 de septiembre de 2015 al 3 de septiembre de 2019) de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, en términos de tiempos de ejecución y de resultados esperados.

Handwritten signature and initials in black ink, appearing to be 'A.' and 'H.' with some illegible scribbles below.

Cadena de valor Etapa de Exploración

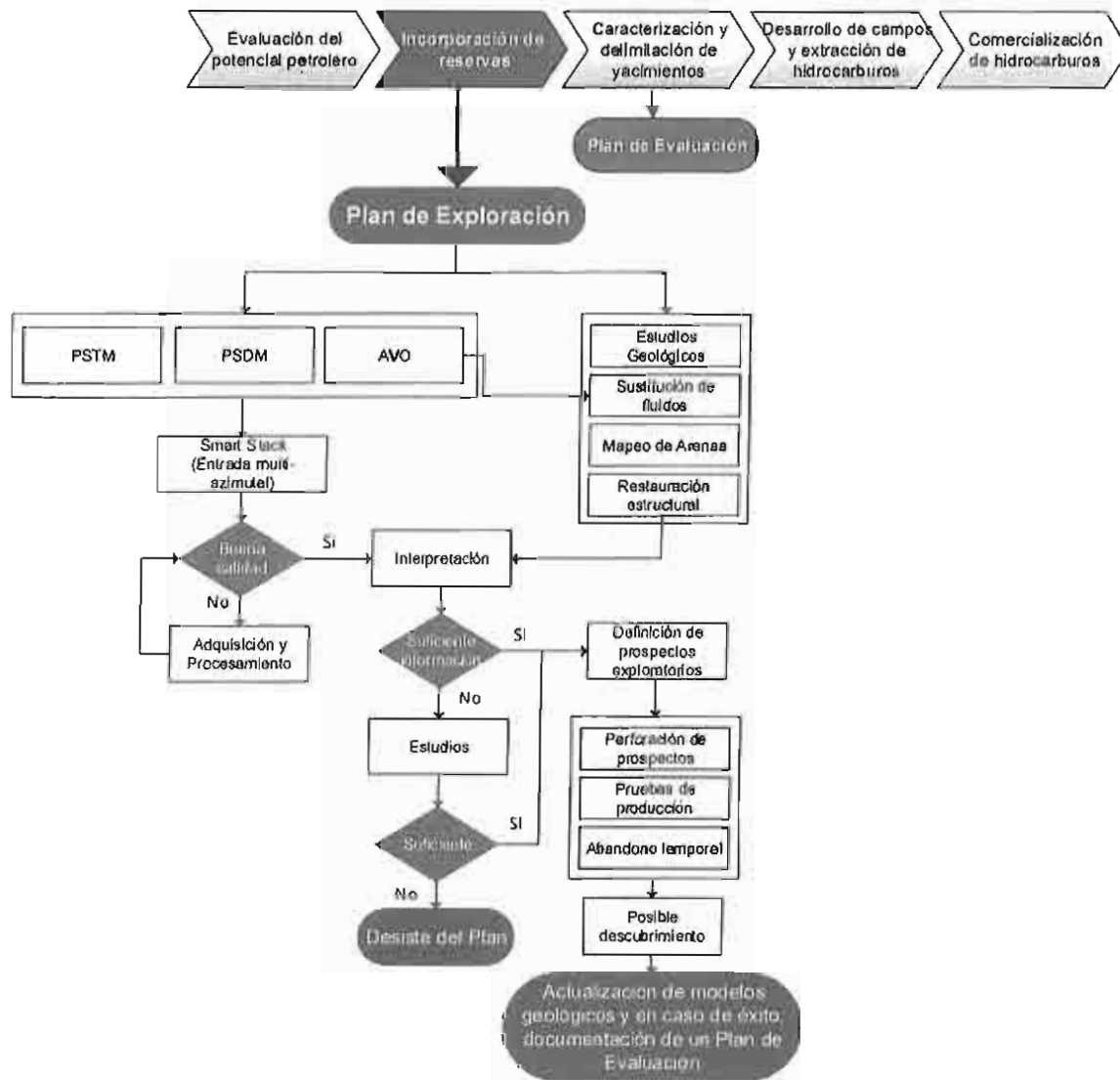


Figura 4. Diagrama de flujo de las actividades del Plan de Exploración.

Lo anterior sin perjuicio de que el Plan relaciona una serie de actividades para el cumplimiento de obligaciones contractuales y otras normativas referentes a la salud, medio ambiente y seguridad industrial, así como impacto social y otros permisos acorde a las actividades propuestas. Del diagrama anterior se concluye que el Plan está conformado por una secuencia de actividades adecuadas para las características geológicas del área y además, para las características de la información con que cuenta el Operador a la Fecha Efectiva, además, en este

sentido es necesario precisar, que el Plan propuesto guarda congruencia con la etapa de incorporación de reservas dentro de la cadena de valor de la exploración petrolera. Esta precisión conforma el punto de partida para el análisis que en incisos posteriores se detallará, con el objeto de identificar por conjunto de actividades, que éstas guarden dicha congruencia.

V.1.1 Reprocesamiento sísmico - Migración pre-apilado en tiempo y profundidad (PSTM-PSDM).

La superficie del Área Contractual está cubierta en su totalidad por dos levantamientos sísmicos: Levantamiento sísmico 3D de WESTERN Coatzacoalcos y Levantamiento sísmico 3D de GECO-PRAKLA Tucoo. Adicionalmente, se dispone de *gathers* pre-procesados de un levantamiento denominado Megalitoral 3D.

El Plan considera la ejecución de un reprocesamiento sísmico, con el objetivo de unir (*merge*) y reprocesar los tres volúmenes disponibles. En este sentido, y en relación a los resultados que se obtengan del estudio de reprocesamiento, éste permitiría obtener una mejora en la calidad de la imagen sísmica y por ende los resultados podrían orientarse hacia una mejor definición de los prospectos asociados a la tectónica salina presente en el Área Contractual.

Los levantamientos sísmicos disponibles que serían utilizados en el reprocesamiento se mencionan a continuación:

1. Levantamiento sísmico 3D de GECO-PRAKLA Tucoo. Este levantamiento fue adquirido en 1999 por la empresa Geco-Prakla con un cubrimiento sísmico total de aproximadamente de 1,081 km². (Figura 5).
2. Levantamiento sísmico 3D de WESTERN Coatzacoalcos. Es un levantamiento que fue adquirido en el año 1995, el cual tiene un cubrimiento sísmico aproximadamente de 310 km² (Figura 5). Es importante señalar, que este estudio presenta una limitante, ya que la imagen sísmica es de baja calidad.

3. Gathers Pre-Procesados del Levantamiento Megalitoral 3D. Se dispone de *gathers* pre-procesados. Los datos de Megalitoral tienen un pre-procesamiento en celdas de 25m x 25m.

La siguiente figura muestra el área y la dirección de los levantamientos sísmicos disponibles para el Área Contractual, asociado a las zonas de mejor iluminación durante la adquisición sísmica considerando los objetivos planteados en cada uno de los levantamientos, además se incluyó un buffer de 9 km de apertura, con el fin de obtener un volumen suficiente para enfocar los estudios al Área Contractual.

De lo anterior, resulta evidente que el reprocesamiento sísmico permitiría obtener imágenes sísmicas de mejor calidad en el Área Contractual, y esto generaría mayor certidumbre hacia el flanco sub-salino en la definición de los prospectos con este objetivo.

Handwritten signature and initials in the bottom right corner of the page.

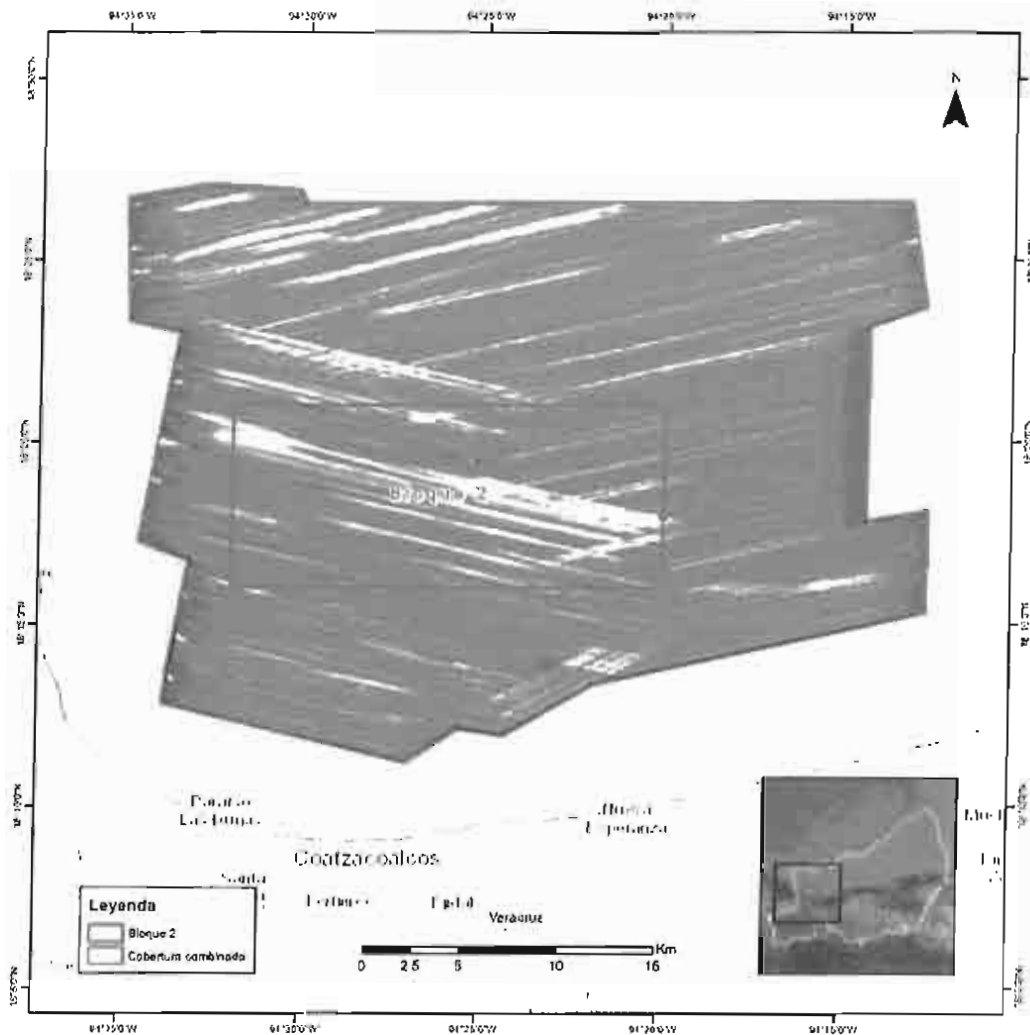


Figura 5. Mapa de plegamiento y dirección de levantamiento de los estudios sísmicos 3D de WESTERN Coahuila y de GECO-PRAKLA Tucoo.

El área total de cobertura sísmica disponible para el Área Contractual, incluyendo el *buffer* es de aproximadamente 1,016 km² (Figura 6), sobre la cual mediante una secuencia de procesamiento permitiría obtener un volumen migrado en profundidad a partir de la aplicación de algunos algoritmos, tal es el caso de RTM (*Reverse Time Migration*) y Kirchhoff.

[Handwritten signatures and initials]

los tiempos estimados para el reprocesamiento sísmico (*PSDM* y *PSTM*) que el Operador propone dentro del Plan, son acordes a las prácticas internacionales, ya que como se observa en el gráfico, se ubica en un rango común para diferentes compañías internacionales que consideran áreas a procesar del orden que el Operador propone.

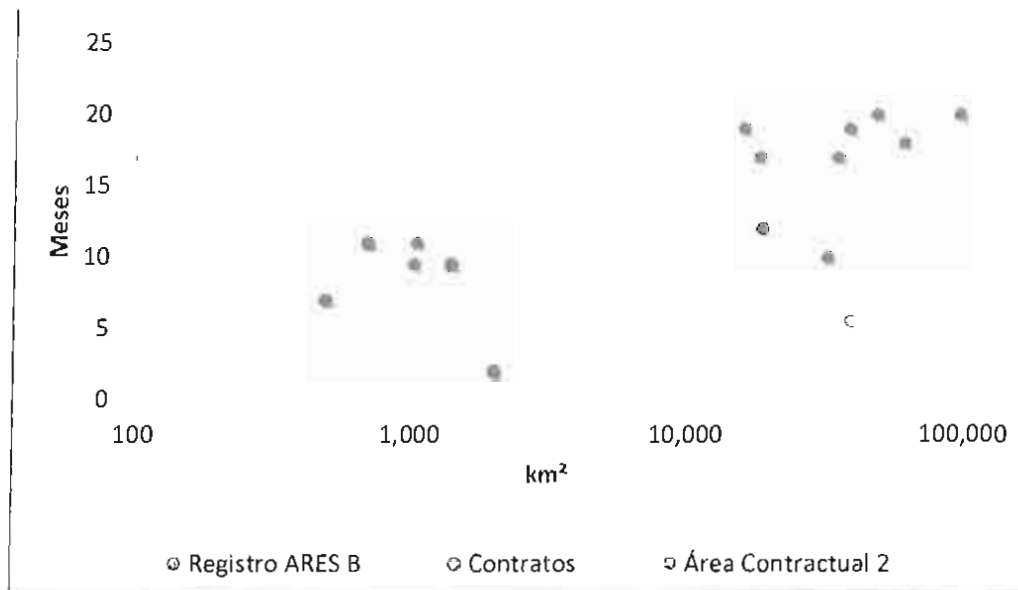


Figura 7. Comparativa de tiempos de procesamiento sísmico contra el área e cubrimiento.

Considerando la baja calidad de los datos sísmicos disponibles, es necesario evidenciar que representa grandes retos técnicos al Operador, ya que el Área Contractual se ve influenciada por la tectónica salina. Sin embargo, y fundamentado en la aplicación de nuevas técnicas para el reprocesamiento sísmico, se identifica factible la generación de volúmenes de mayor calidad sísmica, a través de técnicas como:

- Migración en profundidad pre-apilada TTI anisotrópica usando RTM (*Reverse Time Migration*).
- Migración en profundidad pre-apilada TTI anisotrópica usando Kirchhoff.

Para el caso de la aplicación del algoritmo RTM, a través de TTI (*Tilted Transverse Isotropy*) anisotrópica, se infiere que es una técnica que permitiría superar las limitaciones de los datos sísmicos disponibles, ya que mediante su aplicación se

podrían iluminar estructuras mediante múltiples trayectorias de onda, que en el caso de la presencia de tectónica salina, podría aportar mayor definición de la geometría de cuerpos salinos presentes en el Área Contractual. Así mismo considerando Kirchhoff, se infiere que es un algoritmo capaz de preservar la amplitud, y considerando sus resultados se podrían utilizar los *gathers* en posteriores análisis, específicamente para el análisis AVO (amplitud vs. desplazamiento)/AVAZ (amplitud de azimut vs. ángulo incidente).

En resumen, considerando las nuevas técnicas que se pretenden utilizar en el reprocesamiento sísmico, se tiene:

- La incorporación de algoritmos de última generación como Kirchhoff y RTM para preservar las amplitudes, lo que sugiere que se mejoraría la calidad de la imagen sísmica, asociada a cuerpos salinos.
- Aplicación de la técnica *Smart Stack*. En este contexto, se infiere que su aplicación es acorde con las características geológicas del Área Contractual, ya que permitiría optimizar las amplitudes sísmicas para la fase de apilamiento.
- Inversión de onda completa (*FWI*), este tipo de algoritmos permitiría describir los parámetros de anisotropía TTI para orientar los resultados hacia las características a escala fina para un mejoramiento en los modelos de velocidades y con esto reducir la incertidumbre asociada a los prospectos exploratorios.
- Pruebas de iluminación a través de modelos de velocidades. En este sentido, ayudarían para un mayor entendimiento de las características geológicas presentes en el Área Contractual.
- De la integración de los datos y mediante la interpretación realizada sobre los datos reprocesados, se generarían imágenes del subsuelo, definiendo si cumplen con una mejora sustancial, en caso contrario, el Operador llevaría a cabo una adquisición de sísmica 3D con parámetros y geometrías que permitan que los datos adquiridos sean de mejor calidad para lograr una buena imagen debajo de la sal.

En relación a la información proporcionada por el Operador, el flujo de trabajo para PSDM se identificó acorde a las necesidades para incrementar la calidad de la imagen sísmica, quedando de la siguiente manera:

1. Generación de modelo de velocidad inicial – isotrópico.
2. Inversión de onda completa, la cual permitiría definir con mayor precisión los parámetros TTI en adición a velocidades someras.
3. Migración en profundidad pre apilamiento.
4. Definición de cuerpos de sal.
5. Construcción y actualización del modelo de velocidad Subsal.
6. Prueba de iluminación.
7. Imágenes finales RTM PreSDM.
8. Imágenes finales Kirchhoff PreSDM.

Para el caso del flujo de trabajo PSTM:

1. Generación de modelo de velocidad PSTM inicial.
2. Migración lineal de velocidad.
3. Migración PSTM Kirchhoff final.
4. Corrección de tiempos residuales.

De lo anterior y derivado de la secuencia específica para el reprocesamiento, la secuencia incluiría el volumen y trazas PSTM del algoritmo de migración Kirchhoff PSTM (migración en tiempo pre apilamiento) y un algoritmo de migración Kirchhoff y RTM PSDM (Migración en profundidad pre-apilamiento), la técnica Smart Stack, modelos de velocidad y un estudio completo de iluminación.

Del análisis realizado por esta Comisión sobre las técnicas a utilizar, resulta evidente que el reprocesamiento sísmico representa el principal reto dentro del Plan, derivado de la baja calidad de la información sísmica y de las características geológicas presentes en el Área Contractual, con tectónica salina presente. Sin embargo, considerando las técnicas de última generación que serán aplicadas, la secuencia de reprocesamiento a utilizar es adecuada y acorde con el objetivo planteado. En este sentido, se concluye que el reprocesamiento sísmico permitiría mejorar la calidad de los datos sísmicos y con esto generar imágenes más

representativas del subsuelo para dar mayor certidumbre al prospecto multilateral debajo y en el flanco del domo salino presente.

V.1.2 Estudios exploratorios

Dentro del Plan se incluyen actividades previas a la perforación, asociadas a estudios exploratorios que permitirían identificar aquellas zonas con mayor potencial para contener acumulaciones de hidrocarburos, los cuales son adecuados para reducir la incertidumbre exploratoria. Dichos estudios son:

- Modelos de sustitución de fluido, sensibilidad de fluido y espesor de cuña. Estos modelos en conjunto con las respuestas sísmicas permitirán determinar los rangos de ángulos para los apilamientos además de otras propiedades de posibles yacimientos como porosidad, densidad o impedancia acústica.
- Mapeo de arenas. Este mapeo proveería de información geológica y, a través del mismo sería posible identificar la variabilidad de la calidad de las rocas almacén, así como su distribución y continuidad horizontal.

V.1.3 Interpretación sísmica y caracterización de yacimientos

Con la integración de las imágenes en tiempo y profundidad, así como los estudios exploratorios se obtendría información del subsuelo para evaluar el potencial petrolero del Área Contractual e identificar prospectos para conformar una cartera de alternativas para perforar. Asimismo, con los datos sísmicos acondicionados, se dispondría de la materia prima para una caracterización inicial en caso de un descubrimiento. Por otro lado, se propone realizar un estudio de las condiciones de presión de poro y gradiente de fractura, con lo cual permitiría conseguir el posicionamiento óptimo del prospecto multilateral hasta ahora propuesto.

Actualmente el Operador ha identificado un prospecto en el Área Contractual, denominado Pakal. Sin embargo, también propone identificar y definir otros prospectos durante la ejecución del Plan de Exploración.



V.1.4 Perforación de prospectos exploratorios

De acuerdo a la ubicación preliminar del prospecto Pakal y considerando la proximidad respecto a la sal, la estrategia exploratoria es procesar la información sísmica utilizando las técnicas más avanzadas en la industria, para generar una imagen completa de los cuerpos de sal y de los límites del yacimiento potencial. Se combinaría la tecnología geológica y geofísica más reciente con la información analógica aplicable para la ubicación óptima del prospecto Pakal. Asimismo, se requerirá trabajo adicional para desglosar los mapas de facies del Mioceno en varios segmentos de tiempo, ya que se ha evidenciado una importante disconformidad en el Mioceno Medio.

Para definir plenamente el potencial en el área, el Operador perforaría un pozo inicial de prueba denominado Pakal-1 cuyo diseño es vertical, con un tirante de agua de 30 m. Se propone en una posición intermedia de la columna potencial de petróleo en la estructura mapeada. Asumiendo que se encuentren algunas formaciones importantes con calidad de yacimiento o impregnados de hidrocarburo, entonces el Operador perforaría una desviación geológica (Pakal-1 ST1), planeada de forma direccional, que permitiría interceptar acumulaciones si estuvieran presentes, correspondientes a las mismas formaciones de calidad de yacimiento encontradas en el pozo de prueba inicial.

En materia de perforación de pozos, el Operador deberá cumplir con la normatividad vigente que esta Comisión emita al respecto.

De la revisión y análisis realizado a la información proporcionada por el Operador, la propuesta del prospecto Pakal tiene objetivos sobre una secuencia clástica que abarca desde el Plioceno Inferior (2780 mv) hasta el Mioceno Inferior (4,000 mv), sin embargo, debe tomarse en consideración que sólo existe información de un solo pozo exploratorio (Luhua-1), ubicado en la parte sureste del área, específicamente en los límites de la misma. De lo anterior, la información del pozo exploratorio se utilizó como sustento para la ubicación del prospecto Pakal (Figura 8).

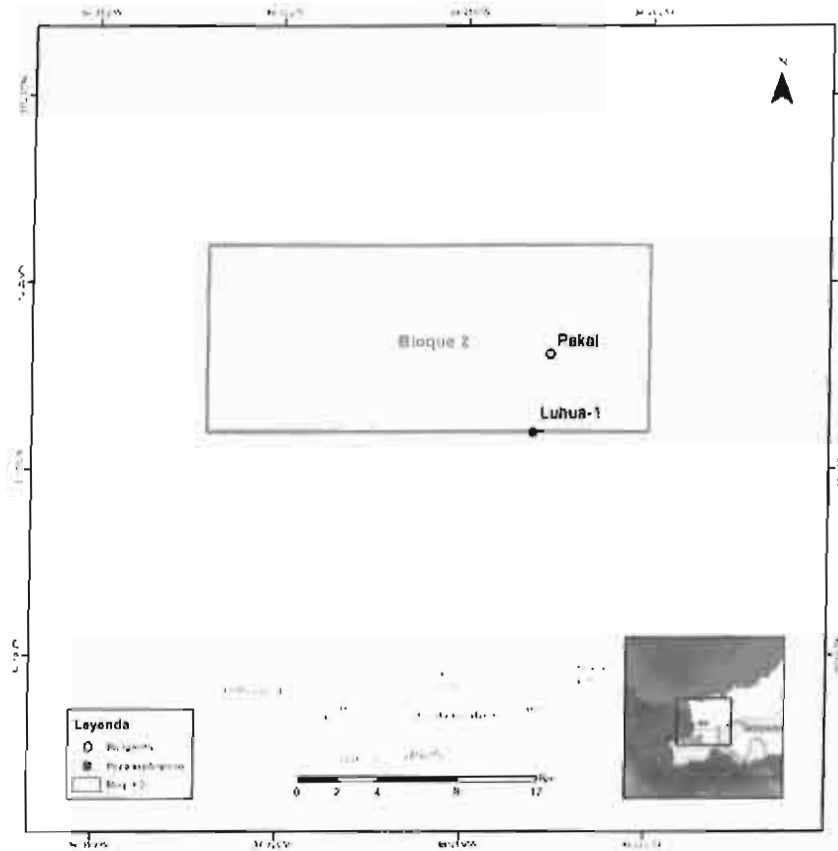


Figura 8. Ubicación del prospecto Pakal y pozo exploratorio existente dentro del Área Contractual.

Toda vez que se realizó el análisis de la información proporcionada por el Operador, el prospecto Pakal atravesaría varias formaciones para llegar al objetivo definido en el Plan (Figura 10), lo que permitiría incrementar el conocimiento geológico del área y definir a detalle las posibles zonas con presencia de hidrocarburos, además de investigar si existen yacimientos múltiples que se encuentren separados dentro de este intervalo.

Dentro del Plan se considera una trayectoria desviada, la cual evidentemente permitiría orientar la estrategia exploratoria hacia los objetivos definidos dentro del Plan y en su caso reducir la incertidumbre hacia zonas que pudieran contener un mayor potencial de hidrocarburos. La siguiente figura muestra la componente estructural asociada al prospecto exploratorio Pakal-1 y su desviación geológica,

[Handwritten signatures and initials]

donde se refleja que su ubicación está propuesta en la parte alta de la estructura, evitando la intrusión salina existente, en tanto que la desviación propuesta permitiría investigar las formaciones que se encuentran debajo de la sal. El área asociada que pudiera evaluarse para definir recursos, considerando el prospecto exploratorio es de aproximadamente 18.6 km² (Figura 9).

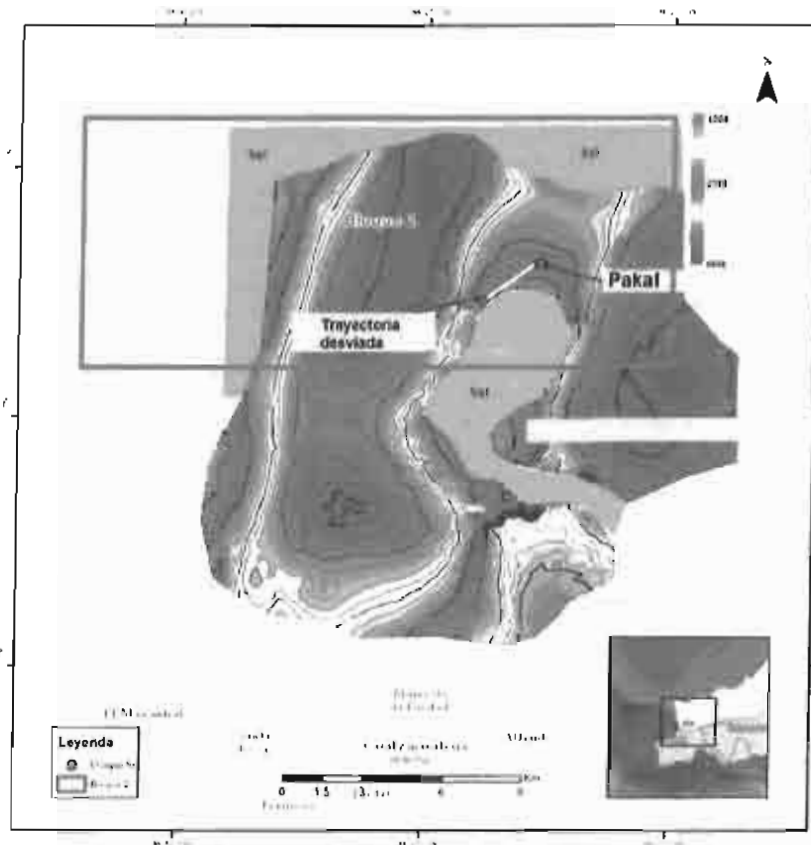


Figura 9. Mapa estructural donde se muestra la ubicación del prospecto Pakal y su trayectoria desviada.

[Firma manuscrita]

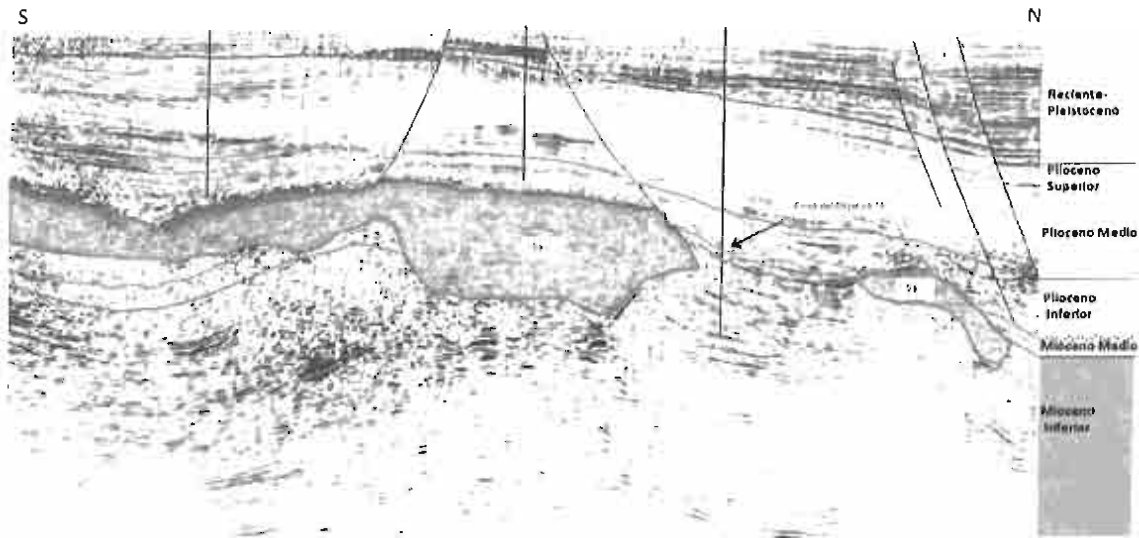


Figura 10. Sección sísmica donde se identifica la cima del objetivo definido en el Plan y las formaciones que se pretenden atravesar.

De la propuesta exploratoria, la Comisión identifica que el Plan presenta una componente estratégica importante en razón de las siguientes consideraciones identificadas por esta Comisión:

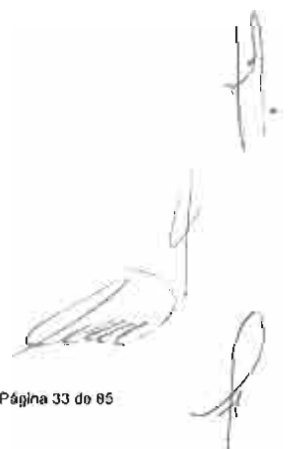
- La ubicación del prospecto Pakal está asociada al movimiento de sal, característicamente a una zona de mini cuencas, que de acuerdo y con base en la información sísmica se refleja una columna estratigráfica potente, asociada con un cierre echado arriba contra sal, lo cual conformaría el sello principal.
- La propuesta del pozo vertical permitiría investigar la columna estratigráfica en una zona profunda asociada con ambiente de mini cuenca, con esto se podría considerar el alcance del potencial petrolero de la trampa, y definir la efectividad del funcionamiento del sistema petrolero, para lo cual se propone un programa de adquisición de información adecuado, durante la perforación.
- El prospecto Pakal, incluye una desviación geológica planificada que permitiría obtener mayor información de la estructura echado arriba y un entendimiento propio del potencial petrolero de los horizontes que se identifiquen como atractivos, para ello también se propone un programa de adquisición de información adecuado, durante la perforación.

[Firma manuscrita]

Derivado de lo anteriormente expuesto, se concluye que con la información disponible para el Operador al momento de la presentación de su Plan, se identifica que el prospecto Pakal es técnicamente viable para ser incluido dentro de dicho Plan. Al respecto cabe aclarar que, la consolidación del prospecto Pakal será de acuerdo a los resultados que se obtengan del reprocesamiento sísmico y de los estudios que se generen con ese fin.

En el área se han identificado zonas con presiones anormales, mismas que serán evaluadas por medio de los estudios propuestos y se considerarían en el diseño del pozo Pakal-1, con el fin de tener elementos para reducir riesgos operativos durante la perforación.

El pozo Pakal-1 tiene el objetivo de identificar la calidad de la roca almacén y las posibles acumulaciones potenciales de hidrocarburos. No obstante, mediante la perforación de la desviación geológica Pakal-1 ST1, se definiría a mayor detalle el potencial de la estructura, con el posible descubrimiento de yacimientos (Figura 11), además se obtendría mayor información sobre estos yacimientos. El Operador plantea que esta estrategia de exploración permitiría un entendimiento pleno del potencial de petróleo del prospecto Pakal y aceleraría la delimitación del yacimiento en caso de encontrar un descubrimiento.



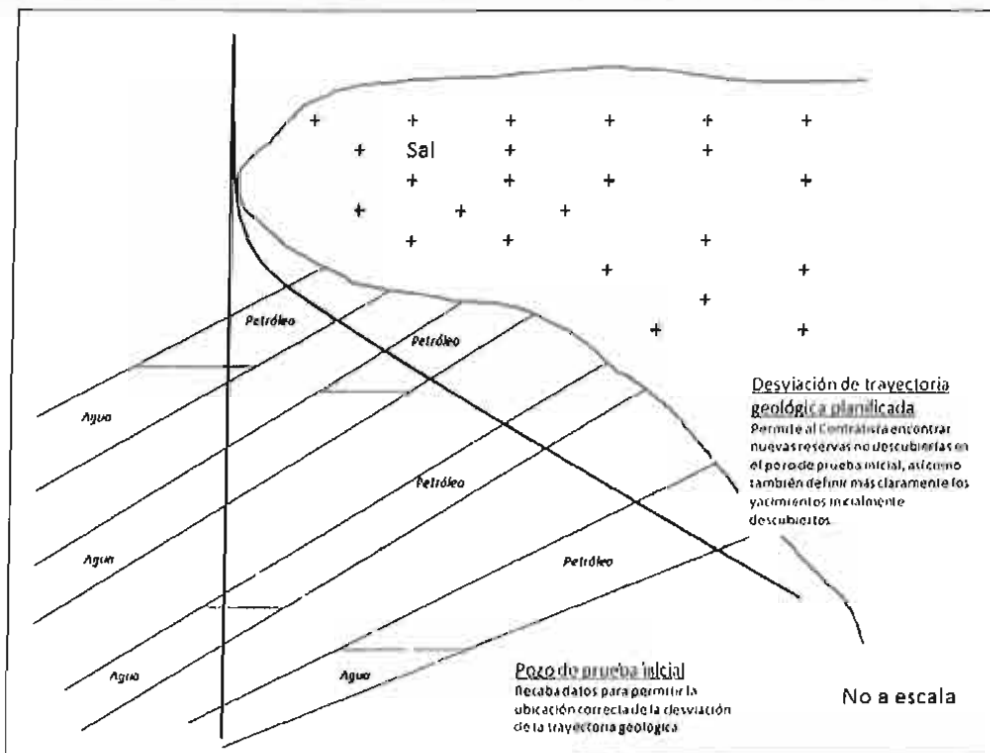


Figura 11. Modelo conceptual con la planeación de la trayectoria vertical del pozo inicial (Pakal-1) y del desvío geológico planificado (Pakal-1 ST1). La imagen ilustra la posible intersección con los yacimientos potenciales.

El Operador ha identificado recursos prospectivos para el "Objetivo A", en las formaciones del Plioceno Inferior, Mioceno Medio y Mioceno Inferior, pero considera la posibilidad de encontrar yacimientos múltiples, separados a lo largo del intervalo objetivo.

La probabilidad de encontrar hidrocarburos en el "Objetivo A" (Plioceno Inferior-Mioceno Inferior) del prospecto Pakal, fue calculada por el Operador en 29%.

El programa de adquisición de información durante la perforación o terminación de Pakal-1 y Pakal-1 ST1 se resume en la tabla 2. Esta colección de información representaría un amplio portafolio de información exploratoria para el área.

Registros e información a adquirir	Pakal-1	Pakal-1 ST-1
Registros de rayos gama y resistividad ¹	1,220 a 4,300 m	1,250 a 5,428 md
Registros de densidad-neutrón y sísmico	2,550 a 4,300 m	2,970 a 5,428 md
Registro de imágenes (FMI) e imágenes de resonancia magnética (CMR) ²	2,550 a 4,300 m	2,970 a 5,428 md
Puntos de presión (MDT) ³	20 puntos	20 puntos
Muestreo de fluidos ⁴	SI	SI
Perfil Sísmico Vertical (VSP)	1,000 a 4,300 m	NO
Núcleos de pared	Hasta 90	Hasta 60
Núcleo convencional	NO	NO
Análisis PVT	SI	SI

¹ Los registros geofísicos podrían ser adquiridos en la modalidad LWD o con cable
² El registro CMR podría no adquirirse en uno o en los dos pozos
³ Se tomarían 10 puntos de presión en cada intervalo potencial
⁴ Una muestra de cada unidad de yacimiento descubierto, a la que se le harían estudios PVT

Tabla 2. Resumen de la propuesta de adquisición de información en el prospecto Pakal.

El pozo inicial generaría grandes cantidades de información con la que se podría calibrar la información sísmica, la calidad del yacimiento de las formaciones identificadas, el cuerpo de sal y permitiría ajustar los modelos geológicos y geofísicos. En ese punto, la desviación de trayectoria geológica del pozo se podría confirmar para evaluar a detalle las acumulaciones de hidrocarburos dentro de la estructura del prospecto Pakal, que el pozo inicial pudiera no haber encontrado.

Las actividades propuestas para adquirir información durante la perforación del prospecto exploratorio, son adecuadas para evaluar la formación y en su caso, definir los mejores intervalos para probar el potencial.

El programa preliminar para la desviación geológica Pakal-1 ST1 incluido en el Plan presentado por el Operador, considera abrir ventana en el pozo Pakal-1 a 1250 mv y a partir de ese punto comenzar la desviación, construyendo un ángulo de 44.6° hasta llegar a una profundidad total de 5,428 md, correspondientes en profundidad vertical a los 4,300 m del pozo de prueba Pakal-1.

En caso de que no se descubran formaciones con calidad de yacimiento en el pozo de prueba inicial, se buscarían otros prospectos potenciales en el bloque para seleccionar uno a perforar posteriormente, lo cual se considera factible tratándose de una etapa exploratoria. Al momento, este prospecto alterno no se ha definido aún.

La Comisión, con información de la base de datos extraída de la plataforma Wood Mackenzie, comparó los tiempos programados para la perforación del prospecto Pakal y su desviación. De acuerdo a las prácticas internacionales, encontró que estos tiempos se encuentran dentro del rango de acuerdo a sus profundidades, en comparación con los tiempos reales de pozos de exploración distribuidos en diferentes partes del mundo (Figura 12). La gráfica se construyó con base en una muestra comparable de pozos, de acuerdo a las condiciones pronosticadas para el prospecto multilateral considerado en el Plan.

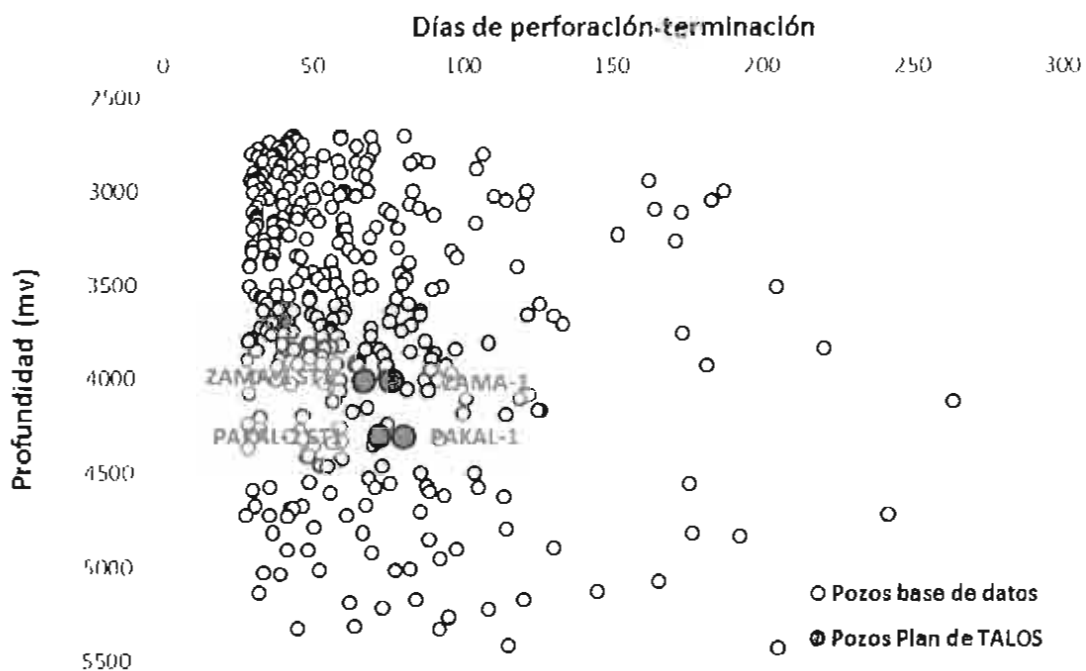


Figura 12. Tiempo de perforación Vs Profundidad de pozos

Las actividades propuestas para adquirir información durante la perforación del prospecto exploratorio, son adecuadas de acuerdo a las mejores prácticas, para coadyuvar en aspectos operativos durante la perforación. Tanto en el diseño del

pozo de prueba y su desviación geológica, los registros geofísicos programados, junto con los núcleos de pared, permitirían la interpretación y evaluación petrofísica, así como en la identificación de los objetivos geológicos y definir los mejores intervalos donde se podría probar el potencial de los yacimientos.

Aunado a la toma de registros geofísicos y corte de núcleos de pared, el Operador propone para la evaluación de las formaciones, el uso del probador de formaciones (MDT) en los intervalos de interés, con lo que se obtendría la medición de las presiones de la formación y al mismo tiempo se podrían recuperar muestras de fluidos a condiciones de yacimiento para un posterior análisis PVT. En ausencia de pruebas de producción convencionales, el probador de formaciones se propone para determinar la existencia de acumulaciones de hidrocarburos. En este sentido, la Comisión observa que de acuerdo a la metodología propuesta por el Operador, en caso de demostrar un descubrimiento con la herramienta MDT, éste deberá presentar los elementos técnicos mínimos que sirvan de base para formular un Plan de Evaluación en el área, en el que se deberán programar pruebas adicionales que determinen el potencial de pozo, volúmenes de hidrocarburos *in-situ*, límites del yacimiento (físicos o estratigráficos), regímenes de flujo, capacidad de flujo, radio de drene, etc.

V.1.5 Actualización del modelo geológico

La actualización de modelos geológicos es fundamental en la etapa exploratoria, pues con éstos se da soporte a la prospectiva exploratoria del subsuelo. De acuerdo con el programa de actividades propuesto, se advierte que se contarán con elementos de valor para llevar a cabo la actualización del modelo geológico, tanto con información sísmica mejorada, como con información de pozos. Esto permitiría generar modelos predictivos con mayor certidumbre e identificar otros prospectos exploratorios, con el objeto de agregar valor al Área Contractual.

Del análisis presentado en los incisos V.1.1 a V.1.5, se concluye que las actividades son adecuadas para las características geológicas del área y para el nivel de

conocimiento actual, asimismo, el Plan se identifica adecuado para la etapa de incorporación de reservas de la cadena de valor del proceso exploratorio.

V.2 Recursos Prospectivos a Evaluar y Reservas a Incorporar

Previo al proceso licitatorio de la Ronda 1, la Comisión consideró un volumen de recursos prospectivos obteniendo para el escenario bajo (P90) de 23 MMbpce, escenario medio (P50) de 87 MMbpce y escenario alto (P10) de 341 MMbpce, con una media de 142 MMbpce y probabilidad de éxito geológico de 40%.

El operador, mediante un método probabilístico estimó la siguiente distribución de los volúmenes de recursos prospectivos.

Objetivo	Intervalo preliminar (m)	Escenarios para los recursos prospectivos				Probabilidad de éxito (%)
		(MMbpce)				
		Bajo (P90)	(P50)	Alto (P10)	Media	
Plioceno Inf./ Mioceno Inf.	2,733-4,000	39.1	104.5	294.4	142	29

Tabla 3. Volúmenes de recursos prospectivos

El Operador plantea que con la perforación del prospecto Pakal podrían evaluarse entre el 40 y 60% de los recursos prospectivos del escenario medio, con lo que pronostica la incorporación de reservas en un rango de 52-78 MMb.

Las estimaciones volumétricas realizadas por el Operador, están por encima de los valores considerados por la Comisión, sin embargo existe una compensación de los mismos, ya que la probabilidad de éxito asignada por el Operador es un 10% inferior a la considerada por la Comisión. Al respecto se señala que los volúmenes estimados hasta ahora por el Operador, alientan la ejecución de actividades exploratorias en el Área Contractual, dichas actividades también podrían aportar en consolidar los recursos prospectivos identificados y en la identificación de otras zonas prospectivas dentro del área. Por otro lado, de acuerdo a la baja calidad de la imagen sísmica actual, y a otros factores como la complejidad geológica por presencia de sal, la necesidad de contar con mayor información del subsuelo para

realizar una actualización de los modelos geológicos, entre otros, se considera adecuada la probabilidad de éxito asignada de 29%.

Ahora bien, el volumen de recursos prospectivos considerado por la Comisión, incluía cuatro oportunidades exploratorias orientadas a los plays Plioceno y Cretácico Fracturado. Los recursos prospectivos estimados por el Operador corresponden a un prospecto exploratorio, a ello se le atribuye en parte que, la incertidumbre asociada a la distribución volumétrica sea menor, sin embargo, con base en los argumentos antes señalados, se justifica una probabilidad de éxito inferior, haciendo referencia a los cálculos del Operador. También se observa que la estrategia del Operador se enfoca hacia plays distintos, que van del Mioceno Inferior al Plioceno Inferior, lo cual es adecuado de acuerdo con la información sísmica que refleja espesores potentes con alta prospectiva, donde se pueden identificar horizontes paralelos continuos de distribución horizontal amplia en la zona oriental del Área Contractual, donde se ha identificado un prospecto. Asimismo, se determina la viabilidad técnica y el valor estratégico de programar el prospecto a plays alcanzables en tiempos de ejecución reducidos, con miras a iniciar en el corto plazo, en caso de éxito, actividades que den mayor certidumbre a los recursos asociados al Área Contractual.

V.3 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso del Operador es realizar 78,000 Unidades de Trabajo, asimilado como Programa Mínimo de Trabajo, más un incremento de 10%, es decir, los cuatro años del Periodo Inicial de Exploración consideran un total de 85,800 Unidades de Trabajo.

La tabla 5 concentra los datos por actividad exploratoria, en términos de unidades de trabajo. La meta a alcanzar con el Plan propuesto por el Operador, conforme a su cómputo es de 137,853 Unidades Trabajo que, de ejercerse totalmente, daría cumplimiento amplio al Programa Mínimo de Trabajo dentro del Periodo Inicial de

Exploración de 4 años. El cómputo realizado por la Comisión arroja un total de 133,524 Unidades de Trabajo tal como se presenta en la siguiente tabla.

Cabe enfatizar que la acreditación de las Unidades de Trabajo estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de todas las actividades que conforman el Plan, así como en los términos y alcances definidos para las mismas.

Actividad	Unidad	Cantidad	Unidades de trabajo/Unidad	Unidades de trabajo
Reprocesamiento sísmico	km ²	388	8	3,104
Perforación pozo inicial	pozo	4300	-	46,000
Registro continuo regular (correlación y resistividad)	km	3080	1	3,080
Registro continuo regular (porosidad y propiedades de la roca)	km	1750	1	1,750
Registro continuo especial (FMI, CMR)	km	1750	2	5,250
Registro continuo especial (VSP)	km	3300	2	4,950
Núcleos de pared lateral	3 núcleos	80	20	540
Análisis de núcleo de pared	núcleo	80	20	1,600
Presiones MDT	registro	20	-	1,500
Muestras MDT	muestra	2	100	200
Estudio PVT (número)	estudio	2	100	200
Perforación con desviación de trayectoria geológica	pozo	4178		48,000
Registro continuo regular ST (2 curvas)	km	4178	1	4,178
Registro continuo regular ST (2 curvas)	km	2458	1	2,458
Registro continuo especial (FMI, CMR)	km	2458	2	7,374
Núcleos de pared lateral	3 núcleos	54	200	360
Análisis de núcleo de pared	núcleo	54	20	1,080
Presiones MDT	registro	20	-	1,500
Muestras MDT	muestra	2	100	200
PVT (número)	estudio	2	100	200
Total de unidades de trabajo a ejercer de acuerdo a las actividades del Plan				133,524
Programa Mínimo de Trabajo + Incremento en unidades de trabajo				85,800

Tabla 4. Desglose de Unidades de Trabajo propuestas para ser ejercidas con el Plan.

Las siguientes son las consideraciones para acreditar las unidades de trabajo, en términos de las actividades que se ejecuten durante el periodo inicial de exploración:

1. **Sólo se acreditarán unidades de trabajo** por las actividades que el Operador realice en el marco del respectivo Contrato y siempre que se encuentren descritas dentro del Plan aprobado por la Comisión.

2. **Perforación de prospectos:** se acreditarán hasta 94,000 unidades de trabajo siempre que se cumplan las siguientes condiciones:
 - a. La suma de la profundidad total del pozo vertical, más la longitud de la desviación geológica (contado únicamente a partir del punto de inicio de la ventana) sea igual o mayor a 8000 m.
 - b. Que tanto el pozo vertical como la desviación geológica hayan alcanzado el objetivo geológico programado.
3. **Registros de pozos (Correlación, Resistividad, Porosidad y Propiedades de la Roca):** Se acreditarán 0.5 unidades de trabajo por cada metro registrado, para cada uno de estos 4 tipos de registros. Para obtener estas unidades de trabajo, además:
 - a) Los registros de correlación (GR o SP) y de resistividad deberán tener la calidad suficiente para permitir la correlación de formaciones e inferir la presencia de agua o aceite, además de coadyuvar a la caracterización petrofísica de las formaciones.
 - b) Los registros de porosidad, densidad-neutrón y sónico dipolar deberán adquirirse por lo menos en o los intervalos identificados como objetivo en cada uno de los prospectos. Estos deberán tener la calidad necesaria para identificar las propiedades de porosidad, densidad y tiempo de tránsito de las formaciones, deberán coadyuvar a la caracterización de los yacimientos, la mitigación de riesgos operativos, o bien, agregar algún valor para alcanzar los objetivos del Plan.
4. **Registros especiales de pozos (Imágenes de formación (FMI) e imágenes de resonancia magnética (CMR)).** Se acreditarán 1.5 unidades de trabajo por cada metro registrado. Deberán adquirirse por lo menos en el o los intervalos identificados como objetivo. Deberán tener la calidad suficiente para permitir identificar, según sea el caso, tipo de fluidos, estructuras sedimentarias, textura de la roca, orientación de fracturas y de echados. Los resultados de los registros especiales deberán coadyuvar a la

caracterización de los yacimientos, la actualización del modelo geomecánico, la mitigación de riesgos operativos, o bien, agregar algún valor para alcanzar los objetivos del Plan.

5. **Para todos los tipos de registros geofísicos**, la contabilización de unidades de trabajo se realizará independientemente del número de curvas, corridas, de la modalidad en que sean adquiridos (con cable o durante la perforación) y del número de etapas en que se perfore el pozo. Además, deberán programarse de acuerdo al diseño del pozo y coadyuvar a reducir riesgos durante la perforación, evaluar la formación o los yacimientos, o bien generar algún valor para alcanzar los objetivos del Plan de Exploración aprobado por la Comisión.
6. **Perfil sísmico vertical**. Se acreditarán 1.5 unidades de trabajo por cada metro registrado. Se deberá realizar al menos a partir de los 1000 m y hasta la profundidad total del agujero, con espaciamientos mínimos de 30 m. El resultado que se obtenga deberá tener la calidad suficiente para definir y calibrar los horizontes y cimas geológicas identificadas con la información sísmica 3D.
7. **Análisis de presión y fluidos de formación**. En el caso de las mediciones de presión de la formación (presión de poro), se acreditará un máximo de 1500 unidades de trabajo por pozo, siempre que se obtengan por lo menos 10 puntos de presión en cada una de las zonas identificadas con potencial, es decir, de acuerdo al Plan presentado se tendrían por lo menos dos zonas en el pozo vertical y por lo menos dos zonas más en la desviación geológica.
8. **Muestreo de fluidos de formación**. Se acreditarán 100 unidades de trabajo por cada muestra de hidrocarburos recuperada, de acuerdo a las siguientes condiciones:
 - a) Se reconocerá sólo una muestra de fluido por cada unidad de flujo.
 - b) Las muestras recolectadas deberán ser extraídas a condiciones físicas de yacimiento y en la cantidad suficiente para que en ellas puedan realizarse los ensayos PVT.

9. **Núcleos de pared.** Se acreditarán 200 unidades de trabajo por cada 30 núcleos de pared recuperados. En el caso de que la cantidad de núcleos recuperados sea distinto de 30, o a un múltiplo de 30, se realizará una ponderación para obtener el valor de unidades de trabajo acreditadas. Para conseguir el total de unidades de trabajo por núcleos se deberá cumplir:
- a) Que los núcleos sean de buena calidad, es decir, que se obtengan con las dimensiones y forma requeridos (mínimo 1.5" de longitud y forma cilíndrica).
 - b) Que se presenten en las condiciones físicas necesarias para efectuarse en ellos los análisis y estudios de laboratorio.
10. **Estudios realizados a núcleos de pared de pozo.** Se acreditarán 20 unidades de trabajo por conjunto de estudios realizados a cada núcleo de pared de pozo.
11. **Análisis de muestras de hidrocarburos en estudios PVT:** Se acreditarán 1500 unidades de trabajo por cada muestra analizada. Se contabilizará como máximo una muestra por cada unidad de flujo.
12. **Reprocesamiento e interpretación de información sísmica 3D:** se acreditarán 8 unidades de trabajo por cada km², limitado al Área Contractual.



VI. Análisis económico

La aprobación del Plan considerará un análisis económico respecto de los siguientes conceptos:

1. Programa de Inversiones
2. Evaluación de indicadores económicos

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales III.7 y III.8 de la Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos (Anexo I de los Lineamientos de Planes). El análisis económico considerado para la aprobación del Plan de Exploración, deberá evaluar la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional.

En los artículos 9 y 16 de los Lineamientos se establece que el contenido de los planes de exploración de hidrocarburos se detalla en el Anexo I de los Lineamientos. Asimismo, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los contratos, entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos o campos en condiciones económicamente viables, y la selección de las mejores prácticas de la industria.

Conforme al mandato legal establecido, a continuación, se describe la evaluación de cada componente del Análisis económico, así como las fuentes de información utilizadas en cada caso.

VI.1 Programa de Inversiones

El análisis del Programa de Inversiones asociado al Plan se organiza como sigue: Criterios y fuentes de información; Descripción de las inversiones programadas; Análisis del programa de inversiones.

VI.1.1 Criterios y fuentes de información

Con base en el criterio de evaluación de **Mejores Prácticas de la Industria**, las inversiones programadas se evalúan comparando cada costo respecto a un rango de referencia, a fin de determinar si los costos considerados se encuentran en línea con precios de mercado.

Con el fin de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso, es necesario seleccionar la mejor referencia de mercado disponible, conforme al siguiente procedimiento:



Figura 13. Procedimiento para seleccionar comparativo de referencia

De acuerdo con el flujo presentado en la figura 13, el comparativo de referencia para cada costo se selecciona como sigue:

- i. Primero, se consulta una base de datos internacional, si esta base cuenta con un precio de referencia, se integra en el Dictamen; si no, se consulta la segunda opción de referencia.
- ii. La segunda opción de referencia consiste en consultar especialistas del sector a fin de tener un rango de precios de referencia. Si es posible establecer un comparativo de costos a partir de esta consulta, se integra al Dictamen; si no, se recurre a la tercera opción de referencia.

[Handwritten signatures and initials]

- iii. La tercera opción de referencia consiste en comparar lo presentado a la Comisión en otros proyectos a Dictamen, siempre que existan conceptos similares presupuestados. Si es posible establecer una referencia con base en otros proyectos, se integrará al Dictamen.
- iv. Por último, si no es posible establecer una referencia de costos con alguna de las opciones anteriores, se requiere una cotización o justificación formal al Contratista, a fin de determinar la mejor referencia de precios de mercado.

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

El intervalo de confiabilidad se establece con base en la recomendación de una compañía internacional especializada en costos, de acuerdo a lo siguiente: el rango de referencia se establece desde un -10% y hasta un +20% respecto a la referencia puntual.

Esta recomendación la realiza la misma compañía especializada que construye la base internacional de costos utilizada como fuente primaria en el análisis.

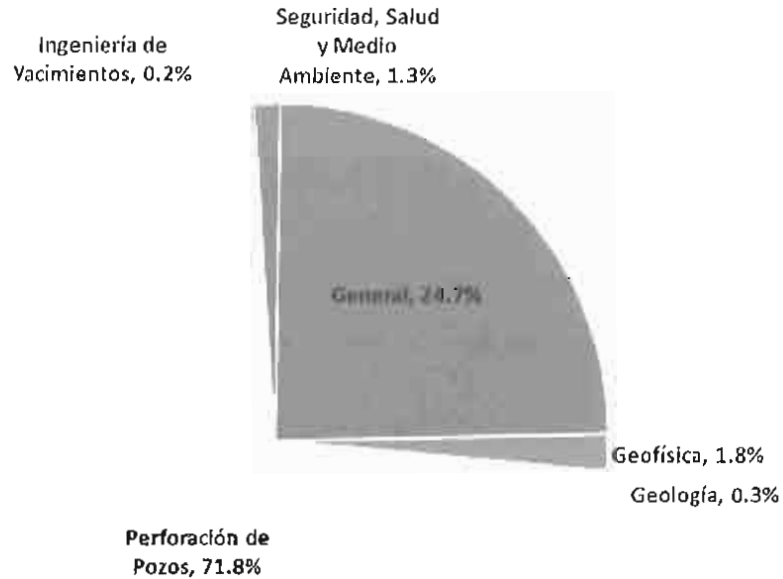
El mismo criterio para la construcción de rangos es aplicable a todas las fuentes de costos consultadas, excepto para estudios sísmicos.

En el caso de sísmica, se establece un rango de referencia que se basa en el precio de estudios sísmicos en la modalidad *multi-cliente* y en la modalidad de *uso exclusivo*.

VI.1.2 Descripción de las inversiones programadas

El programa de inversiones presentado por el Operador para el periodo inicial de exploración, es consistente con la información correspondiente al presupuesto del programa de trabajo; y cumple con lo establecido en el Anexo I de los Lineamientos.

El programa de inversiones, desglosado por Sub-actividad para el periodo inicial de exploración se presenta a continuación.



\$ 75,034,204 (Monto en dólares de Estados Unidos)

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

(Montos en millones de dólares de Estados Unidos)

Sub-actividad	2015	2016	2017	2018	2019	Programa de Inversiones
i. General	2,378,160	5,473,501	4,786,093	4,889,802	979,427	18,506,984
ii. Geofísica	0	1,351,000	0	0	0	1,351,000
iii. Geología	0	65,000	125,000	0	0	190,000
iv. Perforación de Pozos	0	0	0	53,876,000	0	53,876,000
v. Ingeniería de Yacimiento	0	0	0	150,000	0	150,000
vii. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0	735,220	0	225,000	0	960,220
Total	2,378,160	7,624,721	4,911,093	59,140,802	979,427	75,034,204

Tabla 5. Sub-actividad petrolera del programa de inversiones

VI.1.3 Análisis del programa de inversiones

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

- i. Sub-actividad *General*
- ii. Sub-actividad *Geofísica*
- iii. Sub-actividad *Geología*
- iv. Sub-actividad *Ingeniería de Yacimiento*
- v. Sub-actividad *Perforación de Pozos*
- vi. Sub-actividad *Seguridad, Salud y Medio Ambiente*

i. **Sub-actividad General**

Los gastos contemplados en esta categoría ascienden a 18'506,985 USD, que representan el 24.7% del total del programa de inversiones asociado al Plan. Dentro de la Sub-Actividad *General* sólo se consideran gastos en la tarea *Administración, gestión y gastos generales del proyecto* (Figura 15).



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

[Handwritten signatures and initials]

El concepto de *Administración, gestión y gastos generales del proyecto* incorpora los costos asociados a salarios, garantía de cumplimiento, oficinas, sistema electrónico contable, auditoría y traducción de documentos. A continuación, se describe lo incluido en los conceptos más importantes de esta tarea: salarios y prestaciones, garantía de cumplimiento y auditoría (94.7%).

a. Salarios y prestaciones

Salarios, prestaciones y otros costos de nómina (incluyendo ajustes de estudio de precios de transferencia), monto que durante todo el periodo de exploración asciende a 7,611,887 USD. Respecto a este concepto, se solicitó al Operador detallar los supuestos de remuneraciones y prestaciones considerando que las estimaciones del Operador están en rango con referencias internacionales.

b. Garantía de cumplimiento

Costo de garantía de cumplimiento de exploración es de 9,317,880 USD.

Respecto al costo de la garantía de cumplimiento, se realizó una consulta a instituciones financieras que ofrecen cartas de crédito como garantía. Con base en esta consulta, se determinó que el rango de referencia de costos para las cartas de crédito entregadas como garantía de cumplimiento, se encuentra entre el 3% y 4% anual del monto garantizado. El Operador reporta un costo anual de 4% para este concepto, por lo que se encuentra dentro del rango de referencia.

El costo de la garantía de cumplimiento de exploración es un costo financiero, y considerando lo establecido en los Lineamientos de la SHCP, se considera como no elegible y, por tanto, no recuperable. Al respecto, corresponderá a la SHCP determinar si efectivamente es un costo recuperable o no.

c. Auditoría

Se refiere a la auditoría de estados financieros y es un costo que Talos 2 presenta dividido al 50% con la empresa contratista creada por el mismo consorcio para el

bloque 7 (Talos 7). Este costo se contabiliza anualmente durante todo el periodo de exploración por 150,000 USD anuales, por lo que la suma total es de 600,000 USD.

En lo que respecta a la comparación de esta Sub-actividad con un rango de referencia, el intervalo de interés se construyó a partir de la información de otros proyectos en aguas someras presentados a dictamen de la Comisión. En particular se consideró el promedio de estos gastos en otros proyectos, con el fin de determinar la referencia puntual. A partir de la referencia puntual para la Sub-Actividad *General*, se estimó el rango de referencia desde 16,730 miles de dólares y hasta 22,310 miles de dólares (Figura 16).

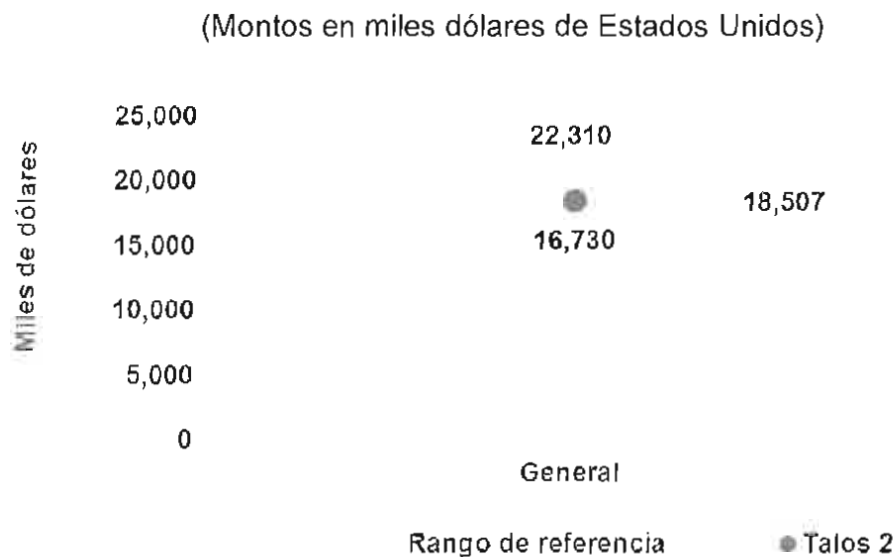


Figura 16. Rango de referencia de costos en Sub-Actividad General

La estimación del Operador para la Sub-Actividad *General* en el programa de inversiones es de 18,507 miles de dólares, la cual se encuentra dentro del rango de referencia de precios de mercado establecido.

ii. **Sub-actividad Geofísica**

Dentro de la Sub-Actividad *Geofísica* se consideran gastos relacionados con el reproceso de sísmica existente, contemplados en la Tarea *Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos* de 1,351,000 USD, 1.8% del Programa de Inversiones (Figura 17).



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

En el Plan, el Operador precisa que ha contratado a un tercero para llevar a cabo los estudios de reprocesamiento. El costo total por re-procesamiento sísmico es de 1,351,000 USD, por lo que el costo unitario del estudio por km² (1,016 km²) asciende a 1,330 USD/km².

[Handwritten signatures and initials]

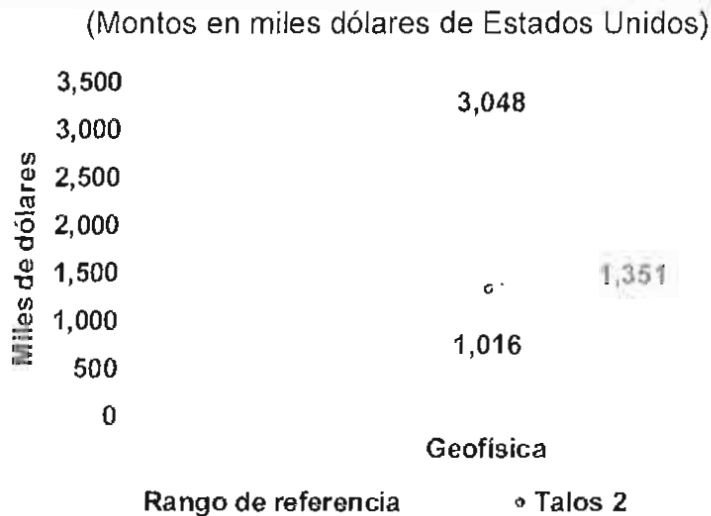


Figura 18. Rango de referencia de costos en Sub-Actividad Geofísica

El rango de referencia se construye a partir del costo de estudios sísmicos en la modalidad de *uso exclusivo* y del costo en la modalidad *multi-cliente*. Con esta base, el valor mínimo es de 1,016 miles de dólares y el valor máximo es de 3,048 miles de dólares. El costo presentado por el Operador se encuentra dentro del rango de referencia establecido.

iii. Sub-actividad *Geología*

El Operador indica que durante el Periodo de Exploración gastará un total de 190,000 USD en tareas relativas a *Geología*: 65,000 USD en estudios petrofísicos en mayo de 2016 y 125,000 USD en estudios geológicos regionales en 2017. Tales gastos representan sólo el 0.3% del total de gastos del primer periodo de exploración (Figura 19).

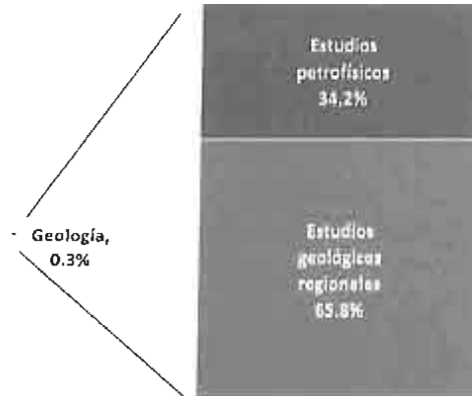


Figura 19. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Geología

El Operador precisa que como parte de su estrategia exploratoria, evaluará e identificará prospectos y potenciales en el Bloque 2 mediante la implementación de técnicas y teorías geológicas, lo que permitirá definir, refinar y jerarquizar a los potenciales y prospectos. Las propiedades resultantes de roca obtenidas corroboradas de estos yacimientos potenciales también las evaluará mediante medios geológicos, petrofísicos, y de ingeniería disponibles.

El Operador precisa que en relación a estudios petrofísicos, supuso de 40 a 65 días-hombre de trabajo en 1,000 USD por día, y para el estudio regional de 90 a 145 días-hombre de trabajo también en 1,000 USD por día.

El rango de referencia para esta Sub-actividad se construyó a partir de los días-hombre de trabajo que el Operador supone ocupar para realizar tal actividad, considerando el costo internacional de horas hombre referido por Hays¹. Así, se obtiene que el costo de estudios petrofísicos se encuentra dentro del rango de referencia. Así se obtiene que el costo de tales estudios, se encuentra dentro del rango de referencia (Figura 20).

¹ Hays recruiting experts in Oil and Gas, "OIL & GAS GLOBAL SALARY GUIDE 2015", consultado en <http://hays.com/oil-and-gas/SalaryGuide/index.htm>.

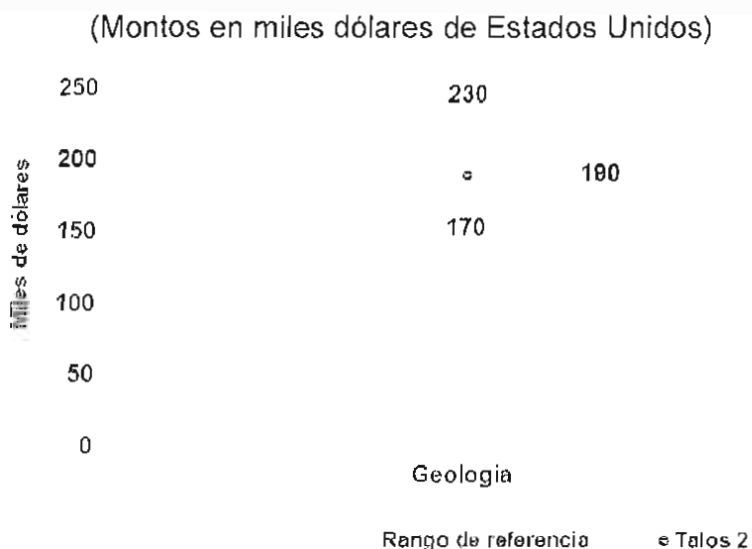


Figura 20. Rango de referencia de costos en Sub-Actividad Geología

iv. Sub-actividad *Ingeniería de Yacimiento*

Dentro de esta Sub-actividad, el Operador considera sólo gastos respecto a la tarea *Estimación de recursos prospectivos y estimaciones de producción*, por un monto de 150,000 USD a invertir en 2018. Tal gasto representa sólo el 0.2% de los costos totales del periodo inicial de exploración.

Ingeniería de Yacimientos
0.2%

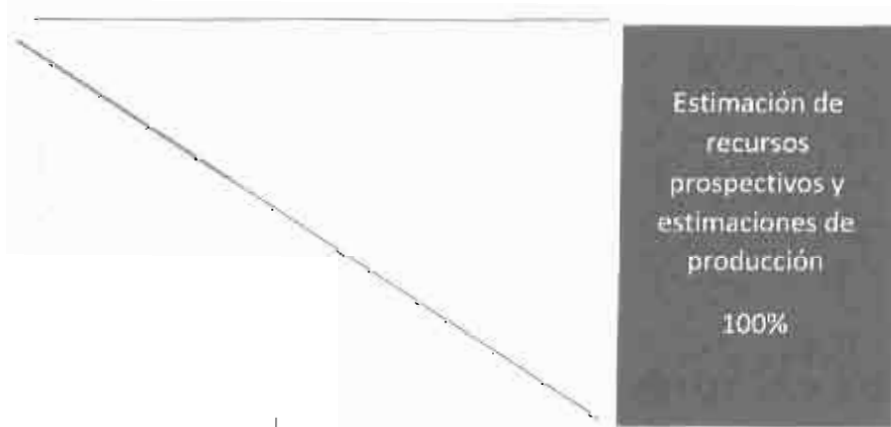


Figura 21. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Ingeniería de Yacimiento

El rango de referencia para esta sub-actividad se construyó a partir de la estimación de otros proyectos a dictamen de la Comisión, sobre los estudios descritos por el Operador (Figura 22). En particular, se consideró el promedio de estos gastos en otros proyectos, a fin de determinar la referencia puntual. El costo estimado por el Operador se encuentra dentro del rango de referencia internacional, situándose en rango de mercado.

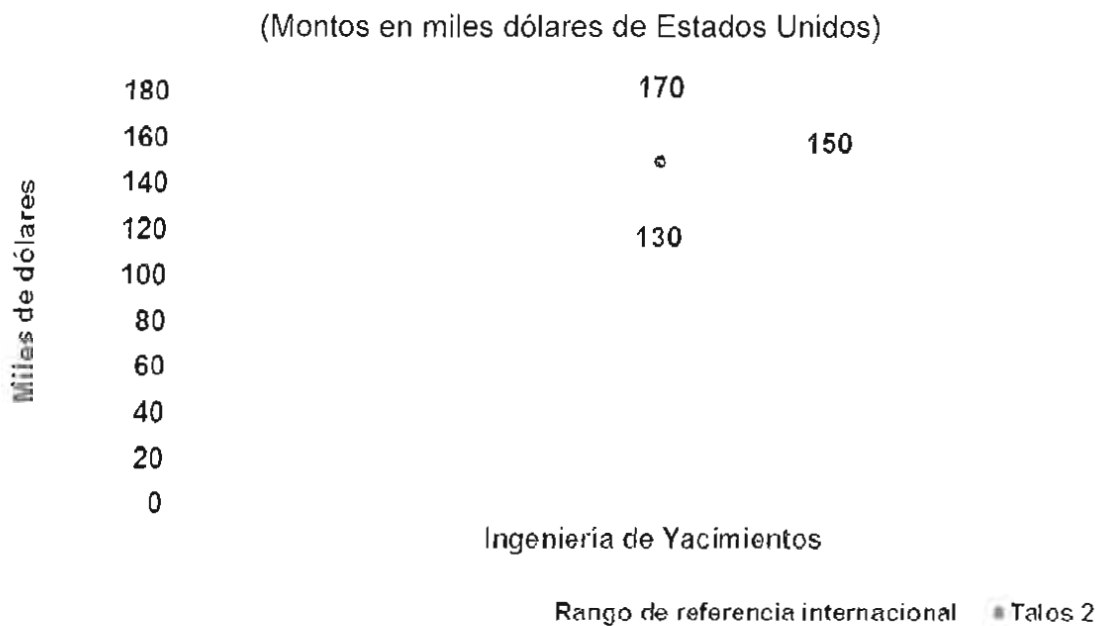


Figura 22. Rango de referencia de costos en Sub-Actividad Ingeniería de Yacimiento

v. Sub-actividad *Perforación de pozos*

La Sub-actividad *Perforación de Pozos* es la más importante en monto con 53,876,000 USD, y éste representa casi el 72% del monto de inversión de todo el periodo de exploración.

Se planea la perforación de un pozo exploratorio en el 2018. El gasto asociado a esta Sub-actividad se divide en las siguientes tareas: Transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos; servicios de perforación de pozos, y suministros y materiales. La descomposición en cada concepto se presenta en la Figura 23.

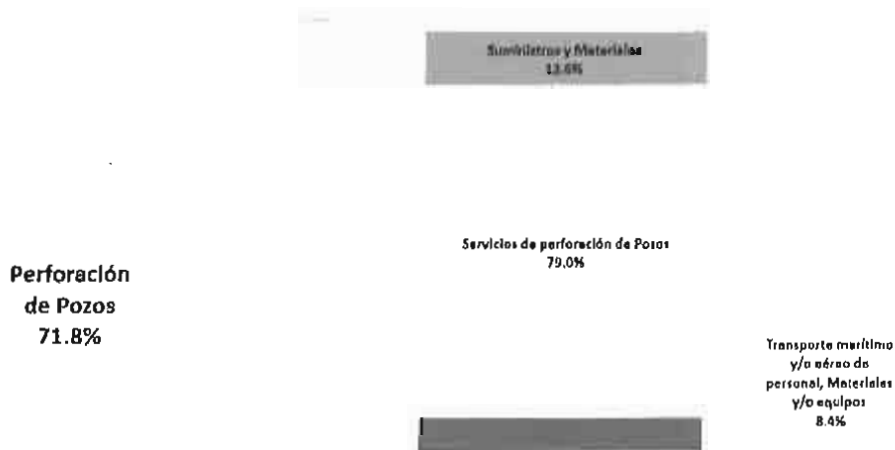


Figura 23. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Perforación de pozos

La Tarea de Servicios de perforación de Pozos, equivale al 79% de la cantidad contemplada para esta Sub-actividad (42,576 mil USD). El Operador señala que tal monto considera la perforación del pozo de prueba inicial Pakal, y la perforación de desvío geológico del prospecto.

El rango de referencia para esta Sub-actividad, se construye a partir de la modelación de un proyecto con características similares al propuesto por el Operador. Respecto a éste, se observa que la propuesta del Operador se encuentra dentro del rango de referencia (Figura 24).

[Handwritten signatures and initials]

(Montos en miles dólares de Estados Unidos)

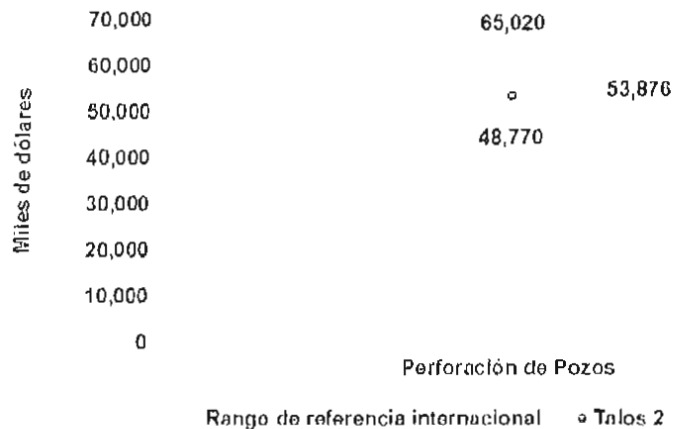


Figura 24. Rango de referencia de costos en Sub-Actividad Perforación de pozos

vi. Sub-actividad *Seguridad, Salud y Medio Ambiente*

El Operador propone un gasto de 960,220 USD para esta tarea, cantidad que representa el 1.3% del total de la inversión del periodo inicial de exploración.

Las actividades que contempla dentro de tal monto son:

- Tarea de *Estudios de Impacto Ambiental*. 580,220 USD para el Estudio de Línea Base Ambiental (que considera la Evaluación de Impacto Social) a invertir en 2016, y 125,000 USD para la preparación de informes acordes con la normatividad de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
- Tarea *Prevención y detección de incendio y fugas de gas*. Que contempla un gasto de 55,000 USD para la preparación del Plan de Manejo de Riesgos
- *Auditoría Ambiental*. Dentro de esta Tarea contempla 200,000 USD, por concepto de seguros de responsabilidad civil y daño al medio ambiente.

Seguridad, Salud y Medio Ambiente
1.3%

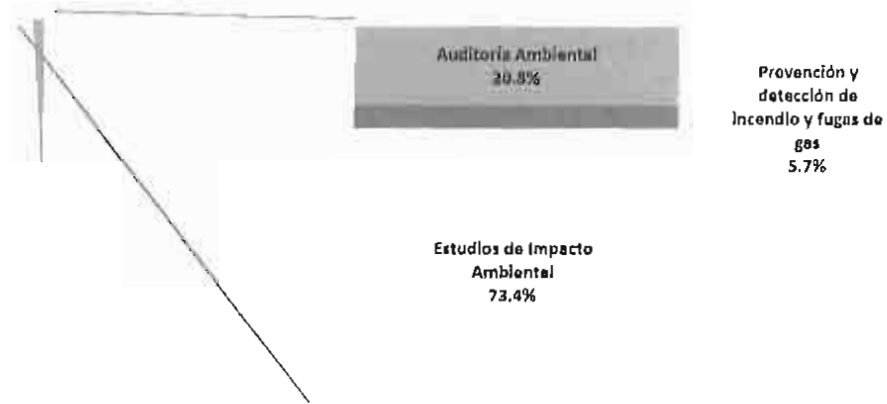


Figura 25. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente

El rango de referencia agregado para la Sub-actividad *Seguridad, Salud y Medio Ambiente*, se construye a partir de lo presentado por otros proyectos a dictamen de la Comisión, de las Licitaciones 1 y 2 de la Ronda 1. El rango de referencia establecido se encuentra desde 900 mil dólares y hasta 1,190 mil dólares.

(Montos en miles dólares de Estados Unidos)

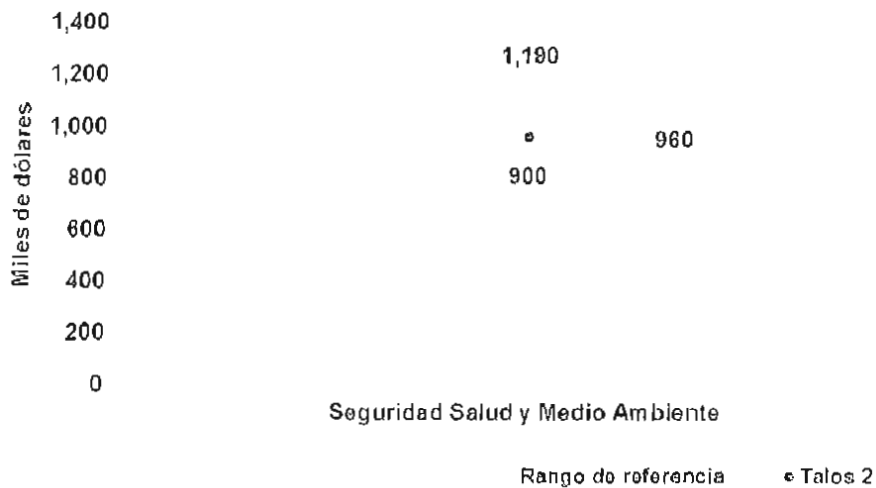


Figura 26. Rango de referencia de costos en Sub-Actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente

vii. Total del programa de inversiones

A partir de los rangos de referencia estimados para cada sub-actividad, se construyó el rango comparativo para el total del programa de inversiones (Figura 27).

(Montos en miles dólares de Estados Unidos)

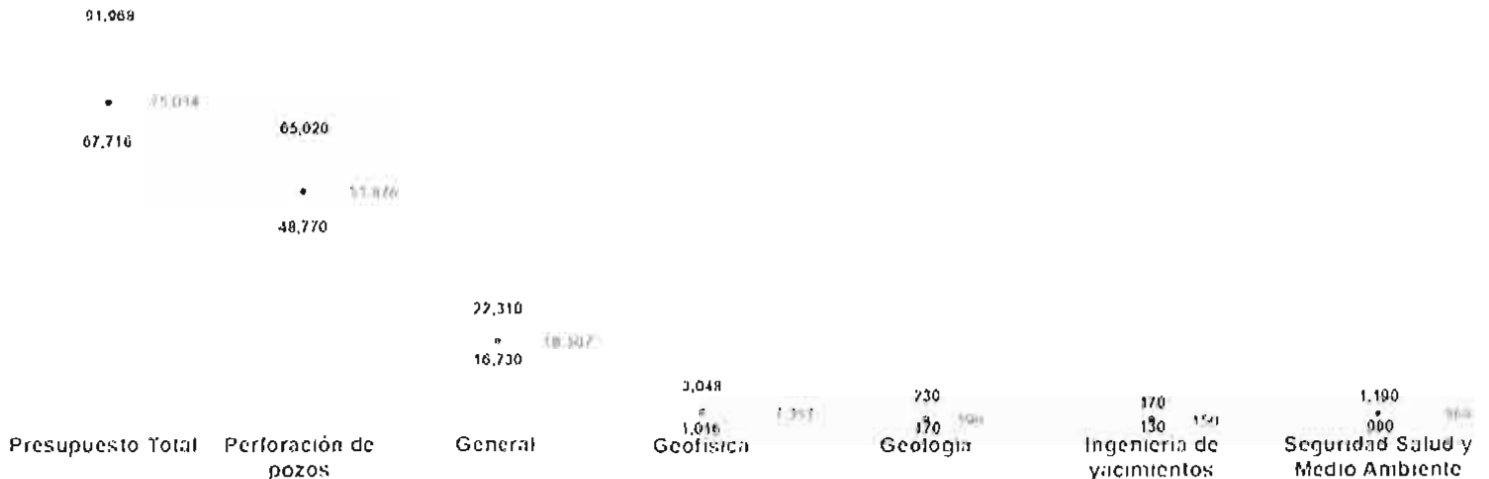


Figura 27. Rango de referencia de costos para Programa de inversiones 2015-2019

Como se observa en el gráfico, el programa de inversiones se encuentra dentro del rango de referencia. Asimismo, se destaca que el monto programado es 1.4% inferior respecto a la estimación puntual de las inversiones.

VI. 2 Indicadores de evaluación económica

En este apartado se analizan los indicadores económicos presentados por el Operador como estimación del proyecto de hidrocarburos. El análisis se organiza como sigue:

- i. Descripción de la evaluación económica presentada por el Contratista
- ii. Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables
 - a. Precios
 - b. Volumen de hidrocarburos descubiertos
 - c. Costos

[Handwritten signatures and initials]

VI.2.1 Descripción de la evaluación económica presentada por el Operador

En relación al capítulo de Evaluación Económica contenido en el Plan se describen los siguientes supuestos y premisas económicas.

En primer lugar se señala que la evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de perforar un pozo seco, por lo que en los parámetros para la evaluación económica, el costo del pozo exploratorio es el costo de un pozo seco (incluyendo los costos para sellar el pozo). En caso de que haya un descubrimiento, se asumen costos para el desvío geológico y la terminación del pozo para la producción.

Los parámetros para la evaluación económica presentados por el Operador en el Plan se resumen en la Tabla 6.

Premisas	Valor	Unidades	Comentarios
Precio del petróleo	65.00	\$/b	Se asume igual durante la vida del proyecto
Precio del gas	3.00	\$/mpc	Se asume igual durante la vida del proyecto
Contraprestación del Estado (% de Utilidad)	55.99	%	
Tasa de descuento	10	%	
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	6	Razón	
Costo de pozo exploratorio	28.3	mm USD	Pozo vertical y sello temporal
Desviación de trayectoria geológica	23.8	mm USD	Desviación de trayectoria geológica inicial; Supone un pozo seco y sello permanente
Costo de pozo de desarrollo	22	Mm USD	Costo promedio de los pozos
Costo de las instalaciones	208	mm USD	Incluye plataformas y equipo
Costos de transporte	2.00	\$/b	Tarifa de gasoducto
Tipo de cambio	19.0392	USD	
Volumen económicamente recuperable	141	MMbpce	Resultado de considerar el escenario medio y aplicar la tasa de equivalencia de 6 bpce por cada mpc de gas.

Tabla 6. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del plan de exploración

Derivado de estas premisas el Operador muestra los resultados de la evaluación económica considerando las variables antes descritas, precisando que el costo del descubrimiento es el costo de exploración del programa mínimo de trabajo dividido por las reservas netas (reservas brutas menos 10% de regalía).

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos	Unidad
VPN	165	82	mm USD
VP Inversión	209	209	mm USD
VPN/VPI	0.8	0.4	Razón
TIR	23.7	18.9	%
Relación costo-beneficio	0.5	0.71	Índice
Costo del descubrimiento	\$0.61	\$0.61	USD/bpce

Tabla 7. Indicadores económicos ajustados por probabilidad de éxito geológico del plan de exploración

El Operador presenta dos conjuntos de indicadores económicos, uno derivado de considerar flujos asociados a ingresos, gastos y contraprestaciones inherentes al Contrato y de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, al que denomina "Valor antes de impuestos" y otro, que en adición a dichos flujos, consideran el pago del impuesto sobre la renta (ISR) al que denomina "Valor después de impuestos" (Tabla 7). Para ambos conjuntos de indicadores se presentan estimaciones ajustadas por una probabilidad de éxito geológico de 29%.

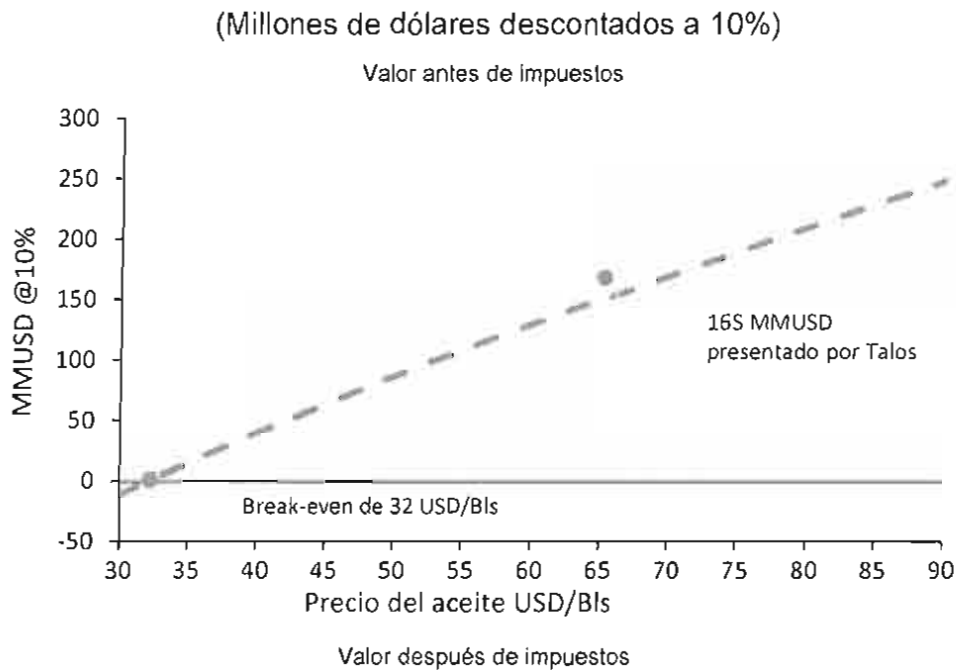
De la información anterior, presentada por el Operador como evaluación económica dentro del plan correspondiente al periodo inicial de exploración, se determina que los flujos de producción y de gastos de capital y de operación son congruentes con las premisas señaladas y con el programa de inversiones que propone, el cual a su vez guarda congruencia con el presupuesto de costos a incurrir con la implementación del primer programa de trabajo del periodo de exploración.

Utilizando las mismas premisas y flujos anuales presentados por el Operador a continuación se discuten los factores de riesgo asociados a la viabilidad económica del proyecto.

VI.2.1 Impacto en la evaluación económica de principales variables

a. Precio del aceite

En la Figura 28 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor de Talos, antes y después de impuestos en los términos arriba indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del aceite de acuerdo al eje horizontal, que va de 30 a 90 dólares por barril. En el panel superior se muestra el valor a favor del Operador antes de ISR y en el inferior, después de ISR. Cabe mencionar que los puntos rosas indican la estimación puntual del Operador según el escenario base arriba descrito y no difieren significativamente de las estimaciones correspondientes de la Comisión. En ambos casos se observa la robustez del proyecto frente a variaciones de precios. Para que el proyecto sea económicamente inviable antes de ISR (*i.e.* con valor presente esperado menor o igual a cero) el precio del aceite debe de estar por debajo de 32 dólares por barril. A su vez, para que sea económicamente inviable después de impuestos el precio del barril debe mantenerse por debajo de 38 dólares.



[Handwritten signatures and initials]

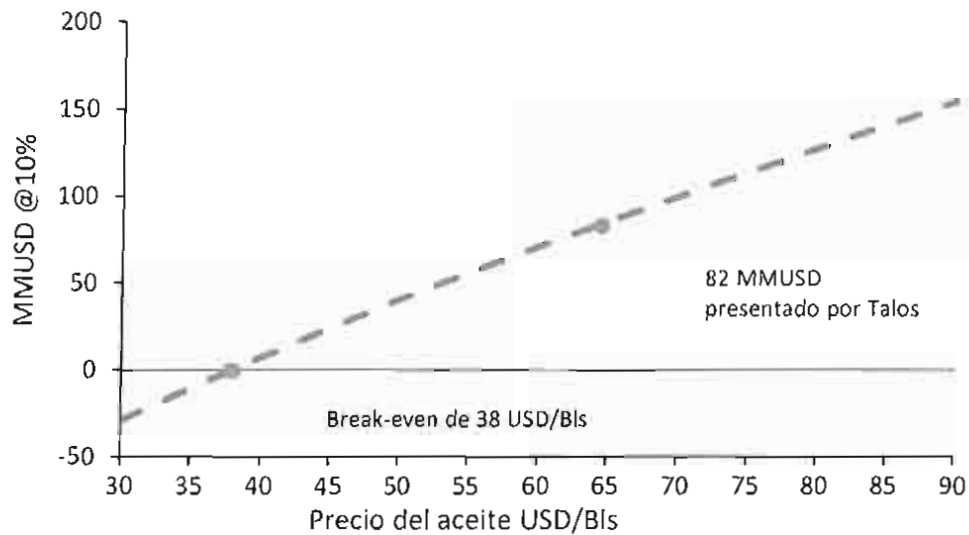


Figura 28. Valor presente esperado a favor del Operador vs. Precio del aceite

b. Volumen de hidrocarburos descubiertos

En la Figura 29 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Operador contra diferentes niveles de tamaño de campos a descubrir. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de volumen descrito en el eje horizontal. La línea punteada interior representa el escenario base con un precio a 65 USD por barril y las dos líneas continuas exteriores representan precios altos y bajos, a 35 y 95 USD respectivamente. En el panel superior se muestra el valor esperado descontado para Talos antes de ISR. Se observa que el descubrimiento mínimo necesario para que el proyecto sea rentable en valor esperado es de 59 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el caso que incluye la carga de ISR, el tamaño mínimo para considerar el pozo exploratorio es de 76 MMbpce. Ambos umbrales, el de 59 y el de 76 MMbpce están significativamente por abajo del volumen esperado por el Operador en el escenario medio, de 142 MMbpce.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

(Millones de dólares descontados a 10%)

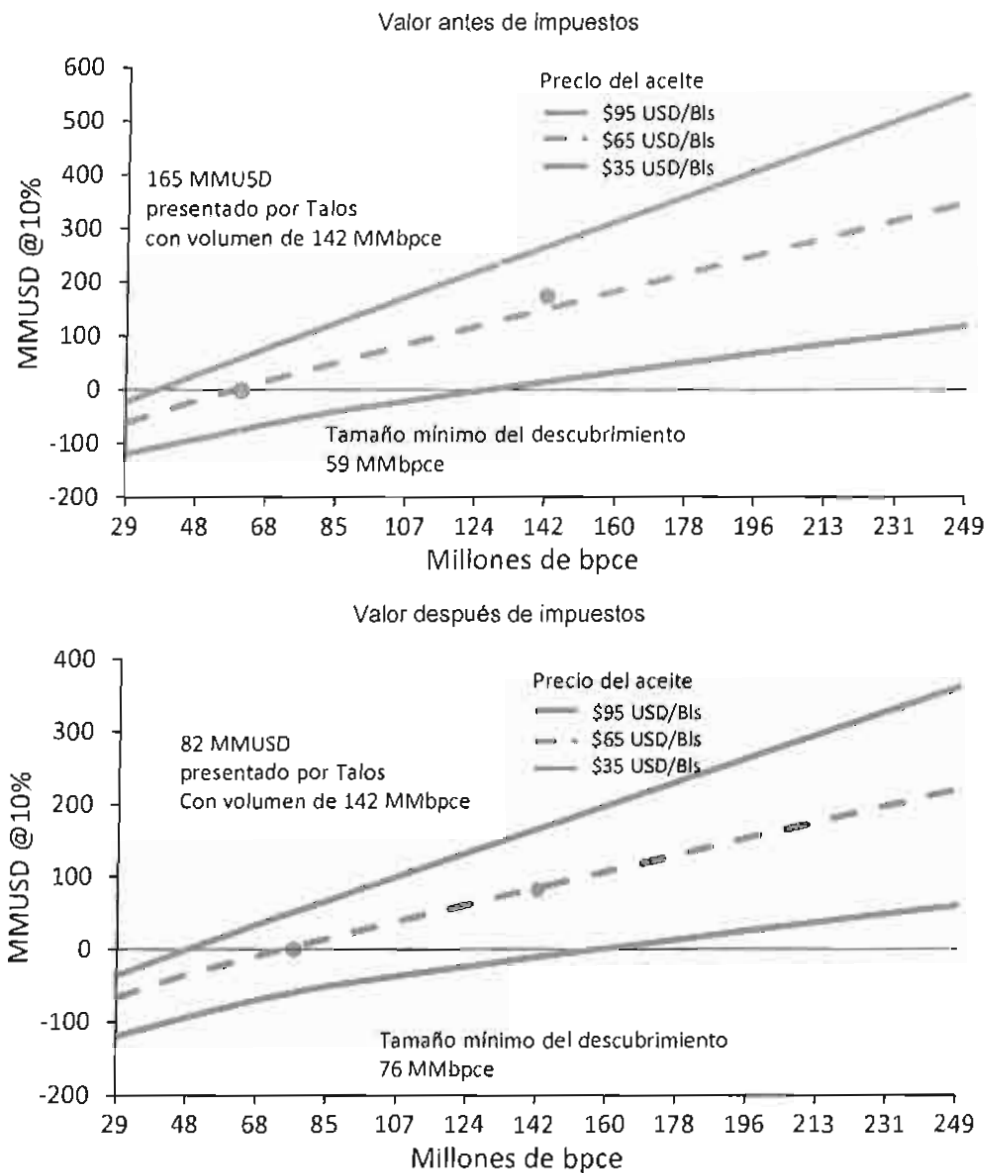


Figura 29. Valor presente esperado a favor el Operador vs. Volumen

A partir del análisis de factores de riesgo, se observa que las estimaciones presentadas por el Operador reflejan un proyecto altamente rentable, y resistente a entornos de precios bajos, alza de costos y volúmenes descubiertos moderados.

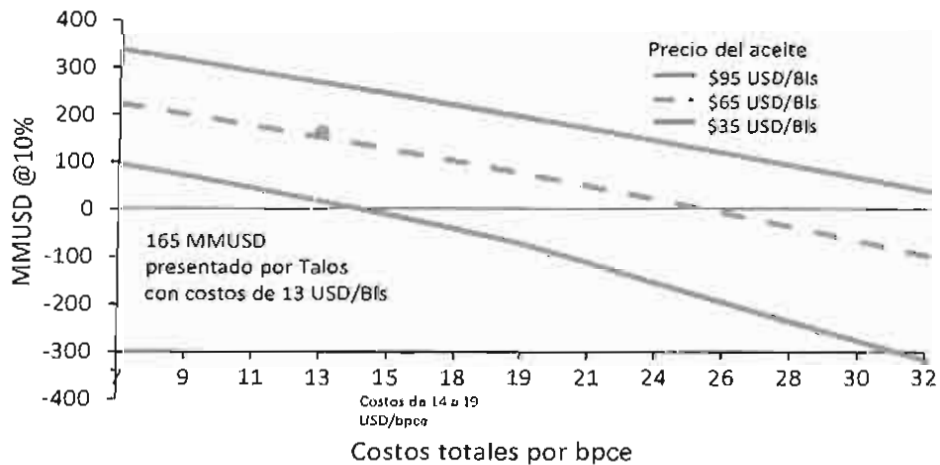
c. Costos

En la Figura 30 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Operador contra diferentes niveles de costos totales por barril. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de costos de acuerdo al eje horizontal. La línea continua superior representa las estimaciones asumiendo un precio de 95 USD por barril. La línea continua inferior representa las estimaciones asumiendo un precio de 35 USD. La línea punteada interior representa el escenario base de 65 USD por barril. En el panel superior se muestra el valor a favor el Operador antes de ISR y en el inferior, después de ISR. Para el escenario base los gastos de capital y de operación por barril se encuentran por debajo del rango de referencia asociado a proyectos de volumen y condiciones similares. El Operador estima un costo total por barril de 13 USD mientras que el rango de referencia para cuencas del Sureste se estima de entre 14 y 19 USD por barril.

Las condiciones sobresalientemente competitivas de contratación y de operación esperadas por el Operador contribuyen a la robustez económica del proyecto. Sin embargo, bajo el escenario base, los costos pueden ascender a 26 USD por barril y el proyecto seguir siendo económicamente viable antes de ISR. En términos de valor después de impuestos, el costo total puede llegar a 20 USD/bpce.

(Millones de dólares descontados a 10%)

Valor antes de impuestos



[Handwritten signature and initials]

Valor después de impuestos

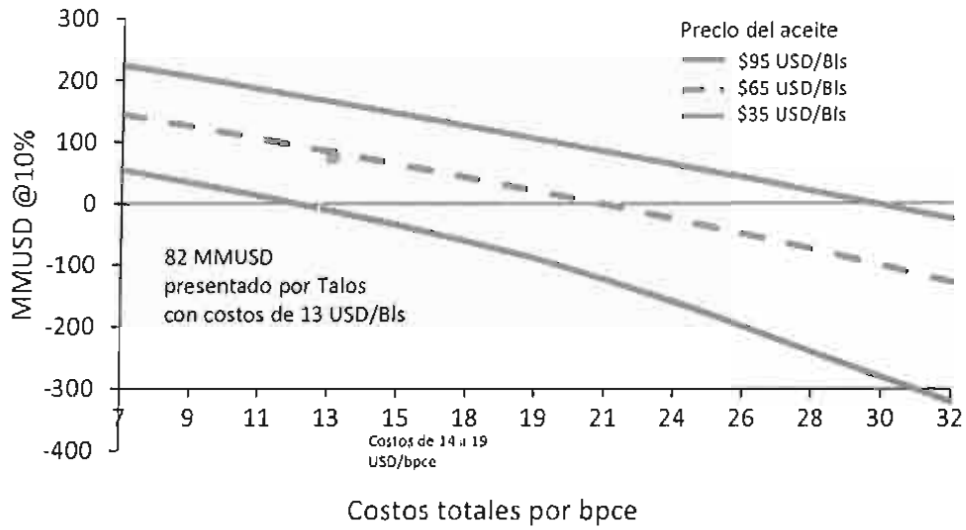


Figura 30. Valor presente esperado a favor el Operador vs. Costos totales

[Handwritten signatures and initials]

VII. Mecanismos de revisión de eficiencia operativa de la exploración

Conforme al análisis de las actividades que integran el Plan, la Comisión determina los siguientes indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa.

VII.1 Reprocesamiento sísmico

El desempeño en el reprocesamiento sísmico sería evaluado en términos de estudios concluidos y entregados a esta Comisión, así como en área asociada al volumen sísmico a reprocesar.

Entregable al término de la actividad	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio del reprocesamiento sísmico PSTM	1		
Estudio del reprocesamiento sísmico PSDM	1		

Tabla 8. Indicador de desempeño del reprocesamiento sísmico en función de los estudios entregados.

Entregable al término de la actividad	Área asociada al volumen sísmico a reprocesar (km ²)	Área asociada al volumen sísmico reprocesada (km ²)	Indicador: Área asociada al volumen sísmico reprocesada/Área asociada al volumen sísmico a reprocesar (km ² /km ²)
Volumen sísmico reprocesado (PSTM)	1,016		
Volumen sísmico reprocesado (PSDM)	1,016		

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

VII.2 Interpretación sísmica y caracterización de yacimientos

El desempeño en la interpretación sísmica y caracterización de yacimientos sería evaluado en términos de estudios concluidos y entregados a esta Comisión.

Entregable al término del estudio	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio	1		

Tabla 10. Indicador de desempeño de la interpretación sísmica y caracterización de yacimientos en función de los estudios entregados.

VII.3 Perforación de prospectos

El desempeño en esta actividad estará en función de los prospectos perforados, objetivos programados alcanzados y éxitos obtenidos.

Entregable al término de la actividad	Prospectos a perforar	Pozos perforados	Indicador: Pozos perforados / Prospectos a perforar
Número de pozos perforados	1		

Tabla 11. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función del avance.

Entregable al término de la actividad	Objetivos a alcanzar	Objetivos alcanzados	Indicador: Objetivos alcanzados / Objetivos a alcanzar
Objetivos geológicos alcanzados para cada prospecto	1		

Tabla 12. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los objetivos alcanzados.

Entregable al término de la actividad	Cantidad de resultados exitosos a alcanzar	Cantidad de resultados exitosos alcanzados	Indicador: resultados exitosos alcanzados / resultados exitosos a alcanzar
Número de resultados exitosos en los pozos	1		

Tabla 13. Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los éxitos alcanzados.

VII.4 Estudios de prospectos

El desempeño en la documentación de prospectos será evaluado en términos de estudios concluidos y entregados a esta Comisión.

Entregable al término del estudio	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio 1	1		

Tabla 14. Indicador de desempeño de la actualización de modelos de yacimientos en función de los estudios entregados.

VII.5 Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos serán evaluados en función del cociente entre el volumen de recursos prospectivos y el volumen de recursos descubiertos, en ambos casos considerando el escenario mejor estimado.

Edad	Intervalo preliminar (m)	Recursos Prospectivos (MMbpce)	Recursos Descubiertos (MMbpce)	Indicador Recursos Descubiertos/Recursos Prospectivos
Plioceno Inf./ Mioceno Inf.	2,733-4,000	142		

Tabla 15. Indicador de desempeño para el volumen de recursos prospectivos.

VII.6 Programa de Inversiones

El desempeño para evaluar el programa de inversiones será en términos de los recursos erogados contra los programados.

Sub-actividad		Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i.	General	18,506,984		
ii.	Geofísica	1,351,000		
iii.	Geología	190,000		
iv.	Pruebas de Producción	0		
v.	Ingeniería de Yacimiento	150,000		
vi.	Otras Ingenierías	0		
vii.	Perforación de Pozos	53,876,000		
viii.	Seguridad Salud y Medio Ambiente	960,220		
Programa de Inversiones en México		75,034,204		

Tabla 16. Indicador de desempeño para el ejercicio del programa de inversiones.

VII.7 Contenido Nacional

Para el seguimiento del cumplimiento del Programa de Cumplimiento Nacional se registrará el gasto y porcentaje alcanzado por año.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 1 (Programado)		Periodo 1 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	16.4	93%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	3.7	6%		

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 1 (Programado)		Periodo 1 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con el contrato.	0.0	0%		
iv.	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:				
		Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	0.0	0%		
		Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	0.0	0%		
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	0.0	0%		
		4. Formación especializada	0.9	100%		
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	0.0	0%		
v.	Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.	0.0	0%		

Tabla 17. Indicador de desempeño para el contenido nacional, periodo 1.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 2 (Programado)		Periodo 2 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	3.4	50%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	2.9	8%		
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con el contrato.	0.0	0%		
iv.	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:				
		1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	0.0	0%		
		2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	0.0	0%		
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	0.0	0%		
		4. Formación especializada	3.8	100%		
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	0.0	0%		

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 2 (Programado)		Periodo 2 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
v.	Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.	0.0	0%		

Tabla 18. Indicador de desempeño para el contenido nacional, periodo 2.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 3 (Programado)		Periodo 3 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	257.9	25%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	3.1	8%		
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con el contrato.	0.0	0%		
iv.	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:				

Handwritten signatures and initials, including a large 'H' and other illegible marks.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 3 (Programado)		Periodo 3 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
		1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	0.0	0%		
		2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	0.0	0%		
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	0.0	0%		
		4. Formación especializada	3.8	100%		
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	0.0	0%		
v.	Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.	0.0	0%		

Tabla 19. Indicador de desempeño para el contenido nacional, periodo 3.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 4 (Programado)		Periodo 4 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	0.7	36%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados	1.0	8%		

[Handwritten signature and initials]

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 4 (Programado)		Periodo 4 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
		directamente por el contratista.				
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con el contrato.	0.0	0%		
iv.	Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:				
		1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	0.0	0%		
		2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	0.0	0%		
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	0.0	0%		
		4. Formación especializada	2.3	100%		
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	0.0	0%		

No.	Concepto	Definición de acuerdo a la Guía de la Secretaría de Economía	Periodo 4 (Programado)		Periodo 4 (Real)	
			Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	Gasto en millones de pesos
v.	Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.	0.0	0%		

Tabla 20. Indicador de desempeño para el contenido nacional, periodo 4.

[Handwritten signatures and initials]

VII.8 Programa Mínimo de Trabajo

En seguimiento al cumplimiento de metas en términos de unidades de trabajo se monitorearán las unidades de trabajo programadas en comparación con las ejercidas.

Actividad	Unidades de trabajo	Indicador Unidades de trabajo programadas/Unidades de Trabajo ejercidas
Reprocesamiento sísmico	3104	
Perforación pozo inicial	46000	
Registro continuo regular (correlación y resistividad)	3080	
Registro continuo regular (porosidad y propiedades de la roca)	1750	
Registro continuo especial (FMI, CMR)	5250	
Registro continuo especial (VSP)	4950	
Núcleos de pared lateral	540	
Análisis de núcleo de pared	1600	
Presiones MDT	1500	
Muestras MDT	200	
Estudio PVT (número)	200	
Perforación con desviación de trayectoria geológica	48000	
Registro continuo regular ST (2 curvas)	4178	
Registro continuo regular ST (2 curvas)	2458	
Registro continuo especial (FMI, CMR)	7374	
Núcleos de pared lateral	360	
Análisis de núcleo de pared	1080	
Presiones MDT	1500	
Muestras MDT	200	
PVT (número)	200	
Total de unidades de trabajo a ejercer de acuerdo a las actividades del Plan	133,624	

Tabla 21. Indicador de desempeño para las unidades de trabajo ejercidas.

VIII. Programa de Administración de Riesgos

La Comisión emite este dictamen y la aceptación correspondiente al Plan, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

El Programa de Administración de Riesgos presentado conforme a la cláusula 14.3 del Contrato, así como los artículos 13 y 14 de Lineamientos fue evaluado por la Agencia y aceptado.

El Programa de Administración de Riesgos contiene las políticas de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente en términos del artículo 130 de la Ley y 13 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Como parte integrante del Dictamen del Plan de Exploración del Área correspondiente al Contrato CNH-R01-L01-A2/2015, el Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Operador y aceptado por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos ASEA, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0274/2016.



IX. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología

La Comisión emite este dictamen y la aprobación correspondiente al Plan, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional presentado conforme a la cláusula 19.3 del Contrato, así como los artículos 13 y 14 de Lineamientos fue evaluado por la Secretaría de Economía y aprobado en los siguientes términos:

Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3		Periodo 4	
		Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	16.4	93%	3.4	50%	257.9	25%	0.7	36%
Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	3.7	6%	2.9	8%	3.1	8%	1.0	8%
Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con el contrato.	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%

Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3		Periodo 4	
		Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
Transferencia de tecnología	Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:								
	1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
	2. Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
	3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
	4. Formación especializada	0.9	100%	3.8	100%	3.8	100%	2.3	100%
	5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Infraestructura	Se refiere al monto de gasto en infraestructura física local o regional que se realizará en cada etapa del proyecto.	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
Subtotal		21.1	27%	10.1	20%	264.7	25%	4.1	23%
Total								299.9	24%

Tabla 22. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional presentado considera la participación local en el proyecto, de conformidad con el artículo 126 de la Ley y la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos emitida por la Secretaría de Economía.

Como parte integrante del Dictamen del Plan de Exploración del área correspondiente al Contrato CNH-R01-L01-A2/2015, el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional fue presentado por el Operador y de acuerdo al análisis realizado por la Secretaría de Economía, informa mediante oficio UCN.430.2016.0100, que el Operador está en condiciones de cumplir con el porcentaje mínimo de contenido nacional establecido en el Contrato para la etapa de exploración.

X. Resultado del dictamen

La Comisión Nacional de Hidrocarburos, mediante el presente Dictamen Técnico, resuelve en sentido favorable y aprueba el Plan de Exploración para el Área Contractual 2, correspondiente al Contrato CNH-R01-L01-A2/2015, en virtud de los siguientes elementos de valor:

Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

En términos del análisis realizado por esta Comisión al Plan presentado por el Operador, se advierte una exploración eficiente en términos de la estrategia planteada y de los tiempos programados para la ejecución. Es acorde con los objetivos planteados por el Operador, ya que la ejecución del mismo, a través de la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías apropiadas a la etapa del proceso exploratorio en el que actualmente se encuentra el Área Contractual, permitiría incrementar el volumen de reservas a incorporar y con esto generaría un beneficio para el Estado, así como la maximización de valor en el área, para aportar en el aceleramiento del conocimiento del potencial petrolero del país.

De lo anterior, esta Comisión identifica que la estrategia exploratoria definida dentro del Plan, contiene el sustento técnico y bases sólidas para alcanzar los objetivos en la etapa de exploración del Área Contractual, dando pauta al incremento del conocimiento geológico dentro del área.

La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

Derivado del análisis realizado por esta Comisión al documento técnico presentado por el Operador, resulta necesario aclarar que la aplicación de la secuencia de procesamiento definida en el Plan, permitiría incrementar

la mejora en la calidad de la imagen sísmica, y por ende generar un mayor conocimiento del área mediante la aplicación de algoritmos de última generación. Para el caso de perforación de prospectos, se ha identificado la optimización de recursos en el diseño de los pozos y en el programa de adquisición de datos, generando distintos escenarios para la evaluación de las formaciones objetivo. Lo anterior de conformidad con el análisis llevado a cabo por esta Comisión, en términos del numeral VI, inciso A.

La observancia de las mejores prácticas de la industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos.

En relación a la información proporcionada por el Operador, acorde a las mejores prácticas internacionales, el programa de actividades, considera la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías de última generación para obtener un mayor conocimiento de las formaciones con características para contener hidrocarburos, y con actividades de reprocesamiento de información sísmica, estudios de interpretación sísmica e información adquirida durante y posterior a la perforación de los prospectos, para la generación y/o actualización de los modelos geológicos, para definir y proponer prospectos exploratorios adicionales.

De lo anterior, se refleja que las actividades exploratorias quedarían orientadas a la generación de un beneficio para el Estado, para lo cual, y en sentido de ejecutarse el Plan, se concluye que se aplicarían las mejores prácticas, de conformidad con el análisis presentado en el numeral VI, inciso A.

Las actividades programadas conforme al área a explorar.

De las actividades exploratorias incluidas en el Plan y en el contexto técnico que engloban la ejecución de las mismas, resultan adecuadas en términos técnicos dadas las características de geología compleja,



propiamente con la presencia de tectónica salina en el Área Contractual. Lo anterior, conforme al análisis presentado en el numeral VI, inciso A, Criterios técnicos y estratégicos de este dictamen.

Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero o incorporación de reservas.

El Operador presenta un Plan sustentado, acorde con las condiciones geológicas del área, donde el objetivo inicial es el de generar imágenes del subsuelo de buena calidad para definir y delimitar los cuerpos salinos, además de los límites del yacimiento. En este sentido, establece su estrategia exploratoria sustentada en el reprocesamiento de información sísmica, mediante la aplicación de algoritmos de última generación, los cuales permitirían incrementar la calidad del dato sísmico y generar imágenes sísmicas más representativas a partir de datos existentes. Así mismo, el Plan considera la perforación de un prospecto vertical (Pakal) el cual permitiría obtener mayor información de las características geológicas, calibrar la sísmica y definir formaciones con buenas características petrofísicas capaces de contener hidrocarburos. De lo anterior, el Operador podría ajustar la ubicación de los prospectos sustentada por el reprocesamiento sísmico, definiendo una mejor ubicación para trazar la trayectoria hacia los objetivos geológicos considerados dentro del Plan.

Asimismo, se establece la perforación de una trayectoria desviada, orientada a la evaluación a detalle de las formaciones que contienen hidrocarburos dentro de la estructura asociada a cuerpos salinos, ya que mediante esta trayectoria se pudiera evaluar recursos prospectivos en zonas debajo de la sal, que el prospecto vertical no identificaría.



El pronóstico de la incorporación de Reservas.

El Plan presentado por el Operador incluye un pronóstico de incorporación de reservas a través de la perforación del prospecto Pakal y su trayectoria desviada asociada, para el cual se presenta una estimación de reservas a incorporar en un rango de incertidumbre que va de 52 a 78 MMb.

Elaboraron**M. en I. Oscar Mancera Alejándrez**

Director de Área

**Mtra. María Adamelia Burgueño
Mercado**

Directora General Adjunta

Validaron**Dr. Felipe Ortuño Arzate**Director General de Evaluación del
Potencial Petrolero**Mtro. Fausto Álvarez Hernández**Director General de Estadística y
Evaluación Económica