CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L01-A7/2015

Dictamen del Plan de Exploración

Área Contractual 7

Operador Talos Energy Offshore México 7, 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 14
IV. BASES PARA LA DICTAMINACIÓN DEL PLAN DE EVALUACIÓN 15
V. ANÁLISIS DE LAS ACTIVIDADES DEL PLAN DE EVALUACIÓN 17
V.1 ASPECTOS TÉCNICOS Y ESTRATÉGICOS 17
V.1.1 REPROCESAMIENTO SÍSMICO - MIGRACIÓN PRE-APILADO EN TIEMPO Y PROFUNDIDAD (PSTM-PSDM). 20
V.1.2 ESTUDIOS EXPLORATORIOS 29
V.1.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS 30
V.1.4 PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS 30
V.1.5 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO 40
V.2 RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y RESERVAS A INCORPORAR 40
V.3 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO 42
VI. ANÁLISIS ECONÓMICO 47
VI.1 PROGRAMA DE INVERSIONES 47
VI.1.1 CRITERIOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN 48
VI.1.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INVERSIONES PROGRAMADAS 49
VI.1.3 ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE INVERSIONES 51
VI. 2 EVALUACIÓN DE INDICADORES ECONÓMICOS 64
VII. MECANISMOS DE REVISIÓN DE EFICIENCIA OPERATIVA DE LA EXPLORACIÓN 71
VII.1 REPROCESAMIENTO SÍSMICO 71
VII.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS 72
VII.3 PERFORACIÓN DE PROSPECTOS 72
VII.4 ESTUDIOS DE PROSPECTOS 73
VII.5 RECURSOS PROSPECTIVOS 73
VII.6 PROGRAMA DE INVERSIONES 73
VII.7 CONTENIDO NACIONAL 74
VII.8 UNIDADES DE TRABAJO 79
VIII. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 80
IX. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 81
X. RESULTADO DEL DICTAMEN 84

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-A7/2015 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 7, 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-A7/2015 (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 7, 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 74-112 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 7, 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 7, 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 7, 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 66,000 unidades de trabajo establecidas como Programa

Mínimo de Trabajo. En este mismo periodo podrá ejercer, parcial o totalmente, el equivalente a 6,600 unidades de trabajo adicionales comprometidas, que representan el 10% de incremento al Programa Mínimo de Trabajo, o en su caso, realizarlas en el Periodo Adicional de Evaluación, quedando como compromiso total 72,600 unidades de trabajo a ejercer. 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 marina correspondiente a la provincia geológica Salina del Istmo. Cubre una superficie total de 464.799 km² con un tirante de agua aproximado de 150 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.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°44'00"	18°54'00"
2	93°32'00"	18°54'00"
3	93°32'00"	18°42'00"
4	93°44'00"	18°42'00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del área contractual.

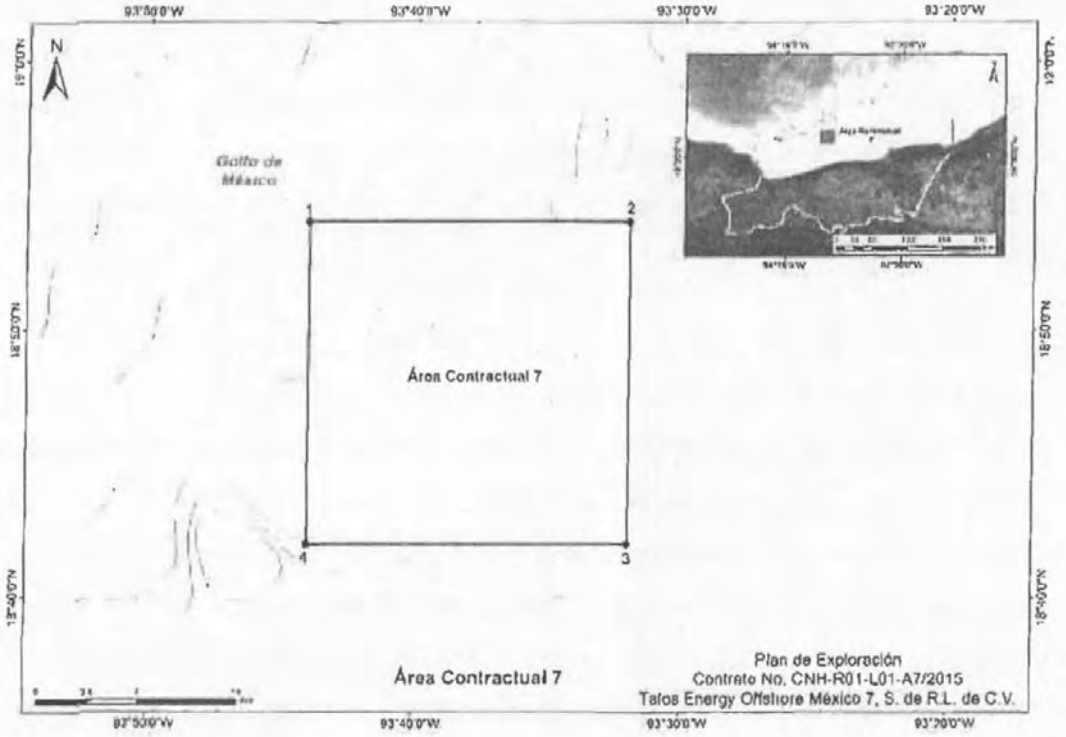


Figura 1. Ubicación del Área Contractual CNH-R01-L01-A7/2015.

La probabilidad media de los recursos prospectivos asociados al área contractual estimados al 2014 es de 102 MMbpce, con datos de la Comisión.

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El presente dictamen técnico para el plan de Evaluación que incluye el Área Contractual 7 se llevó a cabo tomando en consideración los siguientes documentos, actos de presentación y reuniones de trabajo de conformidad con el procedimiento establecido en los Lineamientos, los cuales se detallan a continuación.

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 e datos de campo, mediante oficio de fecha 12 de mayo de 2016.

III.1 Presentación del plan de Exploración

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

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. Por su parte, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica de la Comisión llevó a cabo la revisión, análisis y validación del Programa de Inversiones.

En respuesta, mediante el oficio UCN.430.2016.041 del 22 de enero de 2016, la Secretaría de Economía remite sus observaciones sobre el Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional. Por su parte, la Agencia, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0089/2016 del 26 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, mediante el oficio 220.0155/2016 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 17 de febrero de 2016.

Asimismo, la información presentada por el Operador fue nuevamente remitida para su verificación y validación a la Secretaría de Economía en oficio 220.0315/2016 del 18 de febrero de 2016, la cual informó mediante oficio UCN.430.2016.049 del 23 de febrero de 2016 que la documentación remitida cumple satisfactoriamente con la información solicitada. También a la Agencia se le remitió de nuevo mediante oficio 220.0303/2016 del 18 de febrero de 2016, la cual informó con oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0178/2016 del 23 de febrero de 2016, que las observaciones fueron subsanadas a satisfacción por el Operador. 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 son satisfactorios.

III.4 Declaratoria de suficiencia de información

Con los elementos antes evocados, la Comisión, mediante el oficio 220.0355/2016 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.

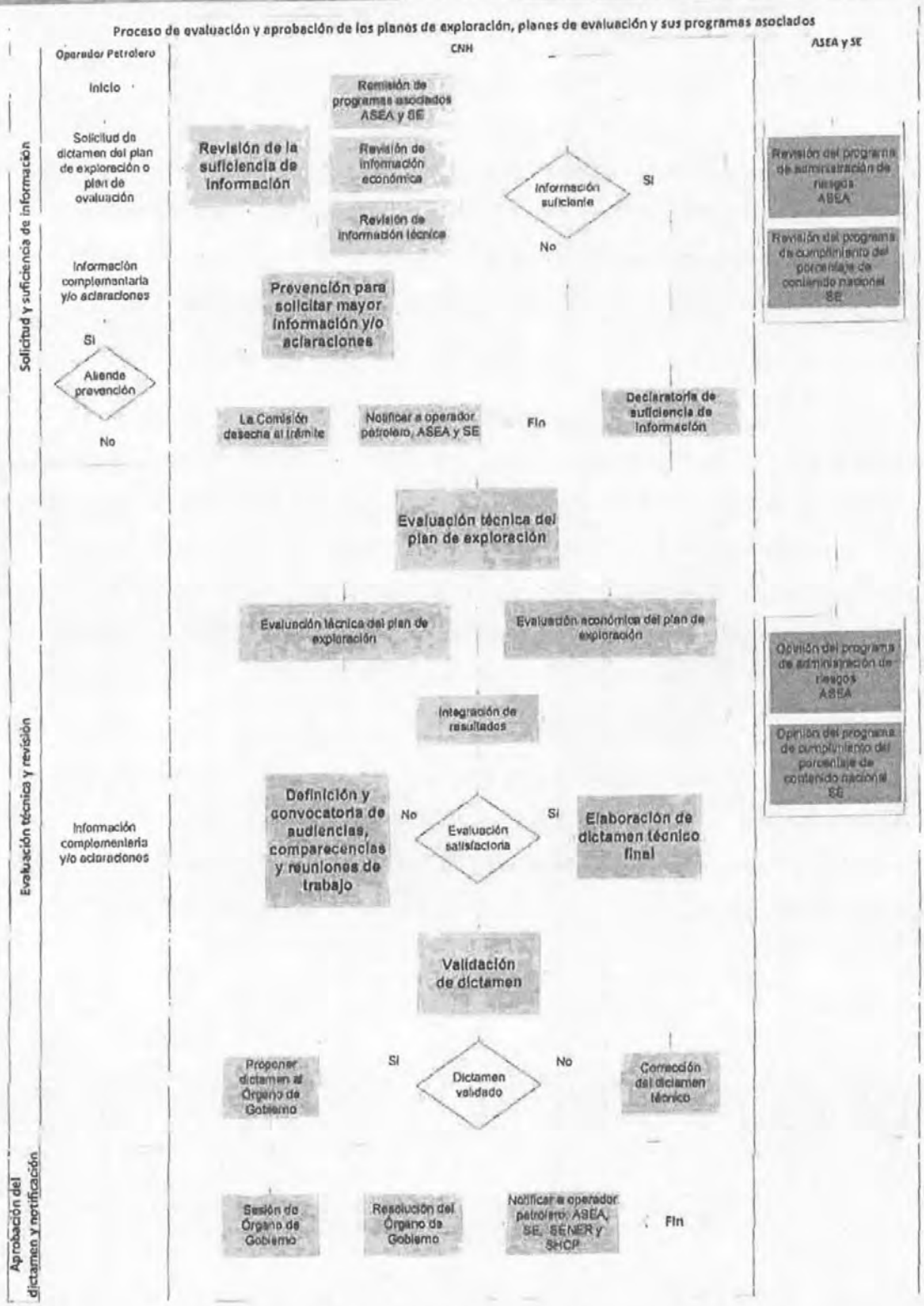


Figura 2. Proceso de evaluación del Dictamen Técnico y Resolución.

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 30 de noviembre de 2015, la Comisión y el Operador llevaron a cabo una audiencia con el objetivo de revisar la información referente a estudios superficiales terrestres y en aguas profundas, además, la Comisión explicó el proceso a seguir para las solicitudes de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial y el procedimiento para la adquisición de información sísmica y pozos disponibles.

El 4 de febrero de 2016, se realizó una audiencia en la cual el Operador comunicó a la Comisión dudas relacionadas con el registro en el Padrón de Operadores y Empresas de Exploración y Producción.

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/2016/0273/2016 del 30 de marzo de 2016 resuelve que acepta 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.430.2016.099 del 20 de junio de 2016 informa que el Operador está en condiciones de cumplir con el Programa del Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional relacionado al Plan.

IV. Bases para la dictaminación del Plan de Evaluación

El Artículo 7 de los Lineamientos establece, como principio y criterios que rigen la evaluación técnica de los Planes, la maximización del valor de los hidrocarburos. Adicionalmente, la Comisión consideró las siguientes funciones que tiene atribuidas en los 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 Evaluación

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 fueron identificados los alcances y objetivos resultando 5 rubros principales:

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

Asimismo, el cronograma de actividades fue analizado en forma similar (figura 3). Conforme a lo anterior, 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 autorizaciones necesarias para llevar a cabo la perforación. Conforme se realicen avances 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 2 años (septiembre 2015-octubre 2017). Lo anterior, sin detrimento de que el Primer Periodo de Evaluación contempla 4 años por lo que el Operador podría presentar modificación o un nuevo 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.

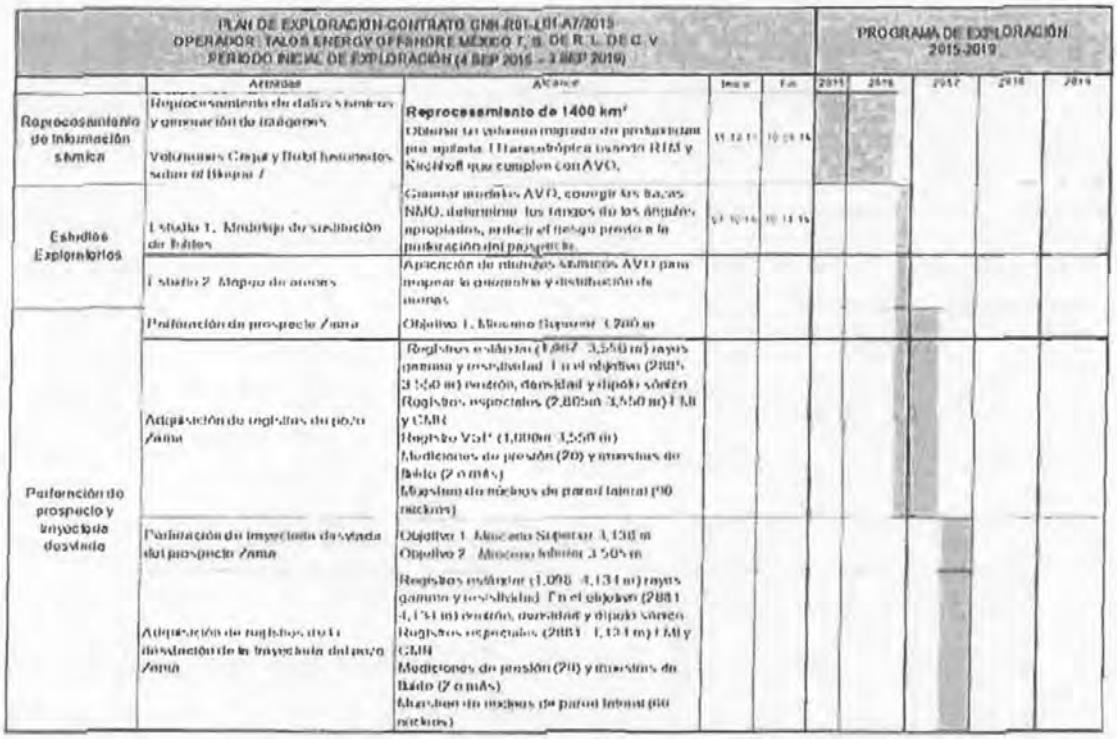


Figura 3. Cronograma de actividades integrado del Plan de Evaluación presentado por el Operador.

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 como actividad principal 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 hidrocarburo 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.

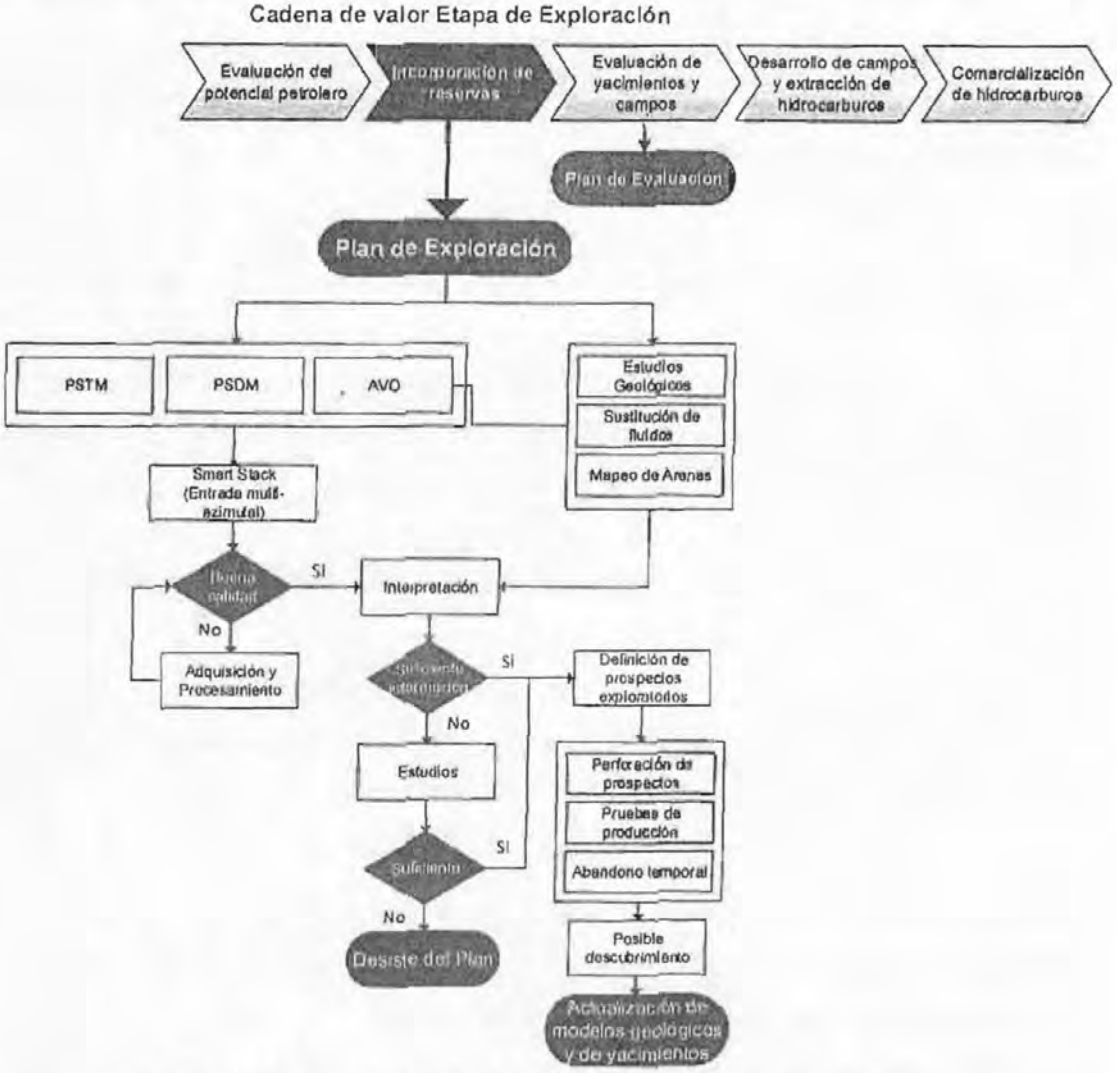


Figura 4. Diagrama de flujo de las actividades del Plan de Exploración.

Lo anterior sin perjuicio de que el Plan relaciona una serie de actividades para el cumplimiento de obligaciones contractuales y otras normativas referente 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, lo cual, en incisos

posteriores se detallará por conjunto de actividades, 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: Prospección Sísmica Tridimensional de PGS Bolol y Prospección Sísmica Tridimensional de CGG Cequi. De la información proporcionada en el Plan de Exploración, el Operador define que llevará a cabo una etapa de reprocesamiento sísmico a partir de los volúmenes disponibles, mediante un estudio denominado "Reprocesamiento y generación de imágenes de los volúmenes Cequi y Bolol 3D fusionados sobre el área del Bloque 7". En este sentido, y mediante la ejecución de las actividades planteadas para la etapa de reprocesamiento sísmico, se pretende unificar ambos levantamientos, ya que presentan una superposición espacial sobre el Área Contractual (Figura 5).

Asumiendo que los resultados que se obtengan sean positivos, la Comisión opina que estas actividades permitirían obtener una mejor calidad de los datos sísmicos y generar imágenes del subsuelo con mayor detalle, orientando la estrategia exploratoria hacia una reducción de incertidumbre asociada a los prospectos exploratorios en ambientes de tectónica salina.

De la información sísmica disponible, los estudios que serían utilizados en la etapa de reprocesamiento, de manera general se mencionan a continuación:

1. Prospección Sísmica Tridimensional Bolol. Este levantamiento fue adquirido en 2004, el cual tiene un cubrimiento sísmico de aproximadamente 4,109.7 km^2.

2. Prospección Sísmica Tridimensional Cequi. Es un levantamiento sísmico 3D adquirido en 2010, con un cubrimiento sísmico total de 2624.7 km^2. Cabe señalar, que debido a que este levantamiento fue adquirido en años relativamente recientes, tiene una longitud mayor de cable en comparación con el levantamiento sísmico Bolol, lo que sugiere un área de mayor iluminación y mejora en la calidad de los datos sísmicos (Figura 6).

De lo anterior, resulta evidente que el reprocesamiento sísmico, permitiría obtener una mejor calidad de los datos sísmicos y generar imágenes del subsuelo con mayor detalle, permitiendo orientar la estrategia exploratoria hacia una reducción de incertidumbre asociada a los prospectos exploratorios en ambientes de tectónica salina.

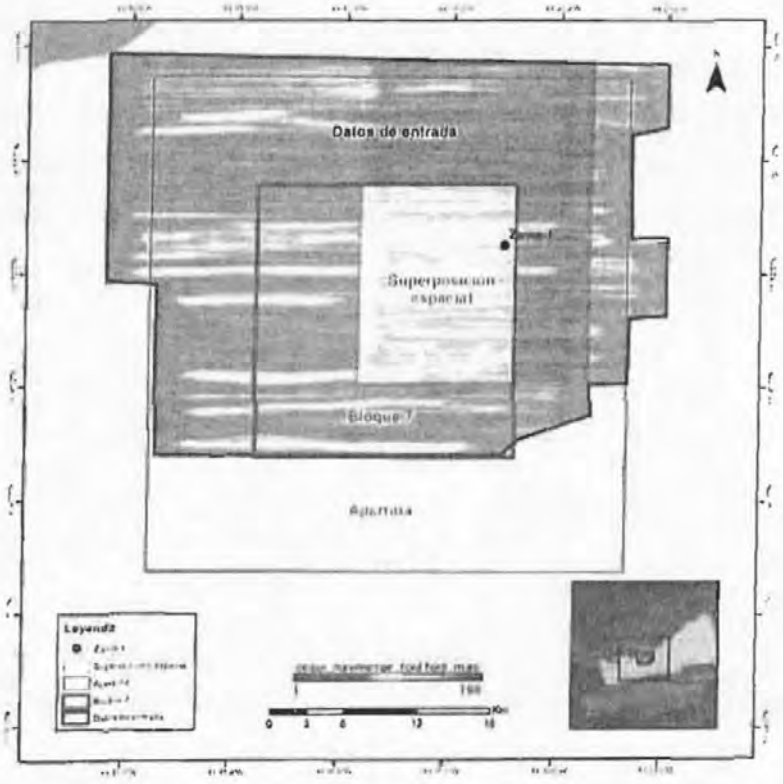


Figura 5. Superposición espacial de la información sísmica que cubre la superficie del Área Contractual.

Figura 6. Sección sísmica del volumen PSDM_Cequi, donde se muestra la calidad de los datos sísmicos, además donde se identifican zonas asociadas a cuerpos salinos.

El área total de cubrimiento sísmico disponible para el Área Contractual a reprocesar, incluyendo el *buffer* de 9 km es de 1,400 km^2. Esta información fue proporcionada por esta Comisión con el objetivo de disponer de un volumen adicional para iluminar una mayor área de interés. El área y la dirección de los levantamientos sísmicos disponibles se muestran en las figuras 7 y 8, donde la dirección del levantamiento proporciona información sobre las áreas de mejor iluminación sísmica dados los objetivos planteados durante el diseño para la adquisición.

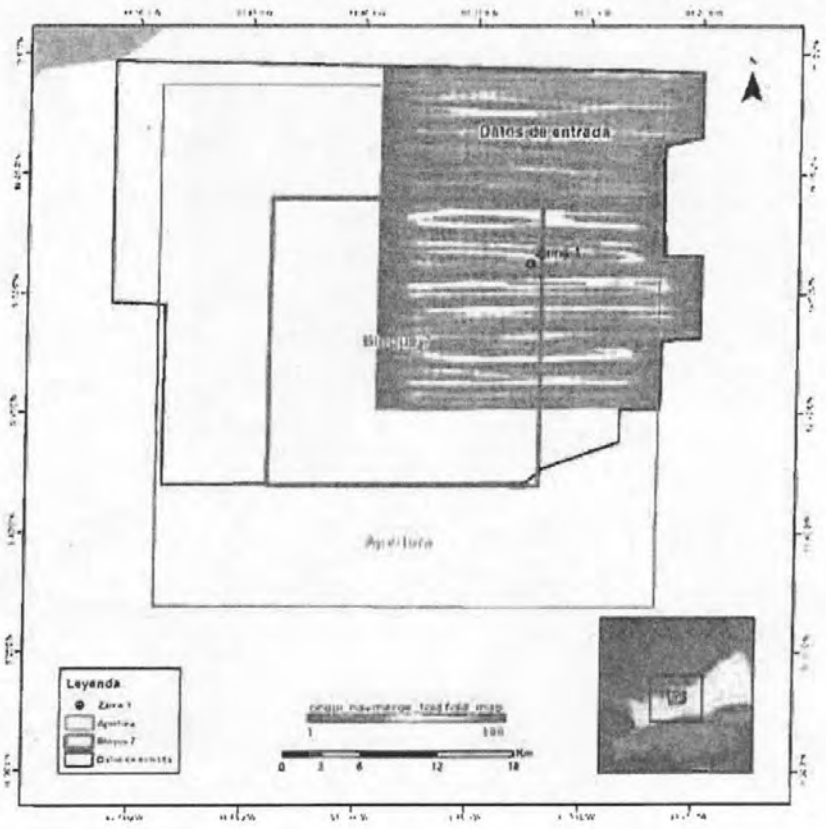


Figura 7. Dirección de adquisición de la Prospección Sísmica Tridimensional Bolol.

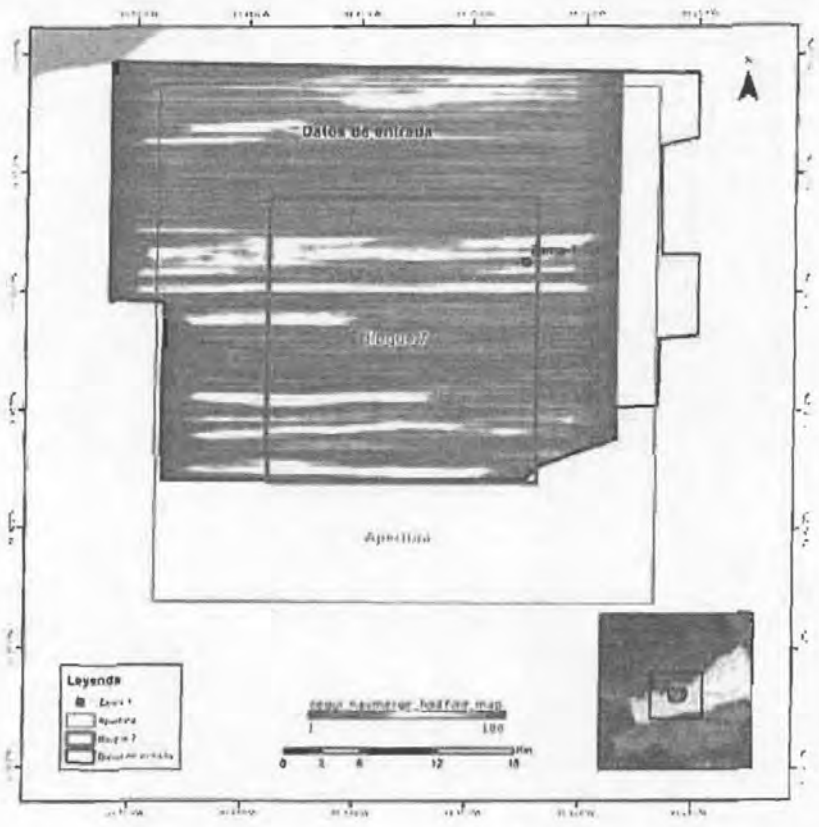


Figura 8. Dirección de adquisición de la Prospección Sísmica Tridimensional Cequi.

El tiempo estimado para realizar dicho reprocesamiento es de 10 meses tanto en tiempo como en profundidad. En este sentido, la Comisión tomó como referencia el registro de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) que diversas compañías internacionales han solicitado, así como las actividades comparables contenidas en los planes de exploración de los contratos hasta ahora otorgados a particulares; para ambos casos se consideró el área a reprocesar y el tiempo de duración estimado (figura 9). En dicha gráfica, se identifica que a mayor área a procesar, mayor tiempo de ejecución. De esta comparación se concluye que 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.

Para la ejecución de las actividades de procesamiento sísmico propuestas en el Plan, en términos de reconocimiento y exploración superficial, el Operador deberá cumplir con la normatividad vigente que esta Comisión emita, en dicha materia.

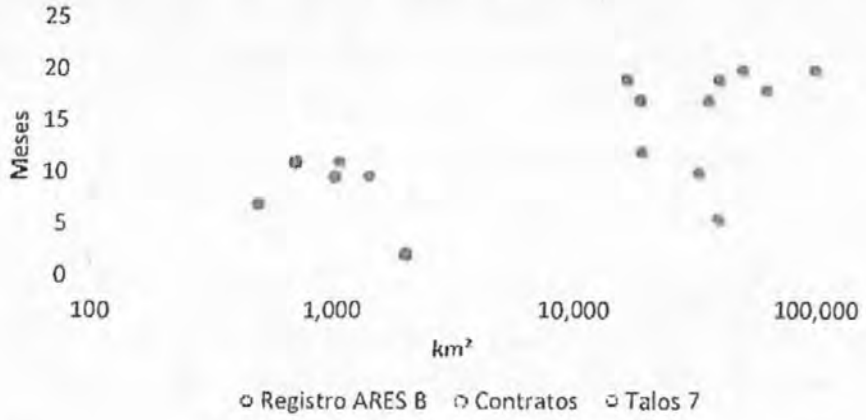


Figura 9. Área a reprocesar, donde se incluye un borde de 6 km asociado al Área Contractual.

Para el supuesto de la ejecución del Plan, y considerando la información disponible para la etapa de reprocesamiento sísmico, sin duda representa la actividad de mayor impacto, toda vez que se vislumbran grandes retos técnicos asociados a la tectónica salina, que van desde la regularización, fusión y sincronización de la amplitud de los datos sísmicos antes de la etapa de reprocesamiento y hasta la generación propiamente de imágenes del subsuelo. Sin embargo y derivado del análisis realizado por esta Comisión, el resultado del reprocesamiento mediante la aplicación de algoritmos de última generación, tal es el caso [redacted] permitiría incrementar la calidad de los datos sísmicos y por ende generar volúmenes más representativos del subsuelo, dada la complejidad geológica presente en el Área Contractual.

Los algoritmos a utilizar en la etapa de reprocesamiento se detallan a continuación:

- [redacted]

- [redacted]

Para el caso de los algoritmos [redacted] se identifica que son técnicas factibles dada la naturaleza de los datos disponibles y la complejidad geológica presente en el área, ya que su aplicación permitiría definir la geometría de estructuras asociadas a tectónica salina mediante múltiples trayectorias de onda, así como preservar la amplitud.

Considerando la aplicación de algoritmos de última generación en la etapa de reprocesamiento y generación de imágenes mediante los volúmenes sísmicos, se pretende incorporar nuevas herramientas y tecnologías para dar mayor sustento a los prospectos exploratorios dentro del Área Contractual, siendo estas:

- [redacted]

De la información proporcionada por el Operador, el flujo de trabajo para PSDM queda establecido de la siguiente manera:

[redacted]

[redacted]

Para el caso del flujo de trabajo PSTM, se considera:

1. [redacted]
2.
3.
4.

Para el programa de trabajo con AVO/AVAZ, la secuencia a utilizar es la siguiente:

- [redacted]

Derivado de la secuencia específica para el reprocesamiento y aplicación de nuevas tecnologías a partir de los resultados de la etapa de reprocesamiento, la secuencia definida dentro del Plan permitirla considerar la utilización del volumen y trazas [redacted]

[redacted]

Del análisis realizado por esta Comisión sobre las técnicas a utilizar, se identifica que el reprocesamiento sísmico es la base para la ejecución del Plan, derivado de las características geológicas presentes en el Área, asociado a la tectónica salina. Sin embargo, y considerando las técnicas de última generación a utilizar, se identifican adecuadas para las características geológicas del subsuelo dentro del Área Contractual, para la calidad de datos sísmicos con que cuenta el Operador y acorde a los objetivos planteados. 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 a los prospectos propuestos debajo y en el flanco del domo salino presente, además de proveer de información de mejor calidad en el Área Contractual en aras de la identificación de opciones exploratorias adicionales.

Se hace la aclaración de que el área para ser considerada en el presupuesto, se restringe a la incluida dentro de la zona de apertura, la cual fue calculada por esta Comisión en 1178 km^2, tal como se presenta en la figura 10.

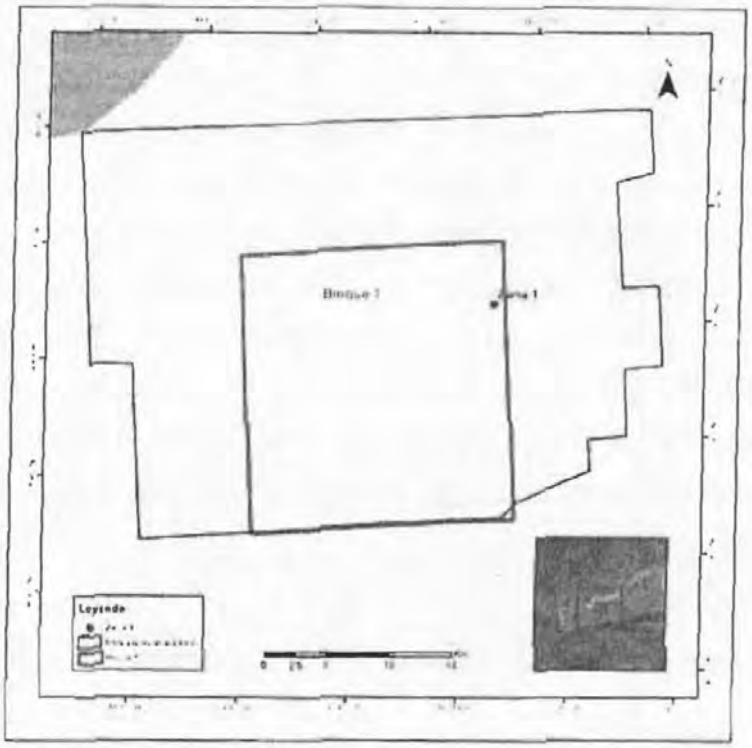


Figura 10. Identificación del área a considerar en el presupuesto dentro de la zona de apertura.

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 Zama-1. Sin embargo, también propone identificar y definir otros prospectos durante la ejecución del Plan de Exploración.

V.1.4 Perforación de prospectos exploratorios

De la información proporcionada por el Operador, la propuesta del prospecto Zama queda definida hacia una secuencia clástica del Mioceno Superior (3200 m TVD), sin embargo es importante remarcar que no existen pozos dentro del Área Contractual, en este sentido la ubicación del prospecto Zama está basada en un análisis preliminar de la información sísmica disponible, del conocimiento geológico que se tiene sobre el área y la información de pozos que se encuentran fuera del límite del área, específicamente: Hokchi-1, Tecoalli-1, Miztón-1 y Amoca-1 (Figura 11).

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

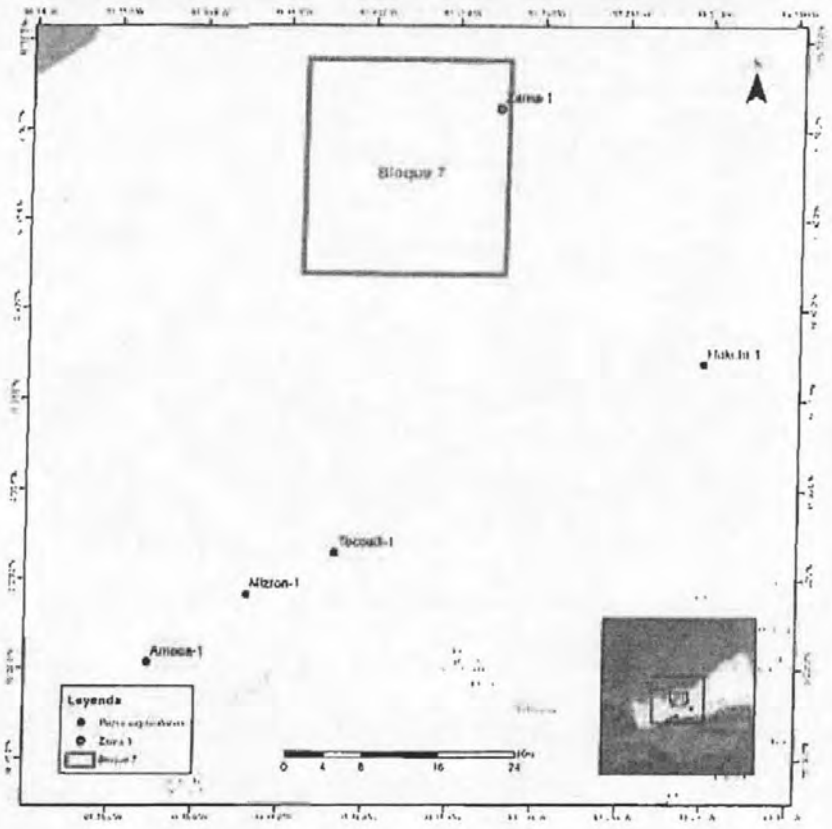


Figura 11. Ubicación del prospecto Zama y pozos exploratorios.

Del análisis realizado, se observa que el prospecto Zama atravesaría varias formaciones geológicas hasta llegar al objetivo planteado, lo que requiere el conocimiento geológico de dichas formaciones y la identificación de posibles zonas con contenido de hidrocarburos (Figura 12).

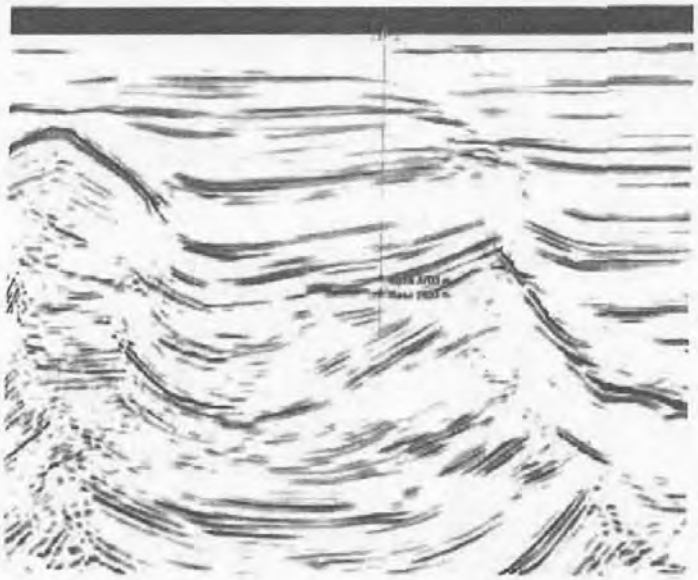


Figura 12. Sección sísmica donde se identifica la cima y la base del objetivo.

La siguiente figura muestra la configuración estructural asociada al prospecto exploratorio Zama-1 y su desviación geológica, donde resulta evidente que la ubicación está buscando la parte más alta de la estructura, considerando su ubicación en el límite de la porción este del área Contractual a través de la trayectoria desviada. A partir de la configuración estructural, y considerando los límites del Área Contractual, el área asociada a la evaluación de los recursos mediante el prospecto Zama-1 y su desviación es aproximadamente 29.7 km^2. Sin embargo, como se muestra en la imagen la parte más alta de la estructura se encuentra fuera de los límites del Área, siendo un área total asociada a la estructura de 37.1 km^2 en la que se pudieran evaluar recursos.

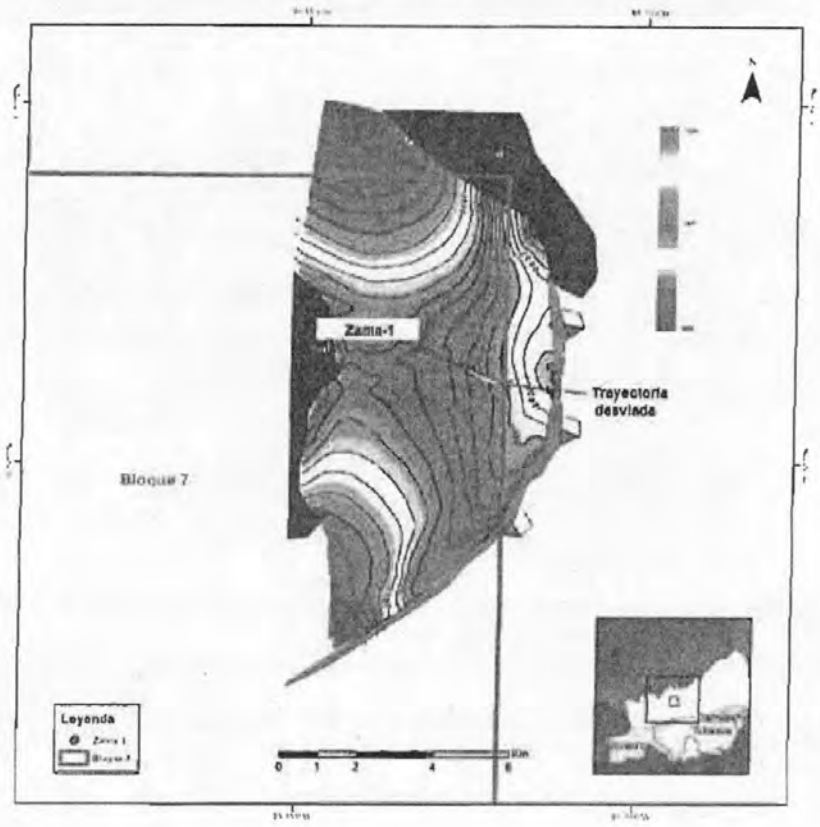


Figura 13. Mapa estructural donde se muestra la ubicación del prospecto Zama y su trayectoria desviada.

El prospecto exploratorio Zama además de la perforación inicial con trayectoria vertical, considera una desviación a partir de un *side track* programado, lo que permitiría evaluar estratégicamente los objetivos geológicos presentados en el Plan, considerando posibles acumulaciones afectadas estructuralmente por intrusión salina, es decir, debajo del domo salino (Figura 14).

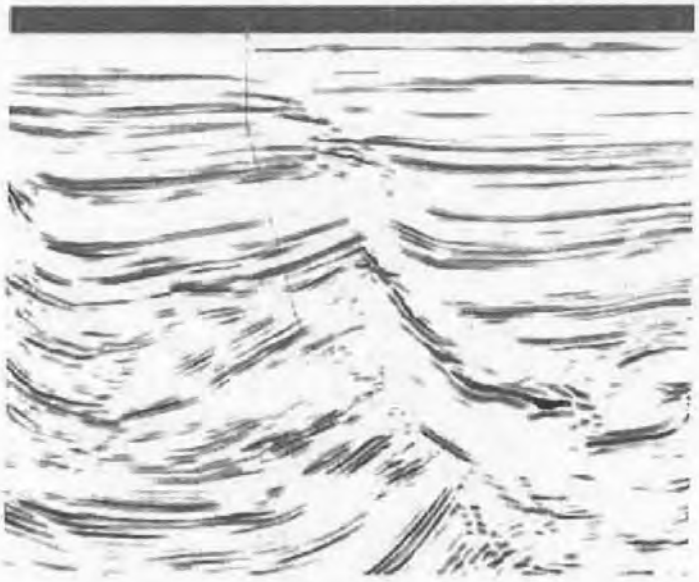


Figura 14. Sección sísmica donde se muestra la trayectoria desviada asociada al prospecto Zama.

Sobre la propuesta exploratoria, la Comisión opina que presenta una componente estratégica importante en razón de las siguientes consideraciones identificadas por la Comisión:

- El prospecto se ubica en una zona de mini cuencas asociadas al movimiento de sal, donde de acuerdo a la información sísmica se aprecia una columna estratigráfica potente, con un cierre echado arriba, presumiblemente contra sal, misma que conformaría el sello principal de alta eficiencia.
- La propuesta del pozo vertical investigaría la columna estratigráfica en una zona profunda de la mini cuenca, con lo que podría evaluarse el alcance del potencial petrolero de la trampa, y la eficiencia del funcionamiento local del sistema petrolero, para lo cual se propone un programa de adquisición de información durante la perforación adecuado.
- El prospecto Zama, incluye una desviación geológica planificada que permitiría mayor información de la estructura echado arriba y un entendimiento óptimo 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.

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 el prospecto Zama técnicamente viable para ser incluido dentro de dicho Plan. Al respecto cabe aclarar que, la consolidación del prospecto Zama será de acuerdo a los resultados que se obtengan del reprocesamiento sísmico y de los estudios que se generen con ese fin.

Actualmente el Operador únicamente identifica un prospecto en el Área Contractual, denominado Zama. Sin embargo, buscará identificar y definir otros prospectos durante la ejecución del Plan.

De acuerdo a la ubicación preliminar del prospecto Zama y considerando la proximidad respecto a la sal, la estrategia exploratoria es [redacted] Se combinaría la tecnología geológica y geofísica más reciente con la información analógica aplicable para la ubicación óptima del prospecto Zama-1.

Para definir plenamente el potencial en el área, el Operador perforaría el pozo inicial de prueba, cuyo diseño es vertical (Zama-1), con un tirante de agua de 150 m. Se propone en una posición intermedia de la columna potencial de petróleo en la estructura mapeada. La profundidad vertical que alcanzaría el pozo sería de 4000 m. Asumiendo que se encuentren algunas formaciones importantes con calidad de yacimiento, incluso si son húmedas, entonces el Operador [redacted]

En el prospecto Zama-1 el Operador identificó el "objetivo A", que corresponde al Mioceno Superior, este objetivo geológico estará apuntando a una columna clástica que va aproximadamente de los 3,200 mv a 3,400 mv. La columna geológica

prevista para el prospecto Zama se muestra en la Sección sísmica transversal de la figura 15.

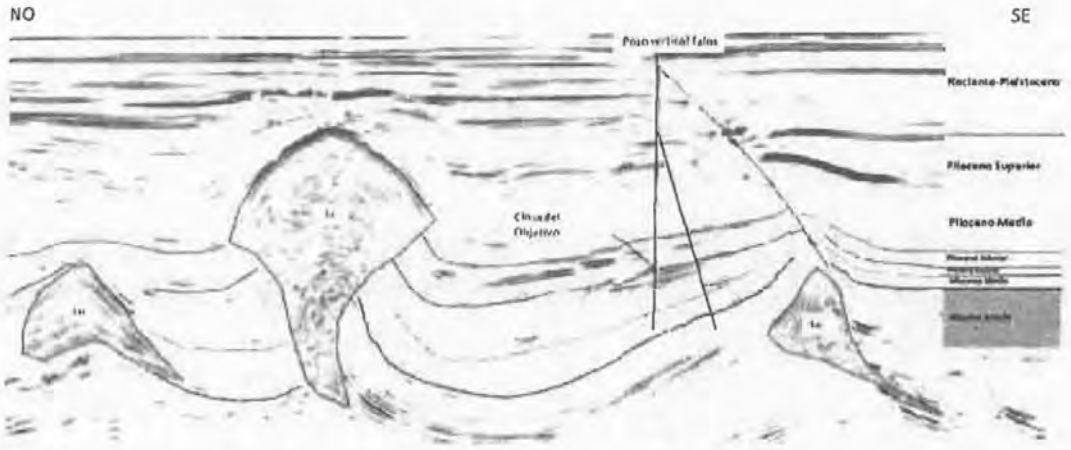


Figura 15. Sección sísmica transversal y columna geológica probable del prospecto Zama.

De acuerdo a las mejores prácticas, en cuanto a eficiencia operativa, se realizarían estudios de geopresiones en el área, para identificar posibles zonas con presiones anormales, con el fin de tener elementos para mitigar riesgos operativos durante la perforación y coadyuvar en el diseño del pozo.

Con el análisis de la información presentada por el Operador, se identifica que la perforación vertical Zama-1 definiría parcialmente las reservas en los yacimientos potenciales, debido a que las principales acumulaciones de hidrocarburos podrían encontrarse en una parte más alta de la estructura. Sin embargo, mediante la perforación de la desviación geológica Zama-1 ST1, se definiría a mayor detalle el potencial de la estructura, con la posibilidad de descubrir yacimientos productivos que el pozo vertical no haya interceptado (Figura 16), así como recabando información útil sobre los yacimientos. El Operador considera que esta estrategia de exploración permitiría un entendimiento pleno del potencial de petróleo del prospecto Zama y aceleraría la delimitación del yacimiento en caso de encontrar un descubrimiento.

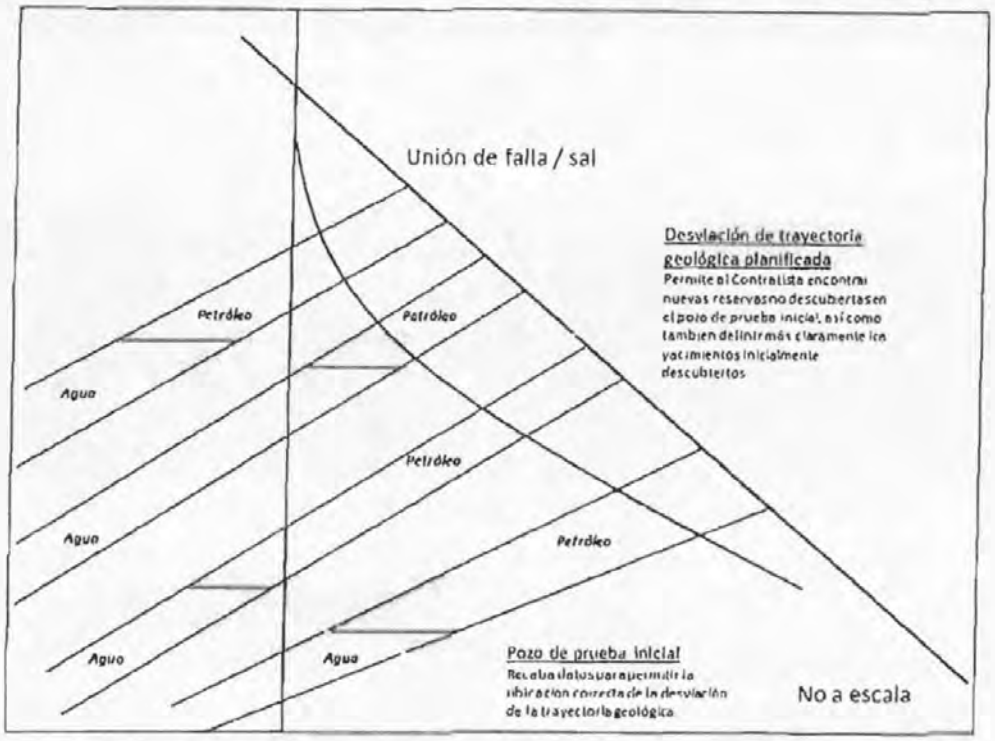


Figura 16. Modelo conceptual con la planeación de la trayectoria vertical del pozo inicial (Zama-1) y del desvío geológico planificado (Zama-1 ST1). La imagen ilustra la posible intersección con los yacimientos potenciales.

El Operador ha identificado reservas para el "objetivo A", en las formaciones del Mioceno Superior, pero maneja la posibilidad de encontrar yacimientos múltiples, separados a lo largo del intervalo objetivo.

La probabilidad de éxito geológico para el "Objetivo A" del prospecto Zama, fue calculada por el Operador en 35%.

El programa de adquisición de información durante la perforación de Zama-1 y Zama-1 ST1 se resume en la tabla 2. Esta colección de información representaría un amplio portafolio de información exploratoria para el área, con lo que se podrían sentar las bases para un posible plan de desarrollo.

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 [redacted] 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 [redacted], 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.

Registros e información a adquirir	Zama-1	Zama-1 ST-1
Registros de rayos gama y resistividad [1]	1,067 a 4,000 m	1,098 a 4,134 md
Registros de densidad-neutrón y sónico	2,805 a 4,000 m	2,881 a 5,134 md
Registro de Imágenes (FMI) e Imágenes de resonancia magnética (CMR)[2]	2,805 a 4,000 m	2,881 a 5,134 md
Puntos de presión (MDT)[3]	20 puntos	20 puntos
Muestreo de fluidos[4]	SI	SI
Perfil Sísmico Vertical (VSP)	1,000 a 4,000 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 al 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 Zama.

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 Zama, que el pozo inicial pudiera no haber encontrado.

El programa preliminar para la desviación geológica Zama-1 ST1 se incluye en el Plan presentado por el Operador, éste considera abrir ventana en el pozo Zama-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. Al momento, este prospecto alterno no se ha definido aún.

Con el objeto de asegurar el pozo que se perfore, de tal manera que no represente algún riesgo para el personal, el medio ambiente o las instalaciones, una vez concluidas las actividades de terminación o, en su caso, la perforación del prospecto se procedería a colocar tapones de abandono temporal o definitivo según sea el caso, en el pozo Zama-1 y Zama-1 ST1.

La Comisión, con información de la base de datos extraída de la plataforma Wood Mackenzie, comparó los tiempos programados para la perforación del prospecto Zama 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 17). La gráfica se construyó con base en una muestra comparable de pozos, de acuerdo a las condiciones pronosticadas para el pozo multilateral considerado en el Plan.

Figura 17. Tiempo de perforación Vs Profundidad de pozos

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.

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 11 MMbpce, escenario medio (P50) de 53 MMbpce y escenario alto (P10) de 263 MMbpce, con una media de 102 MMbpce y probabilidad de éxito geológico de 22%.

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 (MMbpce)				Probabilidad de éxito (%)
		Bajo (P90)	(P50)	Alto (P10)	Media	
Mioceno Superior	3,200-3,400	103.3	185.1	338.9	207.1	35

Tabla 3. Volúmenes de recursos prospectivos

El Operador plantea que con la perforación del prospecto Zama 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 74-112 MMb.

Las estimaciones volumétricas realizadas por el Operador, están por encima de los valores considerados por la Comisión, adicionalmente, la probabilidad de éxito asignada por el Operador es un 13% superior 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, la calidad de la imagen sísmica es buena y las características de la trampa tienden a guardar una integridad para almacenar hidrocarburos; aunque es necesario realizar estudios y actualizar los modelos geológicos, la probabilidad de éxito asignada de manera preliminar se considera adecuada. Por otro lado, el volumen de recursos prospectivos considerado por la Comisión, incluía tres oportunidades exploratorias orientadas al play Plioceno, 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 y la probabilidad de éxito sea superior, haciendo referencia a los cálculos del Operador. También se observa que la estrategia del Operador se enfoca hacia un play distinto, es decir al Mioceno Superior, justificable toda vez que se le asocia una prospección mayor, sustentada a su vez con la información sísmica, en la cual se pueden identificar horizontes paralelos continuos de distribución horizontal amplia

en la zona oriental del Área Contractual, directamente ligada a la propuesta exploratoria.

V.3 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso del Operador es realizar 66,000 Unidades de Trabajo, asimilado como Programa Mínimo de Trabajo, más un incremento de 10%, es decir, los cuatro años del Periodo Inicial de Exploración corresponden con un total de 72,600 Unidades de Trabajo.

La tabla 4 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 111,972 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 112,187 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	km²	929.6	8	7,437
Perforación pozo inicial	pozo	3,825.00	-	41,250
Registro continuo regular (correlación y resistividad)	km	2,933.00	0.5	2,933
Registro continuo regular (porosidad y propiedades de la roca)	km	2,933.00	0.5	2,933
Registro continuo especial (FMI, CMR)	km	1,195.00	1.5	3,585
Registro continuo especial (VSP)	km	2,550.00	1.5	3,825
Núcleos de pared lateral	3 núcleos	81	20	540
Análisis de núcleo de pared	núcleo	81	20	1,620
Presiones MDT	registro	20	-	1,500
Muestras MDT	muestra	2	100	200
Estudio PVT (número)	estudio	2	100.00	200
Perforación con desviación de trayectoria geológica	pozo	3,036.00		34,776

Actividad	Unidad	Cantidad	Unidades de trabajo/Unidad	Unidades de trabajo
Registro continuo regular ST (2 curvas)	km	3,036.00	0.5	3,036
Registro continuo regular ST (2 curvas)	km	1,253.00	0.5	1,253
Registro continuo especial (FMI, CMR)	km	1,253.00	1.5	3,759
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	100.00	200
Total de unidades de trabajo a ejercer de acuerdo a las actividades del Plan				**112,187**
Programa Mínimo de Trabajo + Incremento en unidades de trabajo				**72,600**

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 78,000 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 7000 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 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 a 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). El análisis económico considerado para la aprobación del Plan, 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 de Exploración se organiza como sigue: Criterios y fuentes de información; Descripción de las inversiones programadas; y 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 18. Procedimiento para seleccionar comparativo de referencia

De acuerdo con el flujo presentado en la figura 18, 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; sino, 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; sino, se recurre a la tercera opción de referencia.

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 integra al Dictamen.

iv. Por último, si no es posible establecer una referencia de costos con alguna de las opciones anteriores, se requiere una cotización o justificación formal al 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 del Operador se presentó incluido dentro del Plan, así como y en el "Anexo de Presupuesto".

Asimismo, se hace referencia a la información adicional entregada por el Contratista en el documento "Anexo-Observaciones_Presupuesto_Talos-Respuestas.xls",

entregado a la Comisión en respuesta a las aclaraciones y observaciones de la Comisión durante la etapa de elaboración del dictamen

El Programa de Inversiones incluye los gastos a ejecutarse durante el Plan de Evaluación, del 4 de septiembre de 2015 al 4 de noviembre de 2019. El resumen de los gastos programados es el siguiente:

$ 85,454,261 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Figura 19. Distribución del Programa de Inversiones según Sub-actividad

(Dólares de Estados Unidos)

	Sub-actividad	2015	2016	2017	2018	2019	Programa de Inversiones
i.	General	2,194,784	5,162,292	5,259,705	1,535,996	1,040,664	15,193,441
ii.	Geofísica		2,047,800	0	0	0	2,047,800
iii.	Geología		460,000	0	0	0	460,000
iv.	Perforación de Pozos		650,000	65,882,800	0	0	66,532,800
v.	Ingeniería de Yacimiento	0	0	150,000	0	0	150,000
vi.	Otras Ingenierías	0	60,000	0	0	0	60,000
vii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0	785,220	225,000	0	0	1,010,220
	Total	**2,194,784**	**9,165,312**	**71,517,312**	**1,535,996**	**1,040,664**	**85,454,261**

Tabla 5. Resumen de Programa de Inversiones del Plan de Evaluación

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 *Otras Ingenierías*
vi. Sub-actividad *Perforación de Pozos*
vii. Sub-actividad *Seguridad, Salud y Medio Ambiente*

i. Sub-actividad *General*

En la Sub-actividad *General* se contempla gastos por 15,193,441 USD para el período 2015-2019, que representan el 17.8% del total del programa de inversiones asociado al Plan de Exploración. En esta Sub-actividad, Talos 7 sólo contempla gastos para la tarea *Administración, gestión y gastos generales del proyecto* que representa el 100% (Figura 20).

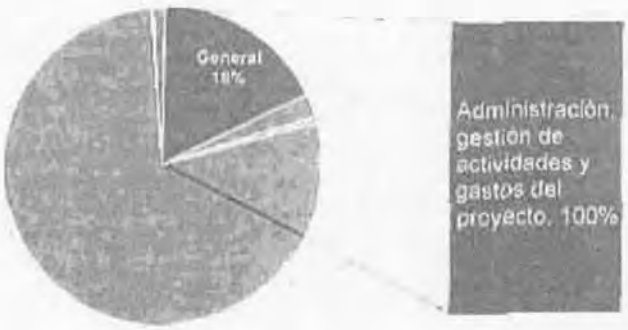


Figura 20. Distribución del gasto en la Sub-actividad General

El concepto de *Administración, gestión y gastos generales del proyecto* incorpora los costos asociados con garantía de cumplimiento, salarios y prestaciones, sistema electrónico contable, auditoría, traducción de documentos y oficinas.

A continuación, se desglosan los supuestos utilizados por el Operador para la estimación de los tres principales componentes del costo en esta Sub-actividad: salarios y prestaciones, garantía de cumplimiento y auditoría (93.7%).

a. Salarios y prestaciones

Los costos relacionados con salarios y prestaciones se programan por $ 7,073,173 USD, que representa el 8% del Programa de Inversiones. Este concepto incluye lo relacionado con los salarios y los beneficios del personal del Operador. Respecto a este concepto, se solicitó al Operador detallar los supuestos de remuneraciones y prestaciones consideradas encontrando que las estimaciones del Operador están en rango con referencias internacionales.

b. Garantía de cumplimiento

El siguiente rubro en importancia es el de garantía de cumplimiento por $ 6,570,300 USD, que representa el 7.7% del total del Programa de Inversiones.

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. Auditoria

Se refiere a la auditoría de estados financieros y es un costo que Talos 7 presenta dividido al 50% con la empresa contratista creada por el mismo consorcio para el bloque 2 (Talos 2). 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. Este costo corresponde a la auditoría externa anual de los estados financieros del Contratista y servicios relacionados que el Contrato menciona en su Anexo 4.

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 una muestra de tres planes para la evaluación o exploración en aguas someras presentados a la Comisión. En dicha muestra se incluyen proyectos presentados a dictamen de la Comisión con actividades equivalentes, 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 13,850 miles de dólares y hasta 18,490 miles de dólares (Figura 21).

(Miles de dólares de Estados Unidos)

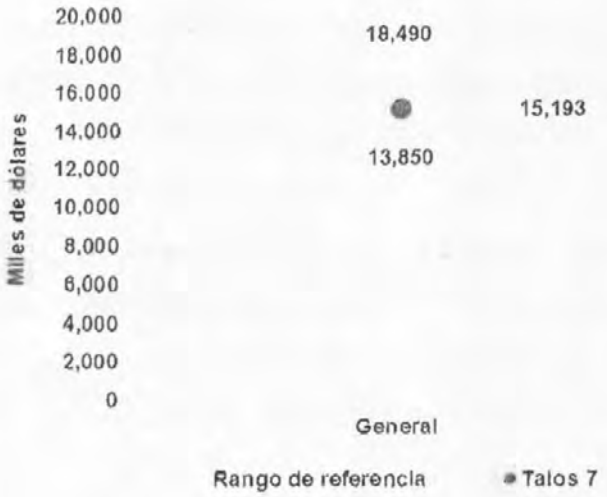


Figura 21. Rango de referencia de costos en Sub-actividad General

La estimación del Operador para la Sub-Actividad *General* en el programa de inversiones es de 15,193 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 2,047,800 de dólares, 2.4% del Programa de Inversiones (Figura 22).

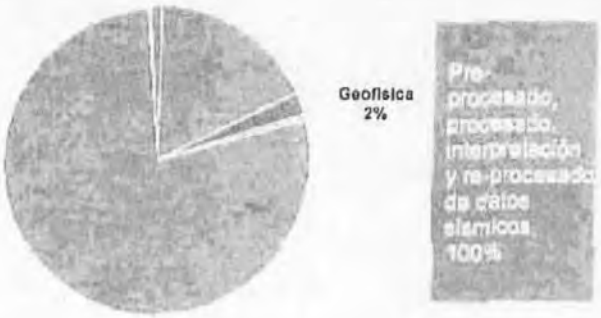


Figura 22. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Geofísica

En el Plan de Evaluación, al respecto, 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 2,047,800 USD, por lo que el costo unitario del estudio por km² (1,400 km²) asciende a 1,463 USD/km².

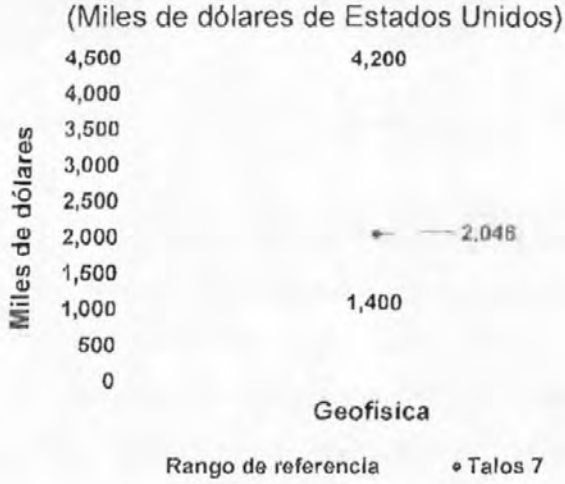


Figura 23. Rango de referencia de costos para Sub-actividad Geofísica

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 1,400 miles de dólares y el valor máximo es de 4,200 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 460,000 dólares en tareas relativas a *Geología*: 395,000 USD en estudios regionales y 65,000 USD en estudios petrofísicos. Tales gastos representan sólo el 1% del total de gastos del primer periodo de exploración (Figura 24).

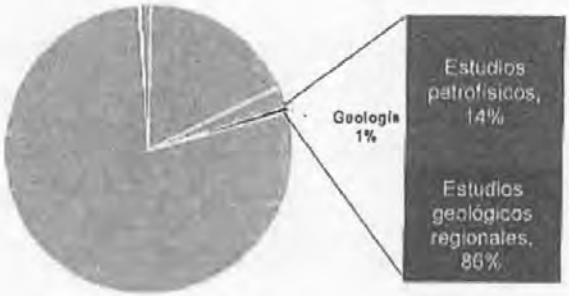


Figura 24. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Geología

El Operador precisa que como parte de su estrategia exploratoria, evaluará e identificará prospectos y potenciales en el Bloque 7 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 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 Hays[1]. Así, se

[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.

obtiene que el costo de estudios petrofísicos se encuentra dentro del rango de referencia. Al respecto, se observa que el costo reportado por Talos se encuentra por debajo del mercado, el monto total estimado se encuentra 2% por debajo del rango de precios de referencia establecido (Figura 25).

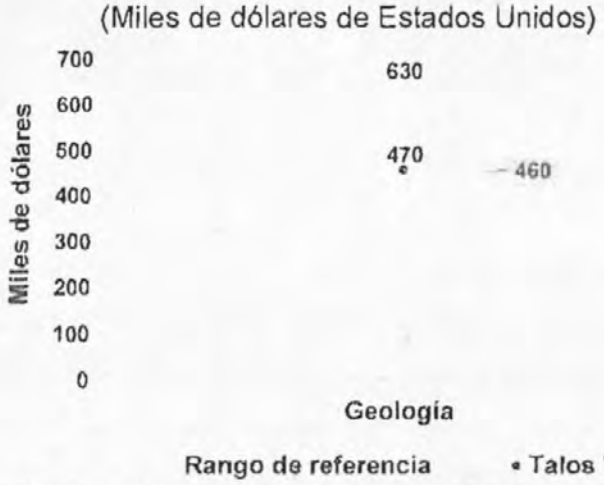


Figura 25. Rango de referencia de costos para Sub-actividad Geología

iv. Sub-actividad *Ingeniería de Yacimiento*

Dentro de la Sub-actividad *Ingeniería de Yacimiento* se programan gastos por 150,000 USD, que representa el 0.2% del Programa de Inversiones; se consideran los gastos relacionados con estudios de estimación de recursos prospectivos y estimaciones de producción (Figura 26).

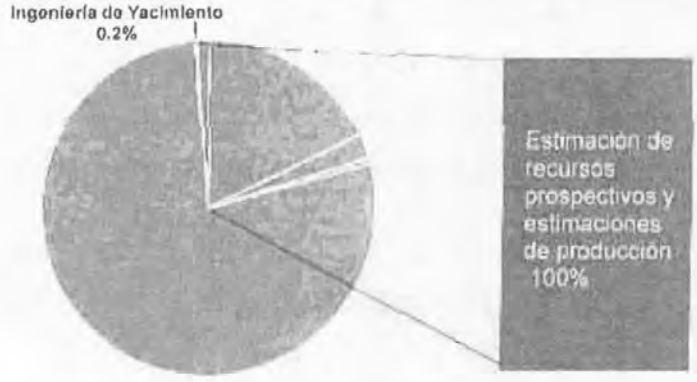


Figura 26. Distribución del gasto en Sub-actividad Ingeniería de Yacimiento

El rango de referencia 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, 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.

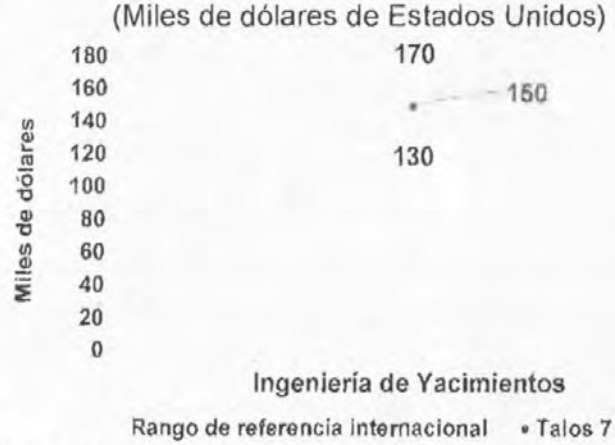


Figura 27. Rango de referencia de costos para Sub-actividad Ingeniería de Yacimiento

v. Sub-actividad Otras Ingenierías

Dentro de la Sub-actividad *Otras Ingenierías* se consideran gastos por 60,000 USD, que representa el 0.1% del Programa de Inversiones; el gasto considerado se encuentra asociado a la tarea *Ingeniería Conceptual* (Figura 28).

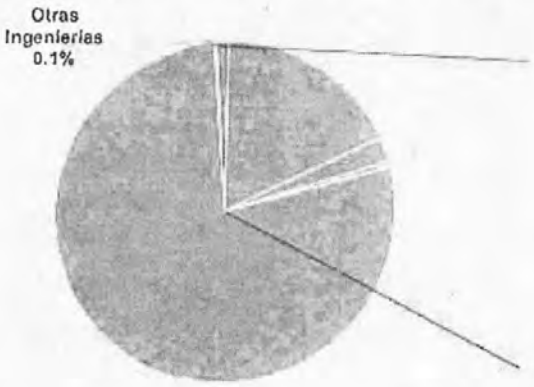


Figura 28. Distribución del gasto en Sub-actividad Otras Ingenierías

Para la estimación de la referencia de mercado se utilizó el promedio de costos similares contenidos en otros proyectos en aguas someras presentados a dictamen de la Comisión. El rango de referencia va de 60 mil dólares hasta 80 mil dólares. Se encontró que los costos estimados por el Operador se encuentran en el límite inferior de la referencia internacional; por lo tanto, se encuentra dentro de precios de mercado (Figura 29).

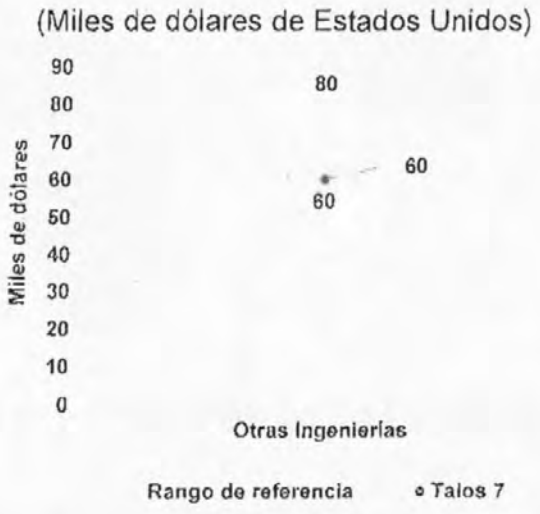


Figura 29. Rango de referencia de costos para Sub-actividad Otras Ingenierías

vi. Sub-actividad Perforación de Pozos

La Sub-actividad *Perforación de Pozos* es la más importante en monto, representa el 78% del total del Programa de Inversiones del Plan de Exploración, con un monto de 66,500 miles de dólares. El monto programado para Perforación de Pozos incluye la perforación de un pozo exploratorio con una trayectoria vertical y una desviación geológica.

El gasto asociado a esta Sub-actividad se divide en las siguientes tareas: Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización, Transporte marítimo y/o aéreo de persona, Materiales y/o equipos, Servicios de perforación de Pozos y Suministros y Materiales. La descomposición en cada concepto se presenta en la Figura 30.

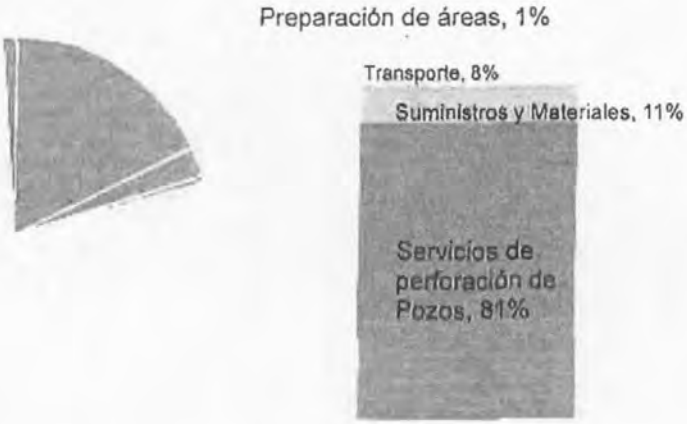


Figura 30. Distribución del gasto en Sub-actividad Perforación de Pozos

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 31).

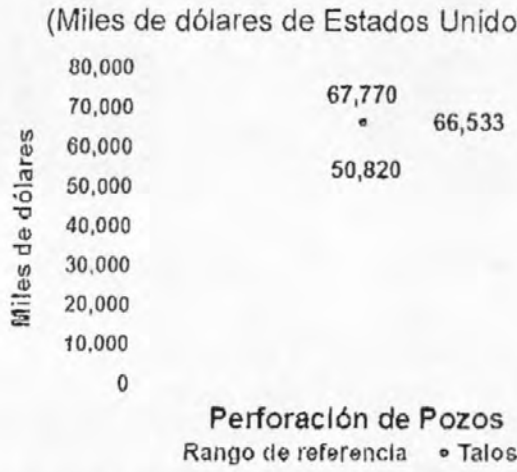


Figura 31. Rango de referencia de costos para Sub-actividad Perforación de Pozos

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

El proyecto de inversión dedicado a *Seguridad, Salud y Medio Ambiente* programa costos por 1'010,000 USD, que representa 1.2% del Programa de Inversiones, se describe sus elementos más importantes en términos de su aportación a la Sub-actividad total (Figura 32).

Figura 32. Distribución del gasto en la Sub-Actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente

Las actividades que contempla dentro de tal monto son:

- Tarea de *Estudios de Impacto Ambiental*. 705,220 USD para el Estudio de Línea Base Ambiental (que considera la Evaluación de Impacto Social) a invertir en 2016, acordes con la normatividad de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente y la Secretaría de Energía.
- 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 y capacitación.
- Tarea *Tratamiento y eliminación de residuos*. Que contempla un gasto de 50,000 USD para la preparación del plan de contingencia para derrames de hidrocarburos.
- *Auditoría Ambiental*. Dentro de esta Tarea contempla 200,000 USD, por concepto de seguros de responsabilidad civil y daño al medio ambiente.

El rango de referencia 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, a fin de determinar la referencia puntual. El rango de referencia establecido se encuentra desde 940 miles de dólares y hasta 1,240 miles de dólares (Figura 33).

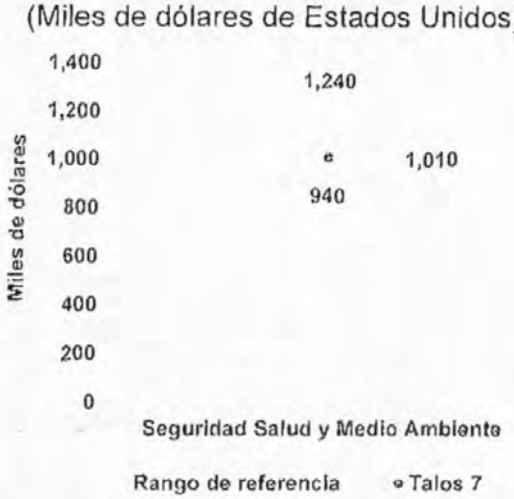


Figura 33. Rango de referencia de costos para Seguridad, Salud y Medio Ambiente

Dado que las estimaciones del Operador se encuentran por debajo del límite del intervalo de referencia considerado para este tipo de proyectos, se concluye que el plan propuesto por el Operador para esta Sub-actividad se encuentra en rango de precios de mercado.

viii. Total del programa de inversiones

El monto total del Programa de Inversiones en México presentado por el Operador se encuentra en rango de precios de mercado, al ubicarse 7% por debajo del límite superior del intervalo de referencia a nivel agregado. La figura 34 muestra el presupuesto total del Operador y su descomposición en sub-actividades contrastando en cada caso los montos presupuestados por el Operador con rangos de referencia internacional.

(Miles de dólares)

Figura 34. Comparativo del Programa de Inversiones del Plan de Evaluación con rango de referencia

En las siguientes secciones se evalúan de forma pormenorizada los costos de inversión considerados dentro de cada Sub-actividad. Para tal efecto, la evaluación se basa en referencias internacionales de costos (donde existe un indicador internacional disponible), en comparativos con otros Contratos en México, en ausencia de referencias internacionales a la mano, o en su caso, con estimaciones provenientes de consultas con asesores externos o empresas proveedoras de servicios petroleros.

VI. 2 Evaluación de Indicadores económicos

En relación al capítulo de evaluación económica contenido en el Plan de Exploración el Operador describe 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 y la terminación del pozo para la producción.

Los parámetros para la evaluación económica presentados por el Operador en el Plan de Exploración 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)	68.99	%	
Tasa de descuento	10	%	
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	6	Razón	
Costo de pozo exploratorio	37.1	mm usd	Pozo vertical y sello temporal
Desviación de trayectoria geológica	32.0	mm usd	Desviación de trayectoria geológica inicial; Supone un pozo seco y sello permanente
Costo de pozo de desarrollo	32	mm usd	Costo promedio de los pozos
Costo de las instalaciones	225	mm usd	Incluye plataformas y equipo
Costos de transporte	2.00	$/b	Tarifa de gasoducto
Tipo de cambio	19.0392	USD	
Volumen económicamente recuperable	206	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

Derivado de estas premisas el Operador presenta 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	259	141	mmusd
VP Inversión	357	357	mmusd
VPN/VPI	0.73	0.39	Razón
TIR	25.7	20.3	%
Relación costo-beneficio	0.58	0.84	Razón
Costo del descubrimiento	$0.47	$0.47	usd/bpce

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

El Operador presenta dos conjuntos de indicadores económicos, uno derivado de considerar flujos asociados a ingresos, gastos y contraprestaciones inherentes del 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" (Figura 36). Para ambos conjuntos de indicadores se presentan estimaciones ajustadas por una probabilidad de éxito geológico de 40%.

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.

1.a Precio del aceite

En la Figura 35 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 USD por barril. En el panel superior se muestra el valor a favor del contratista 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 28 USD por barril. A su vez, para que sea económicamente inviable después de impuestos el precio del barril debe mantenerse por debajo de 33 USD.

(Millones de dólares descontados a 10%)

Valor antes de impuestos

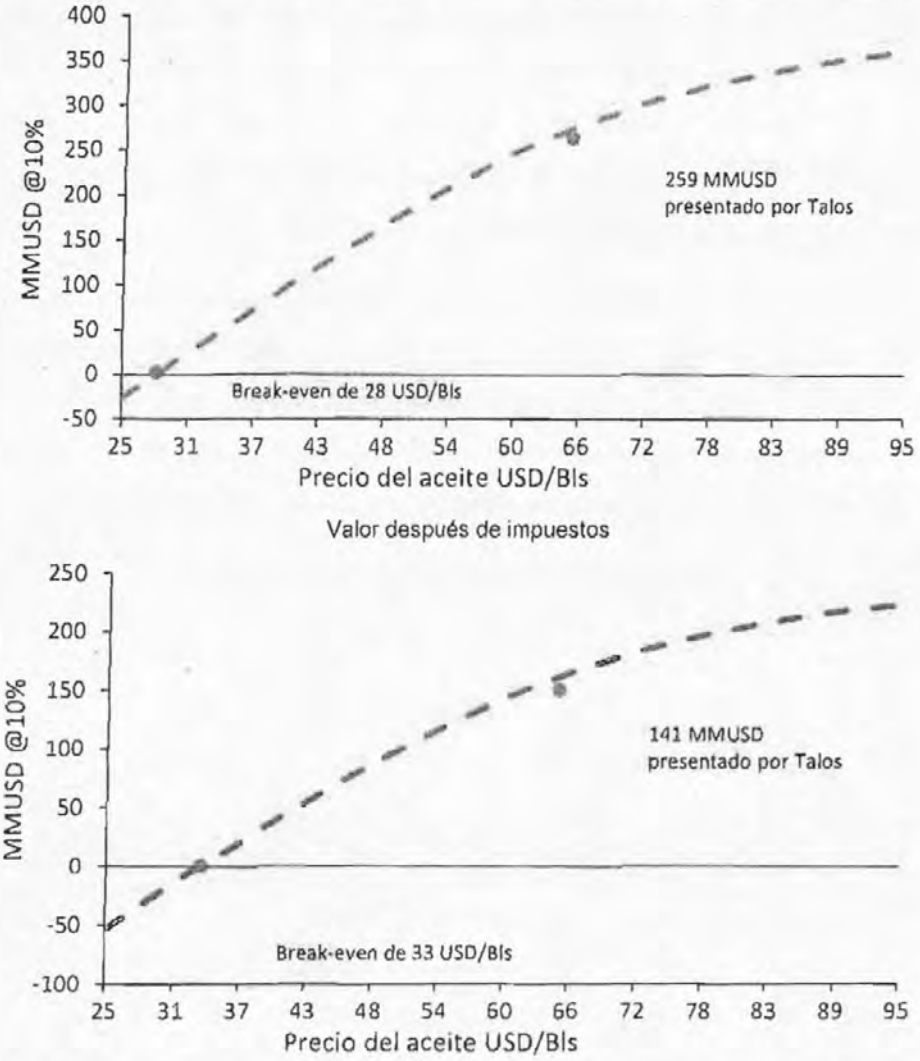


Figura 35. Valor presente esperado a favor del contratista vs. Precio del aceite

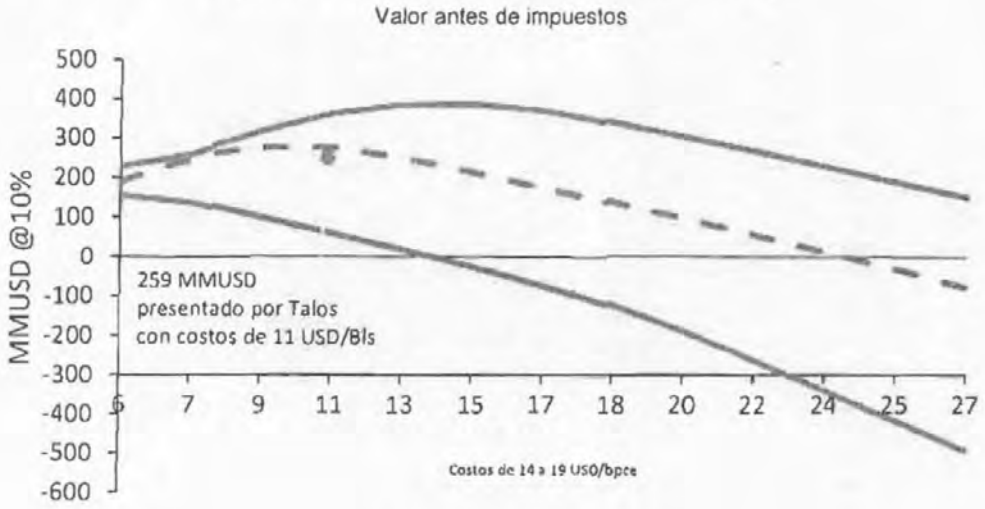
1.b Costos totales

En la Figura 36 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 lineas 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 del contratista 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 11USD 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 24 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%)



Costos totales por bpce

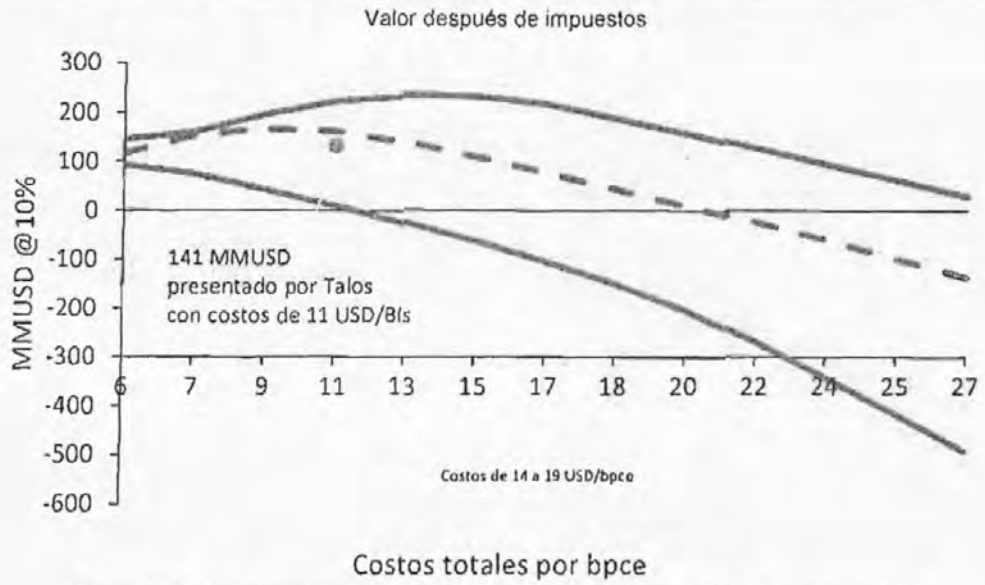


Figura 36. Valor presente esperado a favor del contratista vs. Costos totales

1.c Volumen

En la Figura 37 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 74 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 95 MMbpce. Ambos umbrales, el de 74 y el de 95 MMbpce están significativamente por abajo del volumen esperado por el Operador en el escenario medio, de 206 MMbpce.

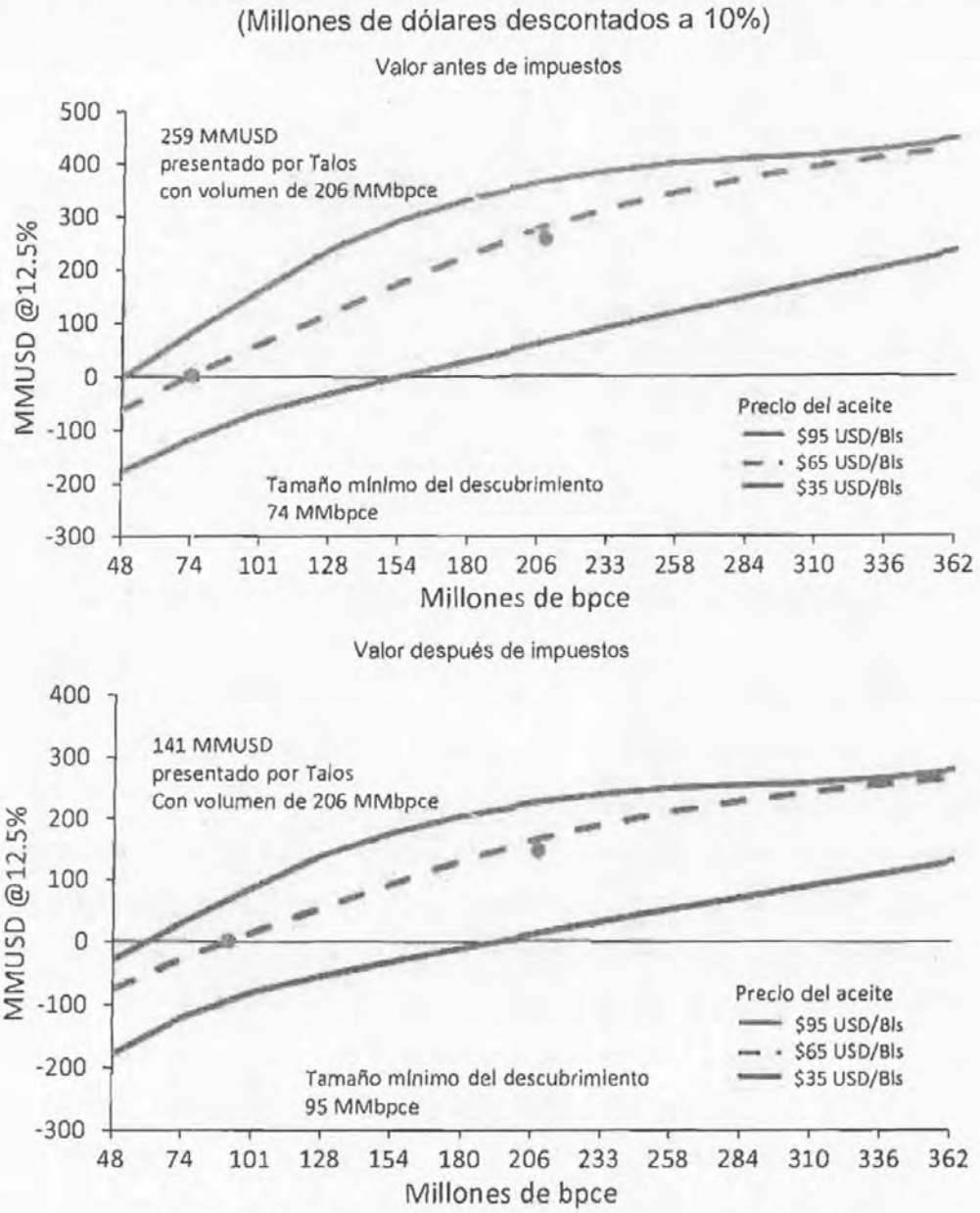


Figura 37. Valor presente esperado a favor del contratista vs. volumen

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.

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)	1400		
Volumen sísmico reprocesado (PSDM)	1400		

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
Mioceno Superior.	3,200-3,400	207		

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	15,193,441		
ii.	Geofísica	2,047,800		
iii.	Geología	460,000		
iv.	Pruebas de Producción	0		
v.	Ingeniería de Yacimiento	150,000		
vi.	Otras Ingenierías	60,000		
vii.	Perforación de Pozos	66,532,800		
viii.	Seguridad Salud y Medio Ambiente	1'010,000		
Programa de Inversiones en México		**85,454,261**		

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 de Contenido 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.	25.3	42%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	4.0	10%		
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con el contrato.	0.0	0%		

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
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	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.	285.6	23%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	3.2	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%		
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.	1.0	27%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	1.7	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%		
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	15%		
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el contratista.	0.7	36%		
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el contratista en actividades relacionadas con el contrato.	1.1	8%		
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%		
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.

VII.8 Unidades 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	7436.8	
Perforación pozo inicial	41250	
Registro continuo regular (correlación y resistividad)	2933	
Registro continuo regular (porosidad y propiedades de la roca)	2933	
Registro continuo especial (FMI, CMR)	3585	
Registro continuo especial (VSP)	3825	
Núcleos de pared lateral	540	
Análisis de núcleo de pared	1620	
Presiones MDT	1500	
Muestras MDT	200	
Estudio PVT (número)	200	
Perforación con desviación de trayectoria geológica	34776	
Registro continuo regular ST (2 curvas)	3036	
Registro continuo regular ST (2 curvas)	1253	
Registro continuo especial (FMI, CMR)	3759	
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	**112,186.8**	

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 de Exploración, 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-A7/2015, 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/0273/2016.

IX. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional

La Comisión emite este dictamen y la aprobación correspondiente al Plan de Exploración, 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 Secretaria 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 de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
Bienes y servicios	Gasto a realizar por el contratista en el rubro de bienes y servicios.	25.3	42%	285.6	23%	1.0	27%	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.	4.0	10%	3.2	8%	1.7	8%	1.1	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 de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto de Contenido Nacional en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto de Contenido Nacional 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:	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0%
	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		**30.2**	**27%**	**292.6**	**23%**	**6.5**	**22%**	**4.1**	**22%**
Total								**333.4**	**23%**

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-A7/2015, 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.430.2016.099, 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 7, correspondiente al Contrato CNH-R01-L01-A7/2015, 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 la misma.

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 el conocimiento del área mediante una mejora en la calidad de la imagen sísmica, a través 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, creando 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, a través de actividades enfocadas al reprocesamiento sísmico, análisis AVO, estudios de interpretación sísmica y la información adquirida durante y posterior a la perforación de los prospectos, para la generación y/o actualización de los modelos geológicos, y con esto definir y proponer prospectos exploratorios adicionales.

De lo anterior, resulta evidente 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 sentido técnico que engloban la ejecución de las mismas, resultan acordes dadas las características de geología compleja asociada a la tectónica

salina presentes 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, consistente con las condiciones geológicas del área, donde el objetivo inicial es el de generar imágenes de buena calidad para delimitar los cuerpos salinos y delimitar los límites del yacimiento. En este sentido, establece su estrategia exploratoria basada en el reprocesamiento de información sísmica aplicando algoritmos de última generación, los cuales permitirían incrementar la calidad de la imagen sísmica a partir de datos existentes. Además, el Plan considera la perforación de un prospecto vertical (Zama) el cual permitirla obtener mayor información de las características geológicas, calibrar la sismica y definir formaciones con buenas características petrofisicas capaces de contener hidrocarburos. De lo anterior, el Operador podria 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 plantea la perforación de una trayectoria desviada, la cual se considera, para evaluar a detalle 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 identificarla.

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 Zama y su trayectoria desviada asociada, para el cual se presenta una

estimación de reservas a incorporar en un rango de incertidumbre que va de 74 a 112 MMb.

Elaboraron	Validaron
Mtro. Oscar Mancera Alejándrez	**Dr. Felipe Ortuño Arzate**
Director de Área	Director General de Evaluación del Potencial Petrolero
Mtra. María Adamelia Burgueño Mercado	**Mtro. Fausto Álvarez Hernández**
Directora General Adjunta	Director General de Estadística y Evaluación Económica