



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

**Contrato CNH-R01-L02-A2/2015**

**Dictamen del Plan de Evaluación  
Área Contractual 2**

**Operador: Hokchi Energy, S.A. de C.V.**

Julio de 2016

## Contenido

I.	<b>INTRODUCCIÓN</b>	4
II.	<b>GENERALIDADES</b>	7
II.1	DATOS DEL OPERADOR	7
II.2	DATOS DEL CONTRATO	7
II.3	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	8
III.	<b>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN</b>	10
III.1.	PRESENTACIÓN DEL PLAN DE EVALUACIÓN	10
III.2.	REVISIÓN DE SUFICIENCIA Y CONSISTENCIA DE INFORMACIÓN	10
III.3.	PREVENCIÓN DE INCONSISTENCIAS O FALTANTES DE INFORMACIÓN	11
III.4.	DECLARATORIA DE SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN	12
III.5.	PROCESO DE EVALUACIÓN TÉCNICA	12
III.6.	REUNIONES DE TRABAJO	14
III.7.	ACEPTACIÓN DE LOS PROGRAMAS ASOCIADOS	14
IV.	<b>BASES PARA EL DICTAMEN DEL PLAN DE EVALUACIÓN</b>	15
V.	<b>ANÁLISIS DE LAS ACTIVIDADES DEL PLAN DE EVALUACIÓN</b>	16
V.1	ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS Y ESTRATÉGICOS	16
V.1.1	ESTUDIOS DE RIESGOS SOMEROS	21
V.1.2	REPROCESAMIENTO SÍSMICO	22
V.1.3	INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	28
V.1.4	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS DE EVALUACIÓN	29
V.1.5	ACTUALIZACIÓN DE MODELOS DE YACIMIENTOS	47
V.1.6	SELECCIÓN DE CONCEPTO	48
V.2	RECURSOS DESCUBIERTOS RECUPERABLES Y RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR	48
V.2.1	RECURSOS DESCUBIERTOS RECUPERABLES A EVALUAR	48
V.2.2	RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR	52
V.3	PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	54
VI.	<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE INVERSIONES</b>	59
VI.1	CRITERIOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN	59
VI.2	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE INVERSIONES	61
VI.3	ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS	63
VI.4	SUB-ACTIVIDAD GENERAL	63
VI.5	SUB-ACTIVIDAD GEOFÍSICA	65
VI.6	SUB-ACTIVIDAD GEOLOGÍA	67
VI.7	SUB-ACTIVIDAD PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	69
VI.8	SUB-ACTIVIDAD INGENIERÍA DE YACIMIENTO	71
VI.9	SUB-ACTIVIDAD OTRAS INGENIERÍAS	73
VI.10	SUB-ACTIVIDAD PERFORACIÓN DE POZOS	75
VI.11	SUB-ACTIVIDAD SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE	77

VI.12	SÍNTESIS DE LA EVALUACIÓN	79
<b>VII.</b>	<b>MECANISMOS DE REVISIÓN DE EFICIENCIA OPERATIVA</b>	<b>80</b>
VII.1	REPROCESAMIENTO SÍSMICO	80
VII.2	INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	81
VII.3	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS	81
VII.4	ACTUALIZACIÓN DE MODELOS DE YACIMIENTOS	83
VII.5	SELECCIÓN DE LA ESTRATEGIA	83
VII.6	RECURSOS DESCUBIERTOS RECUPERABLES	83
VII.7	RECURSOS PROSPECTIVOS	84
VII.8	PROGRAMA DE INVERSIONES	85
VII.9	SEGUIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	85
VII.10	PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	87
<b>VIII.</b>	<b>PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS</b>	<b>88</b>
<b>IX.</b>	<b>PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA</b>	<b>89</b>
<b>X.</b>	<b>RESULTADO DEL DICTAMEN</b>	<b>91</b>

## 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 27 de febrero de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en lo sucesivo, DOF) la Segunda Convocatoria CNH-R01-C02/2015 del proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L02/2015, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en cinco Áreas Contractuales en Aguas Someras del Golfo de México.

Como parte del proceso de licitación, el 25 de agosto de 2015, mediante acuerdo CNH.E.30.001/15, 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, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 30 de septiembre de 2015, en el cual la empresa Pan American Energy LLC en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 2, con una Participación del Estado en la utilidad operativa del 70% y 100% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo.

En consecuencia, el 9 de octubre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el *Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L02/2015 respecto de la Ronda 1*, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 2 al Licitante Pan American Energy LLC en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. Finalmente, la Comisión y el Operador Hokchi Energy S.A. de C.V. (en adelante el Operador), formalizaron el 7 de enero de 2016 (en adelante Fecha Efectiva), la firma del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 (en lo subsecuente, Contrato).

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 6 de abril de 2016 el Operador sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (en adelante Plan) asociado al Contrato con una duración de dos años a partir de la Fecha Efectiva, el cual tiene como objetivo principal delimitar la acumulación de petróleo y ajustar la interpretación geológica del área, además de disminuir los riesgos para el desarrollo

del campo a través de la perforación de cuatro pozos de delimitación, cada uno con objetivos estratégicos independientes.

Por tal motivo, la Comisión debe llevar a cabo la evaluación del Plan conforme al contenido del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las cláusulas 4.1, 4.2 y el Anexo 7 del Contrato, y el Anexo I, apartado VI 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), en atención a las siguientes consideraciones:

1. 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.
2. Por lo que respecta al Contrato, las Cláusulas 4.1 y 4.2 contemplan un periodo inicial de evaluación con una duración de 2 años a partir de la Fecha Efectiva y la presentación de un Plan en el cual se especifiquen las actividades a realizarse en el Área Contractual.

En consecuencia, al ser una obligación contractual, la Comisión evaluó el Plan atendiendo al contenido del Anexo 7 del Contrato, el cual detalla los conceptos que deberá contemplar dicho Plan.

3. Por otra parte, los Lineamientos prevén la figura del Plan como parte integrante de su Anexo 1, específicamente en el apartado VI y consideran su presentación en caso de que el Contrato así lo indique, motivo por el cual la Comisión deberá analizar si el Plan presentado por el Operador cumple con el contenido del apartado en cita.

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 al Plan, con el objeto de determinar la procedencia de su aprobación.

## II. Generalidades

### II.1 Datos del Operador

La empresa Hokchi Energy S.A. de C.V., es una sociedad mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, representada por el Sr. Fernando José Villareal. Los Obligados Solidarios son las empresas mercantiles Pan American Energy, LLC, constituida y existente de acuerdo con las leyes de Delaware, Estados Unidos de América, representada por el Sr. Marcos Bulgheroni y E&P Hidrocarburos y Servicios S.A. de C.V., constituida de acuerdo con las leyes mexicanas, representada por los señores Sergio Fernando Pesavento y Gonzalo Alfredo Fratini Lagos.

### II.2 Datos del Contrato

El Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 para la Extracción de Hidrocarburos en Aguas Someras, bajo la modalidad de Producción Compartida, se celebró el 7 de enero de 2016 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Hokchi Energy S.A. de C.V. y E&P Hidrocarburos y Servicios S.A. de C.V.

La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial y protección al medio ambiente.

El Periodo Inicial de Evaluación tiene una duración de 2 años a partir de la Fecha Efectiva. Para dicho periodo el Programa Mínimo de Trabajo establecido en el Contrato, el Operador define la ejecución de 260,000 unidades de trabajo, de las cuales 130,000 corresponden al Programa Mínimo y 130,000 ofrecidas como incremento del programa mínimo. Lo anterior conforme a la cláusula 4.2 y Anexo 6 del Contrato.

### II.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual se localiza en la provincia petrolera Cuencas del Sureste, en la Bahía de Campeche, frente al litoral de Tabasco. Cubre una superficie total de 39.598 km<sup>2</sup>, y está conformada por el Polígono A y el Polígono B, en los que se localiza el campo Hokchi, descubierto por Petróleos Mexicanos en julio de 2009, en un tirante de agua de 30 metros en promedio.

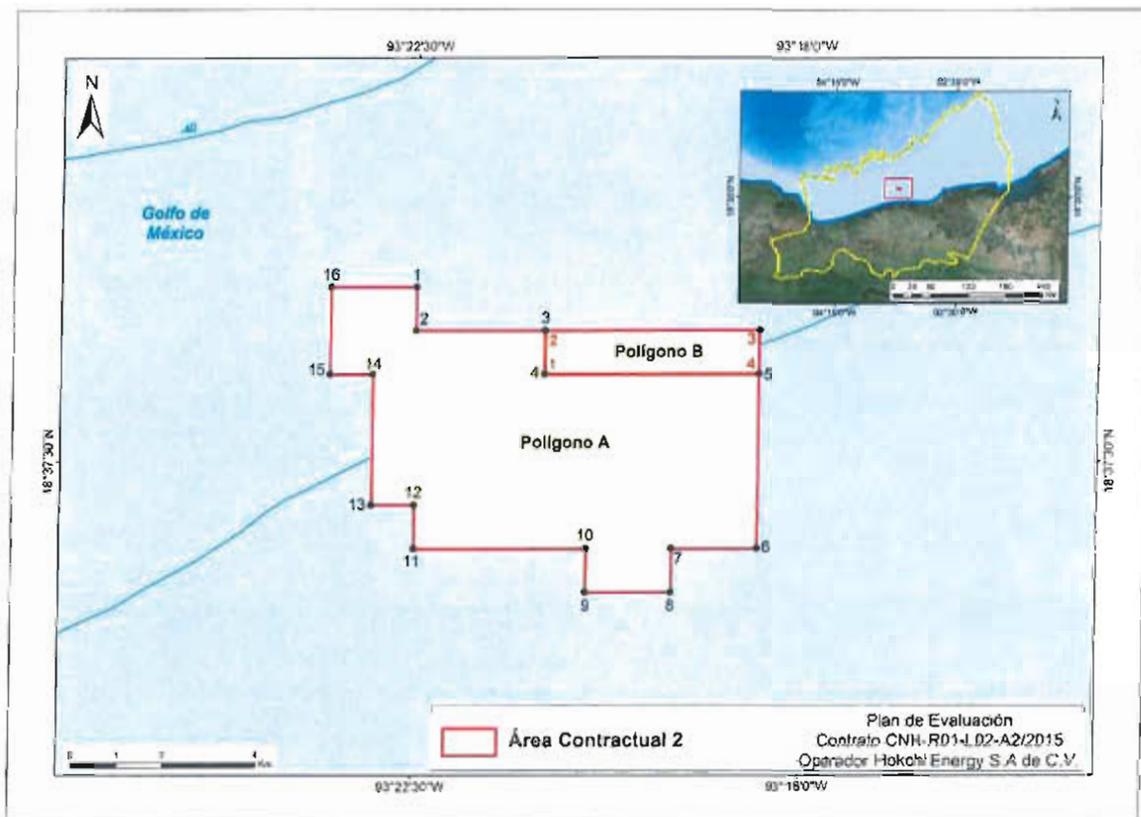


Figura 1. Polígonos que conforman el Área Contractual, Polígono A y Polígono B.

Los polígonos A y B (figura 1), en los que se encuentra el campo Hokchi, están definidos por los vértices que se relacionan en las tablas 1 y 2.

Polígono A		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 22' 30"	18° 39' 30"
2	93° 22' 30"	18° 39' 00"
3	93° 21' 00"	18° 39' 00"
4	93° 21' 00"	18° 38' 30"
5	93° 18' 30"	18° 38' 30"
6	93° 18' 00"	18° 36' 30"
7	93° 19' 30"	18° 36' 30"
8	93° 19' 30"	18° 36' 00"
9	93° 20' 30"	18° 36' 00"
10	93° 20' 30"	18° 36' 30"
11	93° 22' 30"	18° 36' 30"
12	93° 22' 30"	18° 37' 00"
13	93° 23' 00"	18° 37' 00"
14	93° 23' 00"	18° 38' 30"
15	93° 23' 30"	18° 38' 30"
16	93° 23' 30"	18° 39' 30"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del polígono A.

Polígono B		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 21' 00"	18° 38' 30"
2	93° 21' 00"	18° 39' 00"
3	93° 18' 30"	18° 39' 00"
4	93° 18' 30"	18° 38' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del polígono B.

Las actividades amparadas en el Contrato del polígono A no presentan restricciones estratigráficas para la delimitación y extracción de hidrocarburos, en tanto que, dentro del polígono B, el Operador podrá realizar actividades petroleras sólo en las formaciones geológicas del Cenozoico.

### **III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación**

El presente dictamen técnico para el Plan de Evaluación que incluye el bloque Hokchi (Polígono A y Polígono B) se llevó a cabo tomando en consideración los documentos entregados a la Comisión por el Operador, conforme a las actividades que se detallan a continuación.

#### **III.1. Presentación del Plan de Evaluación**

De conformidad con lo previsto en la cláusula 4.1 del Contrato, el Operador presentó ante la Comisión el Plan de Evaluación para su aprobación el 6 de abril de 2016.

Como parte de las obligaciones contractuales, el 28 de marzo de 2016 el Operador presentó a la Comisión el aviso y formulario de reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos (ARES-B), asociado a la etapa de reprocesamiento sísmico 3D.

#### **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 del Sector Hidrocarburos (Agencia), llevaron a cabo la revisión documental de la información presentada por el Operador.

Mediante oficios 220.0649/2016 del 8 de abril de 2016 y 220.0651/2016 del 12 de abril 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 con relación al Programa de Administración de Riesgos y al Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

La Agencia, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0395/2016 del 13 de mayo de 2016, envió a la Comisión diversas observaciones y requerimientos adicionales sobre la información proporcionada por el Operador, con el fin de contar con los elementos informativos suficientes para emitir la opinión correspondiente al Programa de Administración de Riesgos (Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente), asociado al Plan.

La Secretaría de Economía remitió a la Comisión sus observaciones y requerimientos de información sobre el Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, mediante el oficio UCN.430.2016.061 del 20 de abril de 2016.

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 y de igual manera, señaló los comentarios y necesidades de aclaración pertinentes sobre el presupuesto asociado al Primer Programa de Trabajo.

### III.3. Prevención de inconsistencias o faltantes de información

Como resultado de la revisión documental referida en el apartado que antecede, mediante el oficio 220.0768/2016 del 27 de abril 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 13 de mayo de 2016.

Asimismo, la información presentada por el Operador fue remitida para verificación y validación de la Secretaría de Economía mediante oficio 220.0887/2016 del 17 de mayo de 2016; en respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.079 del 20 de mayo de 2016 dicha Secretaría informó que el Operador no presentó la información solicitada. Dicho oficio fue remitido por la Comisión al Operador el 23 de mayo de 2016 mediante oficio 220.0934/2016 y en respuesta, el 26 de mayo de 2016 el Operador presentó diversa información en atención a las observaciones realizadas por la Secretaría de Economía.

En consecuencia, con oficio 220.0996/2016 el 30 de mayo de 2016 la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información presentada por el Operador y en respuesta, dicha Secretaría informó mediante oficio UCN.430.2016.086 del 1 de junio de 2016 que las observaciones realizadas fueron atendidas.

#### III.4. Declaratoria de suficiencia de información

Con los elementos antes evocados, la Comisión, mediante el oficio 220.1057/2016 del 2 junio 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

La Comisión evaluó la propuesta de Plan de Evaluación en términos de la cláusula 4.1 del Contrato. Dicho proceso de evaluación 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.

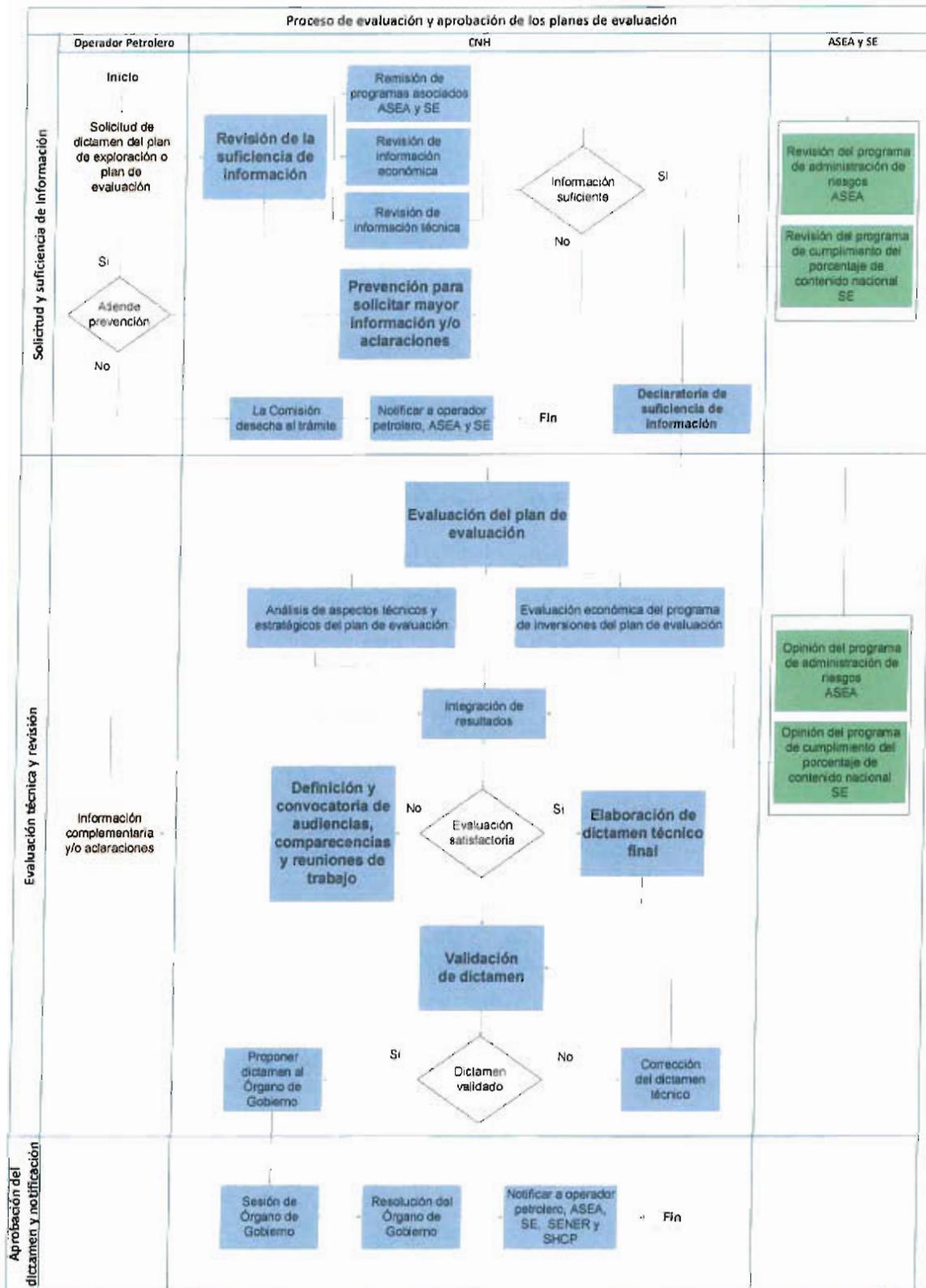


Figura 2. Proceso para dictaminar y resolver sobre el Plan de Evaluación

### III.6. 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 reuniones de trabajo y audiencias con el Operador, a fin de aclarar observaciones específicas con relación al contenido del Plan.

El 10 de marzo de 2016 se llevó a cabo una audiencia entre la Comisión y el Operador en la cual se manifestaron dudas y comentarios referentes al Plan, los objetivos, el nivel de detalle requerido para el diseño de los pozos, detalles geológicos, geofísicos y del Programa Mínimo de Trabajo.

El 4 de julio de 2016 la Dirección General de Dictámenes de Exploración y el Operador llevaron a cabo una segunda reunión de trabajo con el objetivo de tratar aspectos técnicos, clasificación de recursos prospectivos y volúmenes estimados en relación con el Plan.

La tercera reunión de trabajo se llevó entre la Dirección General de Dictámenes de Exploración, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica y el Operador el 5 de julio 2016, mediante la cual se trataron aclaraciones con relación al primer presupuesto.

### III.7. Aceptación de los programas asociados

La Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2016.0117 del 15 de julio de 2016 emitió una opinión favorable respecto del Programa del Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional relacionado al Plan.

Por su parte, la Agencia mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0725/2016 de fecha 15 de julio de 2016 emitió opinión favorable sobre la propuesta del Programa de Implementación, del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.



#### IV. Bases para el Dictamen del Plan de Evaluación

Para la evaluación del Plan, la Comisión consideró evaluar que la propuesta sea acorde a las características geológicas propias del campo incluido en el Área Contractual. A continuación se enlistan, en términos del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la cláusula 4.1 del Contrato, las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- 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.
- El contenido del Plan deberá cubrir la extensión completa del Área Contractual, el Programa Mínimo de Trabajo y su incremento, así como desarrollar los conceptos previstos en el Anexo 7 del Contrato y el apartado VI del Anexo 1 de los Lineamientos.

Del análisis que se consideró para la evaluación del Plan, se tomaron como base los criterios antes mencionados, con el objeto de definir si los aspectos técnicos y estratégicos, recursos descubiertos y los recursos prospectivos a evaluar y, las unidades de trabajo, consideradas en el Plan, son adecuadas para el área de evaluación, dadas la naturaleza de las características geológicas del campo.

## V. Análisis de las actividades del Plan de Evaluación

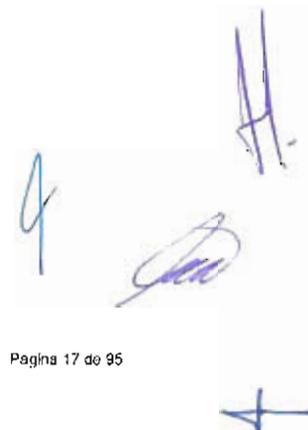
### V.1 Análisis de los aspectos técnicos y estratégicos

De la información presentada por el Operador, se consideraron los objetivos, alcances, estrategia y propiamente las actividades de evaluación las cuales se realizarían en la ejecución del Plan, conforme a lo establecido en el numeral 1 del Anexo 7 del Contrato y los apartados VI.4 y VI.6 de los Lineamientos, por lo que en términos generales, para el análisis del Plan, primeramente se agruparon las actividades con el fin de conceptualizar e identificar el flujo de trabajo propuesto por el Operador. Así mismo, la Dirección General de Dictámenes de Exploración, considerando los alcances y objetivos, identificó 6 rubros principales, los cuales se enlistan a continuación:

- Estudios de riesgos someros.
- Reprocesamiento de datos sísmicos.
- Interpretación sísmica y caracterización de yacimientos.
- Perforación de prospectos.
- Actualización de modelos de yacimientos.
- Selección de estrategia de desarrollo.

El cronograma de actividades fue analizado en términos de consistencia con la descripción de las actividades (figura 3). Con lo anterior, resulta evidente que los primeros 2 rubros, serían concluidos por el Operador antes del término del año

2016, siendo que el reprocesamiento sísmico es la base para la ejecución del Plan. Además, lograría un avance considerable en la interpretación sísmica y caracterización de los yacimientos, lo que permitiría disponer de los elementos necesarios para sustentar el diseño de los prospectos a perforar. Con los avances del programa de actividades y derivado de la perforación y toma de información, se lograría obtener mayores elementos que permitan caracterizar el yacimiento con mayor precisión y por ende generar conocimiento de las características geológicas propias del Área Contractual. De lo anterior, resulta técnicamente viable, que el Operador podría disponer de información suficiente para generar un estudio integral de yacimientos y con esto identificar las mejores opciones disponibles para un futuro Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A.' at the top right, a signature in the middle, and a cross-like mark at the bottom right.

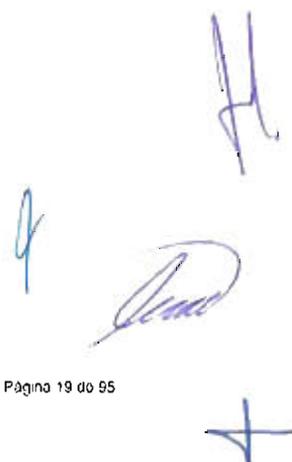
PLAN DE EVALUACIÓN CONTRATO CNH-R01-L02-A2/2015 OPERADOR: Hokchi Energy, S.A. de C.V.		Cronograma del Plan de Evaluación (07 de enero de 2016 al 06 de enero de 2018)		
Rubro	Actividad	2016	2017	2018
Riesgo Somero	Estudios de Fondo Marino	█		
	Estudios geotécnicos		█	
Reprocesamiento de datos sísmicos	Reprocesar gathers PSTM			
Interpretación sísmica y caracterización de yacimientos	Caracterización a partir de Información existente	█		
	Interpretación sísmica	█		
	Actualización de modelo estático del yacimiento		█	
	Modelo dinámico del yacimiento		█	
Perforación de prospectos, toma de información, pruebas de producción y abandono temporal	Diseño de pozos Hokchi-2			
	Terminación			█
	Alcance extendido			
	Abandono temporal			
	Hokchi-3			
	Terminación		█	
	Alcance extendido			
	Abandono temporal			
	Hokchi-4			
	Terminación			
	Alcance extendido			
	Abandono temporal			
	Hokchi-5			
	Terminación			
	Alcance extendido			
Abandono temporal				
Actualización de modelos de yacimientos y selección de estrategia	Modelado y simulación de yacimientos		█	
	Selección de estrategia de desarrollo		█	

Figura 3. Cronograma de actividades integrado del Plan Contratista.

Conforme a la práctica internacional y a la cadena de valor que involucra el proceso exploratorio, las actividades propuestas en el Plan se ubican en la última etapa de este proceso, asociada a la "Caracterización inicial y delimitación de yacimientos", cuyo objetivo es evaluar los descubrimientos realizados y delimitar los yacimientos

de interés mediante actividades exploratorias previas, mismas que son utilizadas como soporte para la documentación del Plan.

En este contexto, la Comisión elaboró un diagrama de flujo (figura 4), donde se considera la información contenida en el cronograma, descripción y análisis de las actividades dentro del Plan. Así mismo, del análisis realizado, se advierte que la distribución de las mismas proporcionaría el sustento técnico y aportaría valor al término del periodo de Evaluación, para la óptima delimitación del campo, realizar pruebas de producción necesarias y establecer las bases para un posible Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, manteniendo una secuencia lógica dentro del Plan. En este sentido, resulta factible la ejecución total de las actividades dentro del primer periodo de evaluación (07 de enero de 2016 al 06 de enero de 2018) de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, en términos de tiempos de ejecución.

Handwritten signatures in blue ink, including a large 'H' at the top right, a signature below it, and another signature at the bottom right.

Cadena de valor Etapa de Exploración

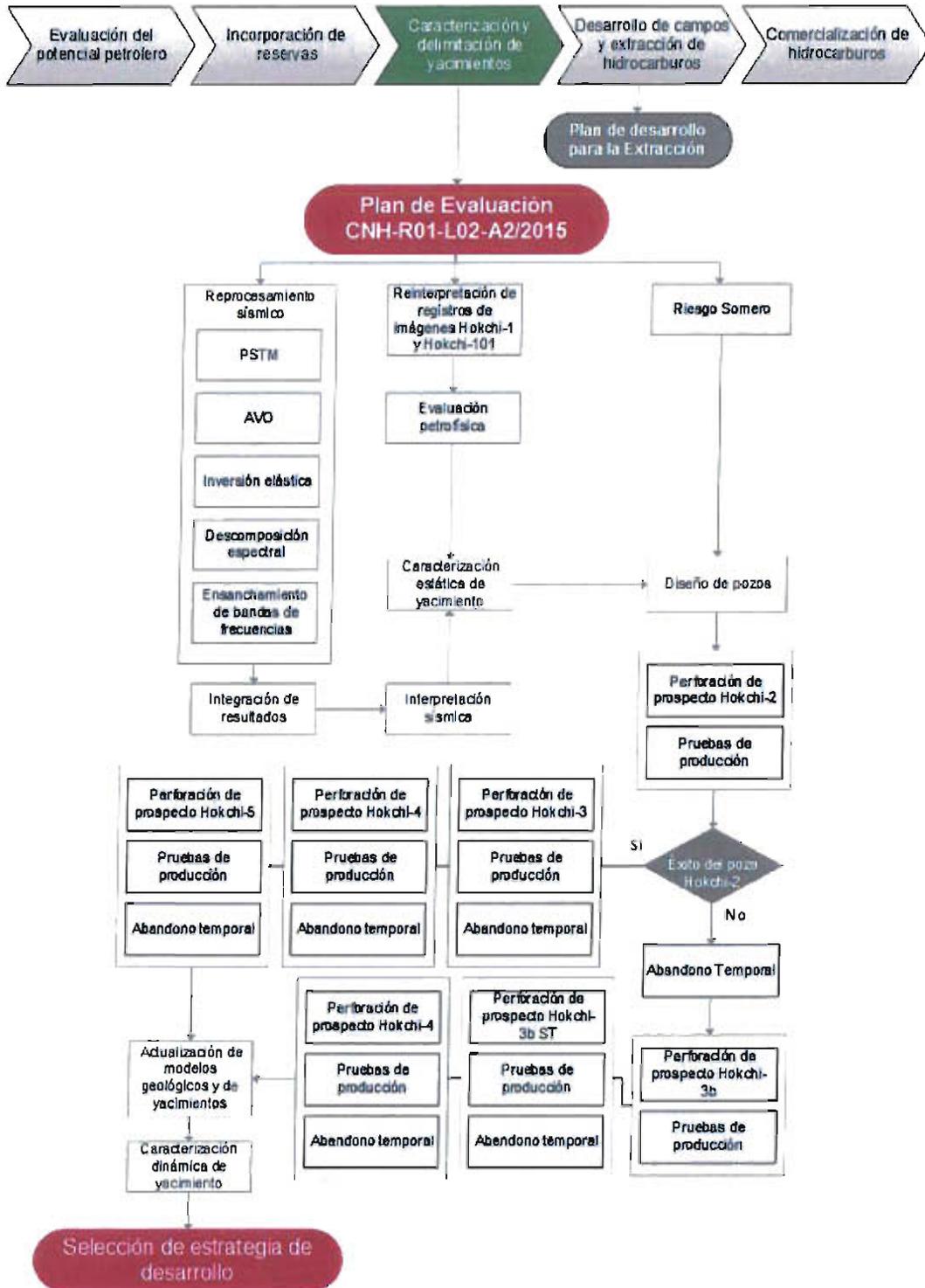


Figura 4. Cadena de valor del Proceso Exploratorio y diagrama de flujo de las actividades del Plan de Evaluación.

Lo anterior aunado a 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 acordados a las actividades propuestas.

De lo anterior y con la finalidad de determinar si el Plan presentado por el Contratista obedece a los criterios de evaluación referidos en el apartado IV que antecede, a continuación se realiza un análisis de las actividades previstas en dicho Plan.

#### V.1.1 Estudios de riesgos someros

De las actividades a ejecutar dentro del Plan, resaltan aquellas que están consideradas previas a la perforación de los prospectos, las cuales se proponen como elementos necesarios para la evaluación de las condiciones someras del fondo marino. En este sentido, los resultados que pudieran derivarse de éstos, permitirían identificar las características geológicas más someras y definir posibles anomalías existentes en el fondo marino para mitigar los riesgos en los trabajos de planificación y perforación de los prospectos, y posteriores a los mismos. Las actividades propuestas por el Operador para los estudios de riesgo somero y en el marco de las mejores prácticas en la industria petrolera, comprenden:

- Estudios geofísicos para el reconocimiento de anomalías geológicas someras y las características del fondo marino presentes en el Área Contractual, donde se incluyen:
  - Perfilador del subsuelo marino (*Geophysical Site Survey*)
  - Sonar de barrido.
- Prospección geotécnica para determinar las propiedades y las condiciones de las capas someras y fondo marino. Este estudio permitiría definir el posicionamiento, asegurar instalaciones, anclaje, operación de plataformas de perforación y tendido de ductos.

De los estudios geofísicos propuestos en el Plan, el Operador establece la aplicación del perfilador del subsuelo marino y sonar de barrido, los cuales en su conjunto, permitirían generar imágenes de alta resolución de las capas más someras del subsuelo en un rango de 10 a 200 m de profundidad e identificar riesgos someros, lo cual estará en función de las condiciones geológicas presentes en el área.

De lo anterior, es evidente que con los resultados que se obtendrían de los estudios geofísicos, el Operador incrementaría el conocimiento geológico del área de las capas más someras y con esto tendría los elementos suficientes para determinar las propiedades de dichas capas y las condiciones del fondo marino; lo cual resulta adecuado dadas las características del área contractual.

#### V.1.2 Reprocesamiento sísmico

Las actividades que involucran la etapa de reprocesamiento sísmico representan las bases y el sustento para la ejecución del Plan, ya que mediante la optimización y acondicionamiento de los datos sísmicos y considerando la aplicación de algoritmos de última generación, permitiría generar imágenes más representativas del subsuelo, incrementando la mejora sustancial en la calidad de la imagen. En este sentido, el Operador dispondría de elementos necesarios con los cuales podría delimitar y definir a detalle la geometría de los yacimientos de interés, considerados en este Plan.

Aunado a lo anterior, y asumiendo que los resultados que se obtengan sean adecuados, es decir, representen una mejora en la calidad de la imagen sísmica, el Operador dispondría de los insumos necesarios para reducir los riesgos asociados a los prospectos, estudios de caracterización estática y dinámica de yacimientos, estudios de inversión elástica y permitiría orientar la optimización de la caracterización a detalle de los prospectos a perforar.

Particularmente, existen 3 estudios de carácter sísmico 3D que cubren en su totalidad la superficie del Área Contractual, dada su disposición espacial, los cuales en términos generales se mencionan a continuación:

1. Campaña KUCHE-TUPILCO. Fue adquirido en el año 1998 por la empresa Geko Prakla, donde el cubrimiento sísmico total de esta adquisición fue 584 km<sup>2</sup>, con longitud de traza sísmica de 8 segundos (figura 5).
2. Campaña NICH-KINIL. Es un levantamiento que fue adquirido en 2003 por la empresa PGS. Tiene un cubrimiento sísmico de aproximadamente 1280 km<sup>2</sup>, y un muestro casa 2 (figura 5).
3. Gathers reprocesados PSTM (PreStack Time Migration). Acondicionados en 2013 por la empresa Schlumberger.

Cabe señalar que de los dos levantamientos sísmicos, se realizó una unión (*merge*) antes de apilar, posteriormente y mediante una secuencia de reprocesamiento en tiempo se generó el área de cobertura enfocada al campo Hokchi (figura 5).

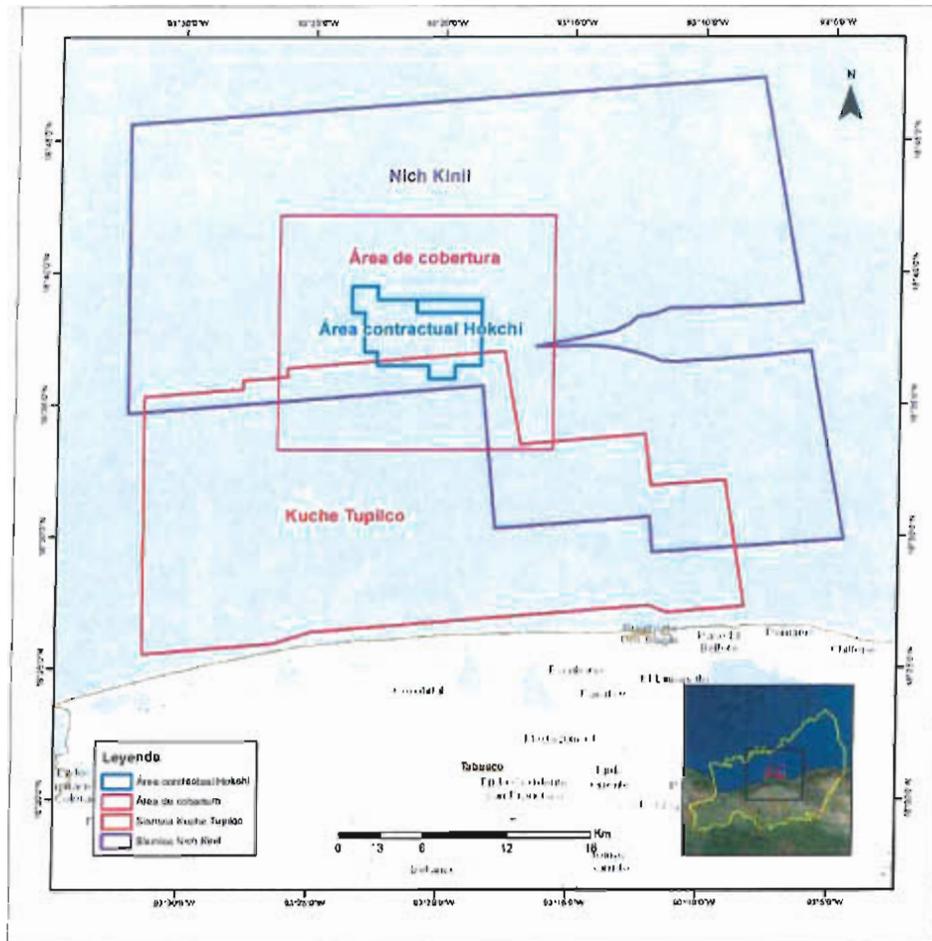


Figura 5. Levantamientos sísmicos 3D existentes en el Área Contractual.

Derivado de la información proporcionada por el Operador, se advierte que el área de reprocesamiento estará limitada en función de la geometría del Área Contractual, excluyendo la apertura. En este contexto, el Operador dispone de un área de 40 km<sup>2</sup> del levantamiento sísmico 3D NICH-KINIL que cubre en su totalidad el Área Contractual para la etapa de reprocesamiento sísmico (figura 6), con la cual mediante una secuencia de procesamiento especial se generarían volúmenes sísmicos que servirían como insumos para estudios posteriores a la etapa de reprocesamiento. En este sentido se utilizarían como datos de entrada la información sísmica 3D Nich Kinil, y los *gathers* reprocesados PSTM.

H.

g

Red

+

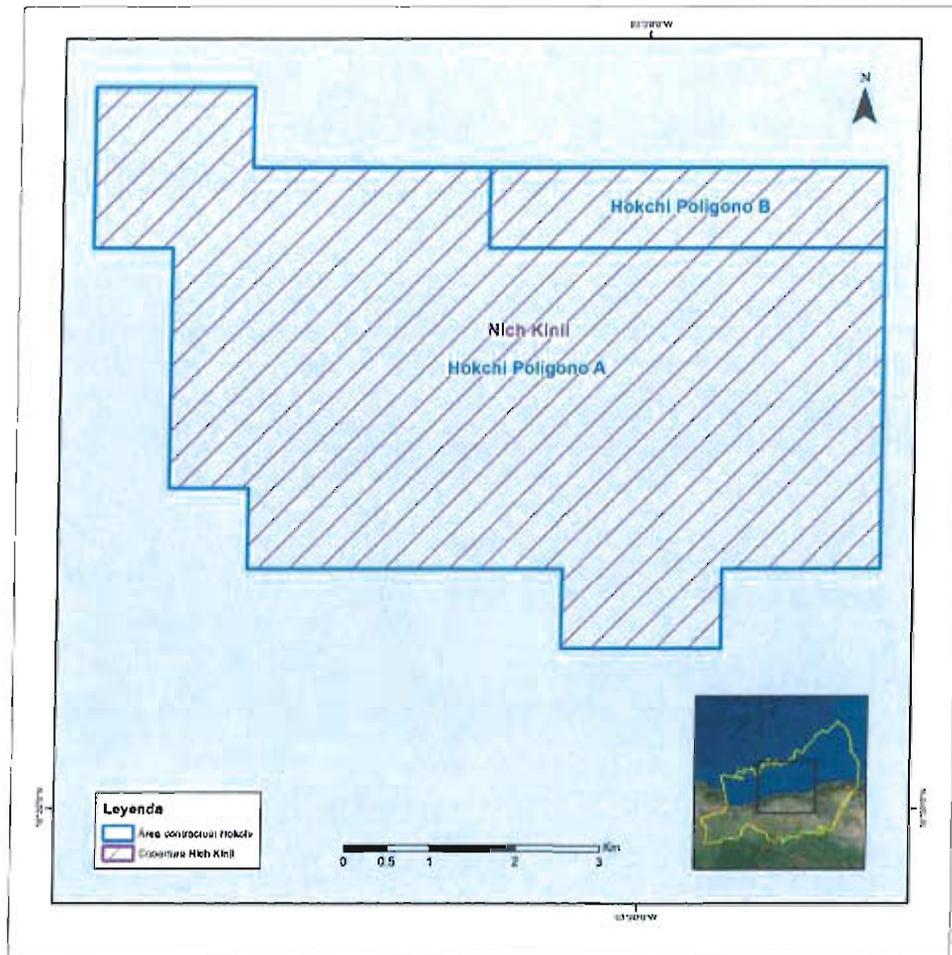


Figura 6. Área de 40 km<sup>2</sup> a reprocesar, considerando los límites del Área Contractual.

Cabe mencionar que 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.

Para la realización del reprocesamiento sísmico en términos de tiempo, el Operador estima será concluido en 4 meses, considerando la inversión, Técnicas AVO (*Amplitud vs Offset*) y los informes asociados a los resultados. En este sentido, y con el fin de identificar los tiempos de ejecución, la Comisión tomó como referencia el registro de las Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial

H<sub>2</sub>

g

Secc

+

(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 tomó como referencia el área a reprocesar y el tiempo de duración estimado por el Operador (figura 7). Por lo cual y derivado de esta comparativa, es evidente que el tiempo estimado para el reprocesamiento sísmico propuesto dentro del Plan, es adecuado, acorde con las prácticas internacionales, ya que como se muestra en el gráfico, y aunque se ubica en un rango inferior en comparación con otras compañías internacionales, es importante mencionar que el área a reprocesar es menor, dados los objetivos propuestos en el Plan.

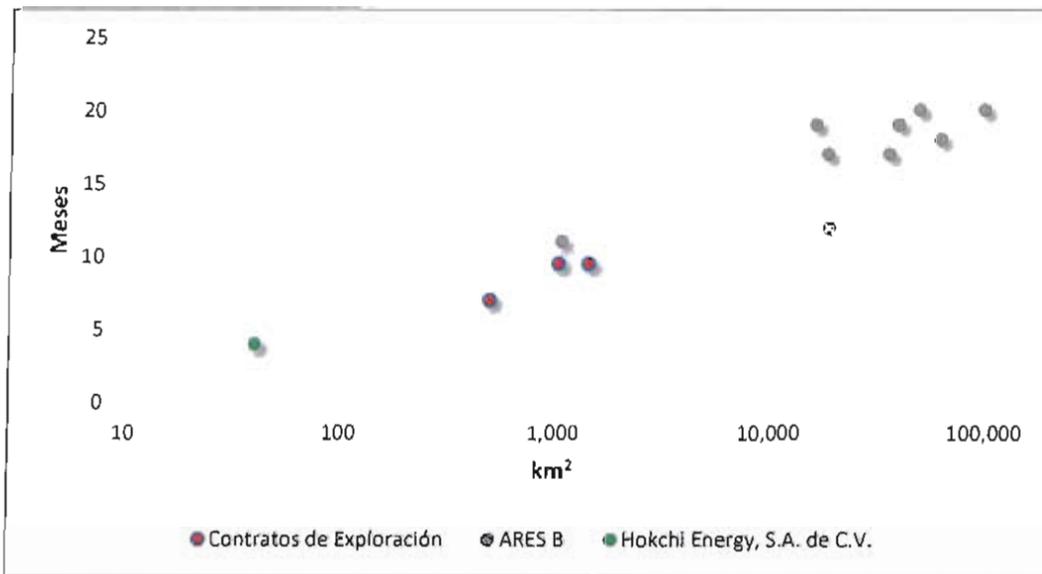


Figura 7. Comparativa del tiempo estimado y área a reprocesar asociado al Área Contractual.

De la secuencia de reprocesamiento a utilizar, además de considerar la información sísmica disponible, se utilizaría, información derivada de los pozos Hokchi-1 y Hokchi-101, específicamente para calibrar los resultados que pudieran obtenerse, en términos generales, esta secuencia involucra los siguientes procesos:

- Generación de *gathers* sintéticos.
- Comparativa de amplitudes.
- Disposición de *gathers* PSTM.

*[Handwritten signatures and marks in blue ink]*

- Modelo de velocidades
- Acondicionamiento de *gathers* para generación de atributos.
- Inversión
- AVO.

De lo anterior se concluye que la secuencia propuesta para el reprocesamiento es adecuada, ya que permitiría obtener cubos migrados en profundidad, de impedancias para onda P y S, densidad, y detección de hidrocarburos, además mejorar la calidad de la imagen sísmica a nivel de objetivo y posibles objetivos más profundos.

De la información proporcionada por el Operador, define la aplicación de tecnologías basadas en las mejores prácticas internacionales, ya que dispone de módulos específicos de una plataforma comercial para la ejecución del reprocesamiento, a través de algoritmos de última generación, construcción de modelos de impedancia y densidad e inversión simultánea, orientados hacia la generación de imágenes en profundidad más confiables del subsuelo, entre los que destacan:

- Migración en profundidad VTI y TTI anisotrópica (Kirchhoff).
- Tomografía VTI/TTI.
- Migración 3D CRAM.

Considerando los algoritmos de procesamiento, la Migración en Profundidad (Kirchhoff) a través de VTI (Vertical Transverse Isotropy) y TTI (Tilted Transverse Isotropy) anisotrópica, se infiere que permitiría obtener una mejora sustancial en la calidad de los datos sísmicos, además de ser algoritmos utilizados a nivel intencional dados los buenos resultados que se han obtenido a través de los mismos. Para el caso particular de la tomografía VTI/TTI, resulta evidente que ayudaría para representar la anisotropía existente a nivel de objetivos dentro del Plan. Por otra parte, la migración 3D CRAM (Common Reflection Angle Migration), permitiría utilizar los frentes de onda disponibles para mejorar la imagen, ya que permite iluminar los objetivos en todos los ángulos que se disponga.

Del análisis realizado por esta Comisión sobre las técnicas a utilizar, se concluye que el reprocesamiento sísmico aportaría los elementos necesarios para la ejecución óptima del Plan, derivado de la aplicación de técnicas de última generación, y que la secuencia lógica de reprocesamiento a utilizar es adecuada y acorde con el objetivo planteado. En este sentido, se evidencia que el reprocesamiento sísmico permitiría mejorar la calidad de los datos sísmicos, generar volúmenes de parámetros elásticos y acústicos, que mediante su integración permitirían asociar la respuesta a litología y presencia de fluidos, generar los insumos para análisis AVO, estudios de inversión y acondicionamiento del dato sísmico para la aplicación de atributos, dando el sustento para la mitigación del riesgo en la perforación de prospectos, mejorar la calidad de la imagen sísmica a nivel de yacimiento para la definición a detalle en la interpretación estructural y con esto generar imágenes más representativas del subsuelo.

### V.1.3 Interpretación sísmica y caracterización de yacimientos

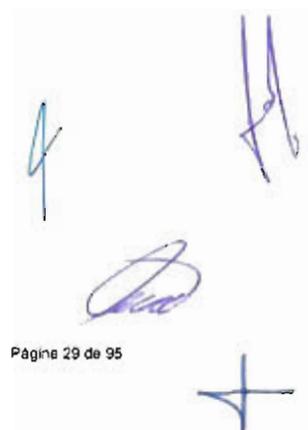
En primera instancia se generaría una caracterización inicial a partir de la información sísmica disponible. Sin embargo, considerando los resultados del reprocesamiento sísmico, permitirían actualizar y dirigir los resultados hacia una caracterización a detalle mediante la incorporación de estudios derivados del reprocesamiento, reinterpretación sísmica, petrofísica, registros geofísicos de pozo, pruebas de presión-producción, entre otros.

Asimismo, y en el sentido de resaltar características propias de la señal sísmica, en la etapa de interpretación y caracterización, se considera la aplicación de atributos con enfoque específico para la actualización del modelo estático, lo que resultaría adecuado ya que permitiría resaltar discontinuidades estructurales y estratigráficas, propiedades petrofísicas, tal es el caso de la porosidad. En este sentido, los resultados de esta etapa se enfocarían hacia la reducción de la incertidumbre asociada en el proceso de evaluación, así como incrementar el conocimiento del área para generar un modelo estático del yacimiento más acorde con las características geológicas del área, específicamente en la etapa de caracterización.

#### V.1.4 Perforación de prospectos de evaluación

La mayor inversión dentro del Plan corresponde a la perforación y terminación de pozos, estas actividades son fundamentales en la evaluación de los campos y requieren de una planeación meticulosa y un seguimiento riguroso durante su ejecución, también es importante que los tiempos programados para estas actividades sean acordes a la duración dentro de parámetros comparables a las prácticas internacionales, ya que de ello depende en buena medida que la ejecución del Plan se lleve a cabo dentro del periodo inicial.

De acuerdo a lo anterior, la Comisión, con información de la plataforma *Wood Mackenzie*, la cual, entre su contenido incluye una base de datos con información de pozos distribuidos en el mundo, comparó los tiempos programados para la perforación de los pozos de evaluación propuestos por el Operador y encontró que estos tiempos se encuentran en rango, de acuerdo a sus profundidades en comparación con los tiempos reales de pozos de evaluación distribuidos en diferentes partes del mundo. Esta comparación se llevó a cabo primero con la profundidad vertical de los pozos (figura 8) y enseguida con la profundidad desarrollada (profundidad total) de los pozos (figura 9). Esta segunda comparación fue motivada porque los prospectos Hokchi-3 y Hokchi-5 se han planeado con trayectoria desviada por el Operador. Asimismo, la comparación se realizó con pozos análogos, que perforaron una columna geológica del Cenozoico, predominantemente clástica, y cuya ubicación corresponde a zonas marinas en aguas someras.



Tiempo de perforación Vs Profundidad vertical de pozos (m)

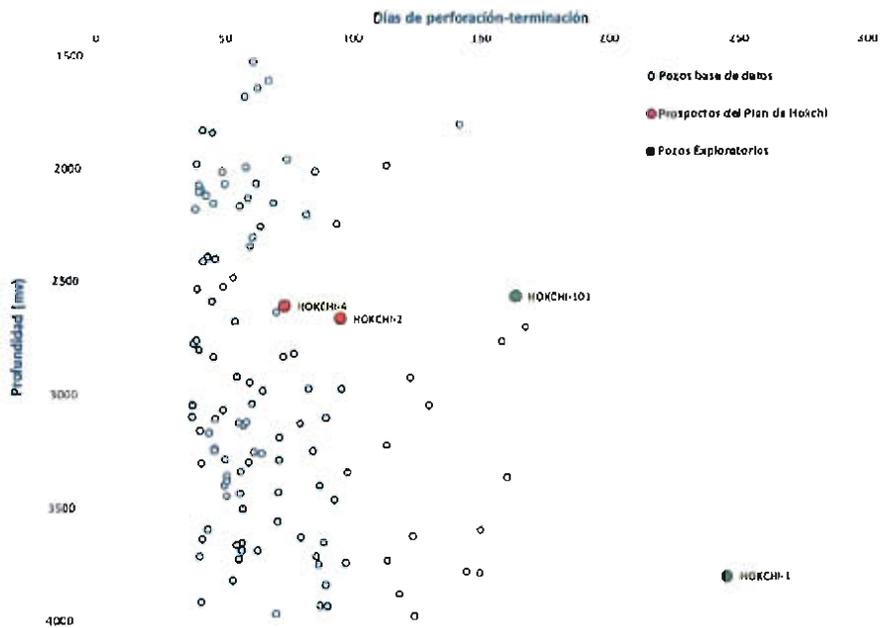


Figura 8. Tiempo de perforación Vs Profundidad de pozos

Tiempo de perforación Vs Profundidad desarrollada de pozos (m)

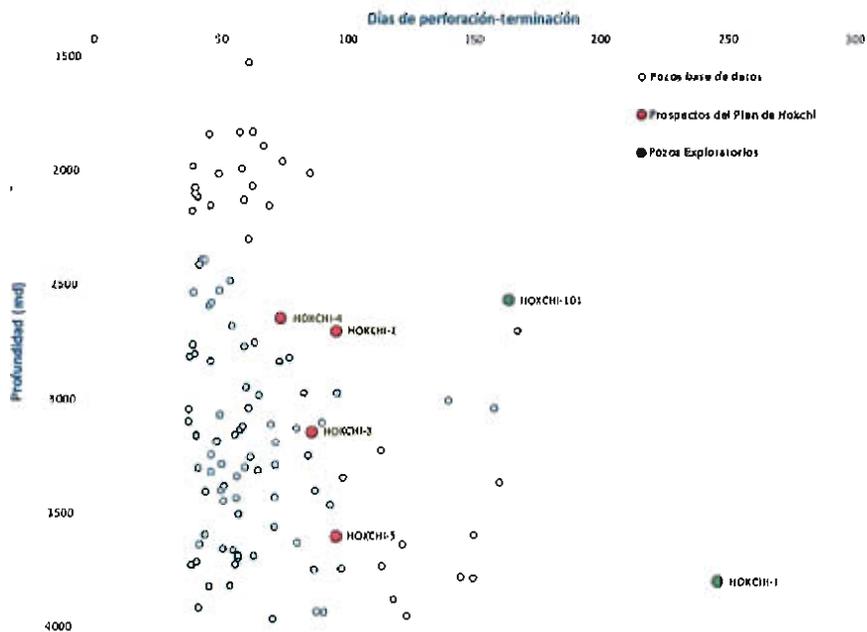


Figura 9. Tiempo de perforación Vs Profundidad desarrollada de pozos

*[Handwritten signatures and marks in blue ink]*

En el periodo inicial de la etapa de evaluación, el Plan presentado considera la perforación de cuatro prospectos exploratorios para la evaluación del campo Hokchi en el Área Contractual, cuya ubicación preliminar se muestra en la figura 10, dos de ellos son propuestos en el lado Oeste y dos más en el Este. Los cuatro prospectos penetrarían una columna Terciaria, donde se han identificado los objetivos geológicos correspondientes a diferentes horizontes de areniscas del Mioceno Medio, cuyo yacimiento superior se ha denominado R1, y en niveles estratigráficos infrayacentes R2 y R3. De acuerdo a los antecedentes exploratorios del área, se advierte que el Plan es adecuado para evaluar el campo.

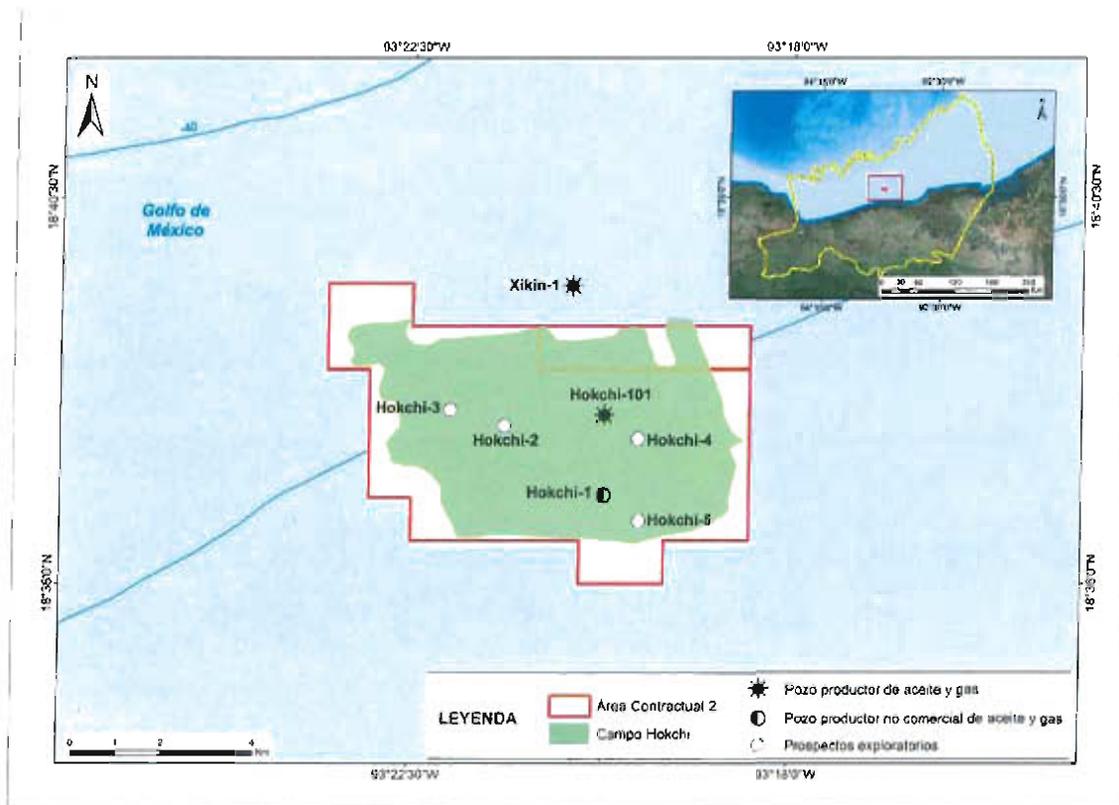


Figura 10. Ubicación preliminar de los prospectos delimitadores.

Cabe señalar que, en materia de perforación de pozos, el Operador deberá cumplir con la normatividad vigente emitida por esta Comisión al momento de realizar dichas actividades.

De acuerdo a la secuencia de actividades, previo a la perforación de prospectos se integraría la información necesaria para llevar a cabo el diseño definitivo de los pozos. Esta información agruparía los resultados del reprocesamiento sísmico, estudios geológicos regionales y estudios estratigráficos, así como estudios geomecánicos de predicción de presión de poro y gradiente de fractura, esto último de gran relevancia de acuerdo a las mejores prácticas para mitigar riesgos operativos, pues se tendrían mayores elementos para tomar decisiones en situaciones operativas imprevistas, especialmente porque en el área se han identificado zonas de presiones anormales, que generan una ventana operativa muy estrecha. Este conjunto de estudios sentaría las bases para ubicar de manera definitiva los prospectos y proceder con las actividades operativas.

La estrategia operativa presentada por el Operador establece una secuencia tal, que permitiría la perforación de los 4 prospectos utilizando la misma plataforma autoelevable, únicamente desde dos posiciones, al respecto se advierte que:

- La perforación de cada prospecto, proveerá de valiosa información para el siguiente a perforar, de tal manera que se podrán actualizar los diseños y modelos para garantizar los mejores resultados con cada pozo nuevo.
- La secuencia operativa optimizará recursos sin perjuicio del cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo establecido en el Contrato.
- El diseño de dos pozos verticales y dos desviados permitirá optimizar tiempos de la plataforma y acelerar la curva de aprendizaje en las actividades de perforación.

Tomando como consideración los prospectos definidos por el Operador en el Plan, el siguiente apartado describe los objetivos y el análisis de viabilidad realizado por esta Comisión para cada uno de ellos.

## Prospecto Hokchi-2

El objetivo de la perforación de Hokchi-2 es definir la extensión lateral de la acumulación de hidrocarburos encontrada por los pozos Hokchi-1 y Hokchi-101 al oeste de la estructura, así como los recursos prospectivos asociados a este sector del campo y confirmar la comercialidad asociada a este descubrimiento.

Además, Hokchi-2 pretende extender el petróleo comprobado más profundo (LKO- Lowest Known Oil) de 2,540 m (tvdss) hasta 2,575 m (tvdss), incorporando un volumen de reservas de 20.3 MMbpce (área en color naranja de la figura 11). También aportará información para refinar el modelo de yacimientos (distribución de espesores, porosidades, permeabilidades, etc.).

En este sentido, y derivado del análisis realizado, se advierte la importancia estratégica de este prospecto, ya que la ubicación propuesta permitiría confirmar y, en su caso, aumentar los volúmenes de reservas calculadas con los resultados de los pozos Hokchi-1 y Hokchi-101. Siendo así, el Operador refiere que el resultado de Hokchi-2 condicionará el desarrollo y los volúmenes de hidrocarburos a recuperar.

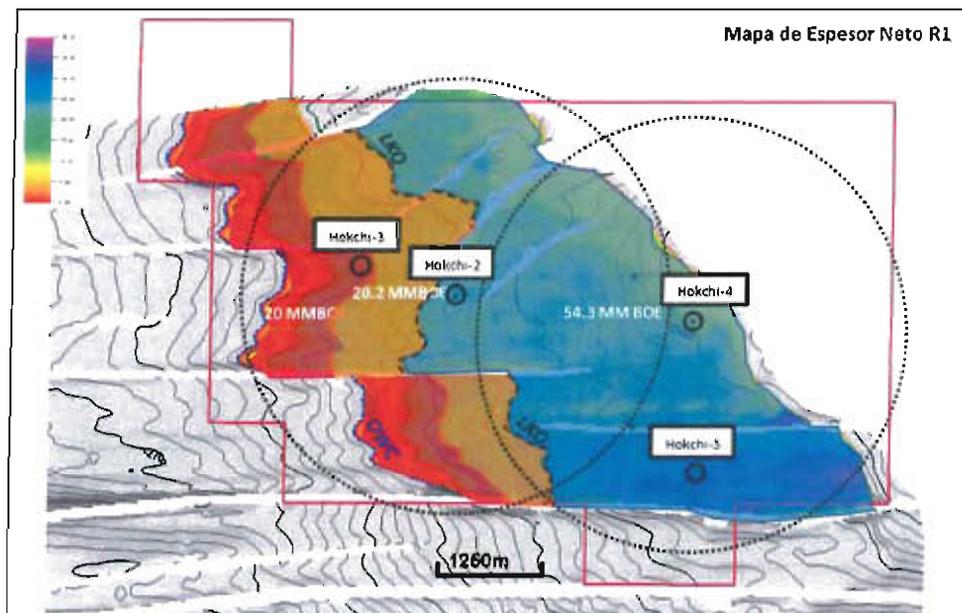


Figura 11. Volúmenes probados (área azul) y probables (áreas naranja y roja) del yacimiento R1, teniendo en cuenta OWC y LKO. Los círculos punteados indican el alcance estimado de perforación para cada ubicación (máximo *step out*).

En la figura 12 se muestra una sección sísmica representativa, asociada con el prospecto Hokchi-2, donde se observa que su trayectoria atravesará distintos niveles estratigráficos hasta la zona de interés, como se observa, la trayectoria propuesta cruzará una falla en los primeros intervalos de la columna geológica, sin embargo, deben considerarse los elementos de riesgo asociados dada la profundidad de las formaciones geológicas.

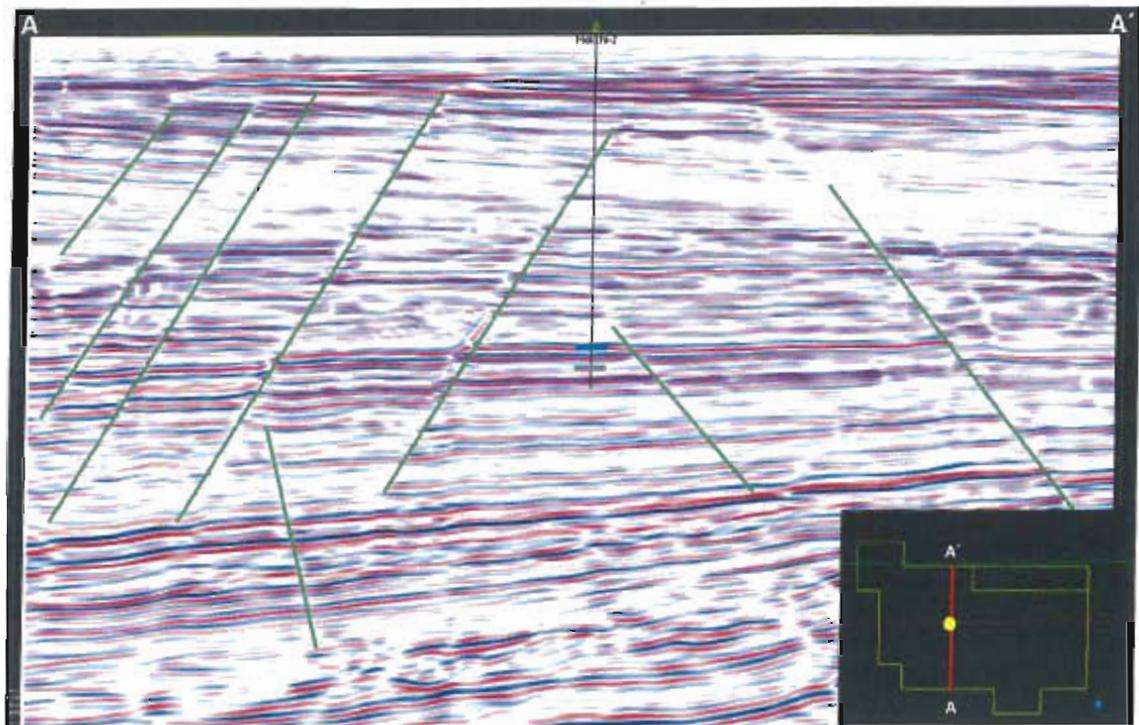


Figura 12. Sección sísmica donde se muestra la trayectoria del prospecto Hokchi-2.

### Prospecto Hokchi-3

El prospecto Hokchi-3 está sujeto al resultado del prospecto Hokchi-2, ya que su posición será ajustada en función del mismo. En caso de que Hokchi-2 resultará exitoso y se comprobare el modelo de distribución de fluidos planteado, el prospecto Hokchi-3 atravesará el contacto agua-aceite (OWC) y confirmará el límite Oeste de la acumulación. Su posición sería diez metros por encima del OWC, con lo que aseguraría su valor como pozo productor en un futuro esquema de desarrollo. El

H.  
g  
+  
[Firma]

volumen de reservas a incorporar y comprobar sería del orden de 20 MMbpce, tal cual lo muestra el área roja de la figura 11.

Considerando el caso en que el prospecto Hokchi-3 alcanzara el objetivo en una posición estructural más baja que la prevista, ya sea por una cuestión de calibración sísmica o de un contacto agua-aceite estructuralmente más alto de lo pronosticado, se presenta como "contingente" la posibilidad de realizar un *side track*, hasta una posición estructural de acuerdo a lo deseado (+/- 20 m por encima del contacto agua-aceite). El objetivo del *side track* sería similar al del pozo original, teniendo en cuenta las correcciones debidas a la nueva interpretación de los límites del yacimiento (figura 13).

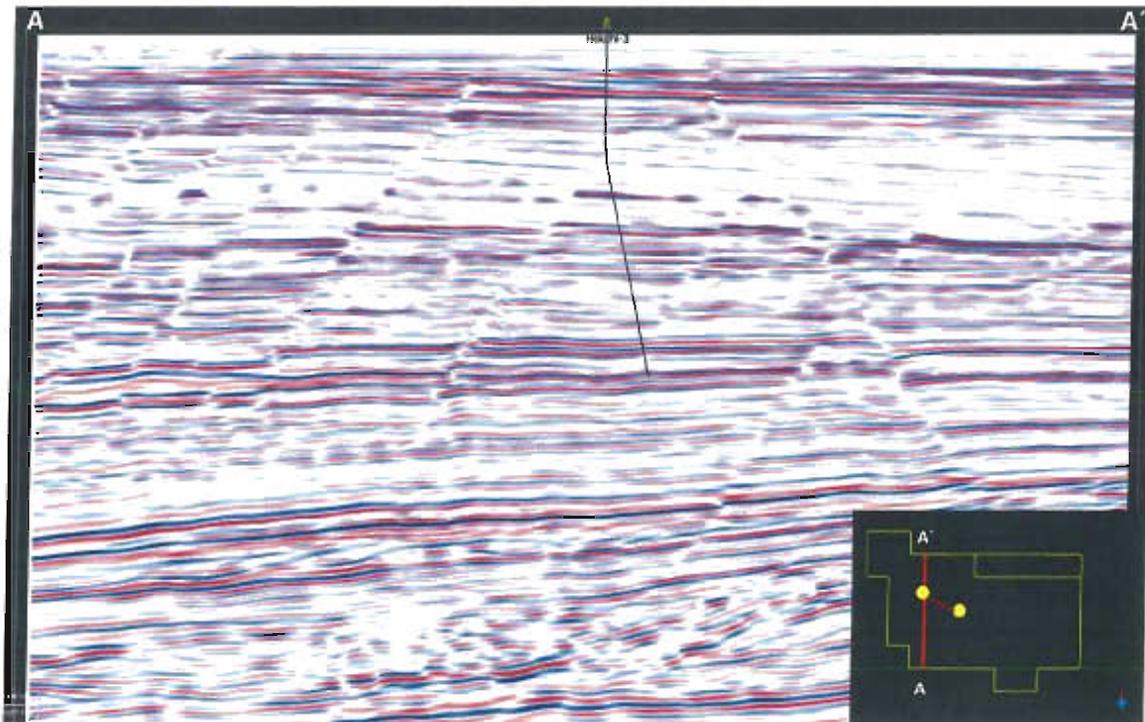


Figura 13. Sección sísmica donde se muestra la trayectoria desviada del prospecto Hokchi-3.

La Comisión identifica como una buena estrategia el objetivo que el Operador ha planteado para este prospecto, debido a su posición hacia el Oeste del campo (figura 13), donde podría cumplir con el objetivo que se ha fijado para este prospecto, así como la posibilidad de incorporar o reclasificar reservas.

Adicionalmente, su diseño permitiría contribuir a las actividades de desarrollo del campo al ser utilizado como pozo de extracción o de inyección.

### Prospecto Hokchi-4

De acuerdo al análisis efectuado por la Comisión, la ubicación del prospecto Hokchi-4 es estratégica considerando su calidad de doble objetivo, debido a que, además de perforar y evaluar el yacimiento R1, tiene el objetivo primordial de confirmar el potencial de la roca almacén R3. Los recursos prospectivos a incorporar con Hokchi-4 son 24.9 MMbpce.

Las figuras 14 y 15 muestran la extensión de R3 en superposición con el mapa estructural para R1 (color gris). R3 es un depósito de mayor antigüedad que R1 y tiene su acuñamiento contra el diapiro salino. En ambas figuras, la línea de puntos roja representa la interpretación del contacto de fluidos para R3 (inferido a partir de la interpretación de la anomalía sísmica de amplitud), por lo que queda de manifiesto la zona interpretada como doble objetivo. La figura 16 muestra que el prospecto Hokchi-4 atravesaría varios niveles estratigráficos hasta llegar al objetivo planteado, lo que requiere el conocimiento geológico de dichas formaciones y la identificación de posibles zonas con contenido de hidrocarburos.

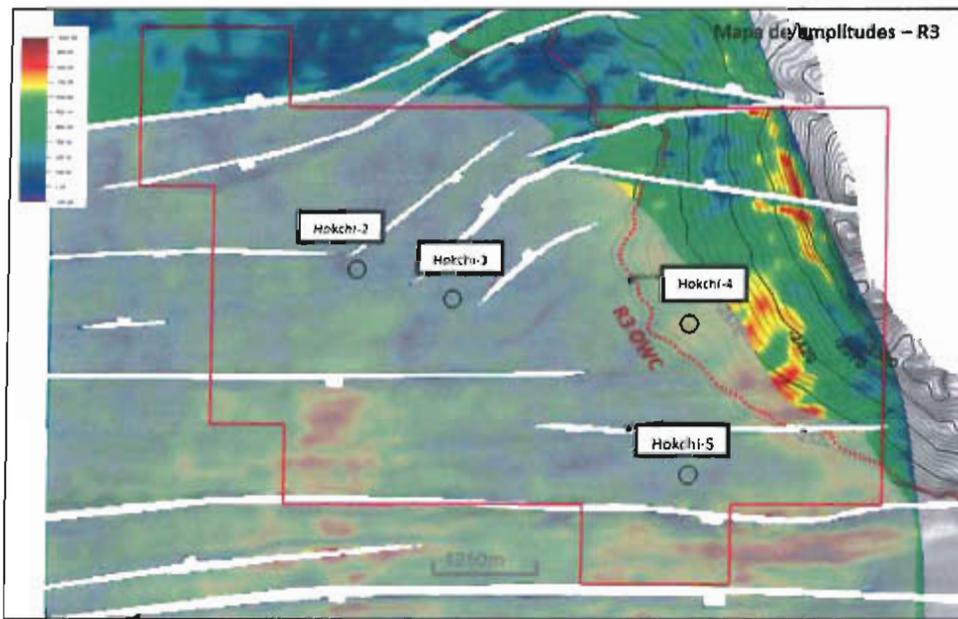


Figura 14 Mapa de amplitudes para R3. La zona sombreada representa la extensión del yacimiento R1.

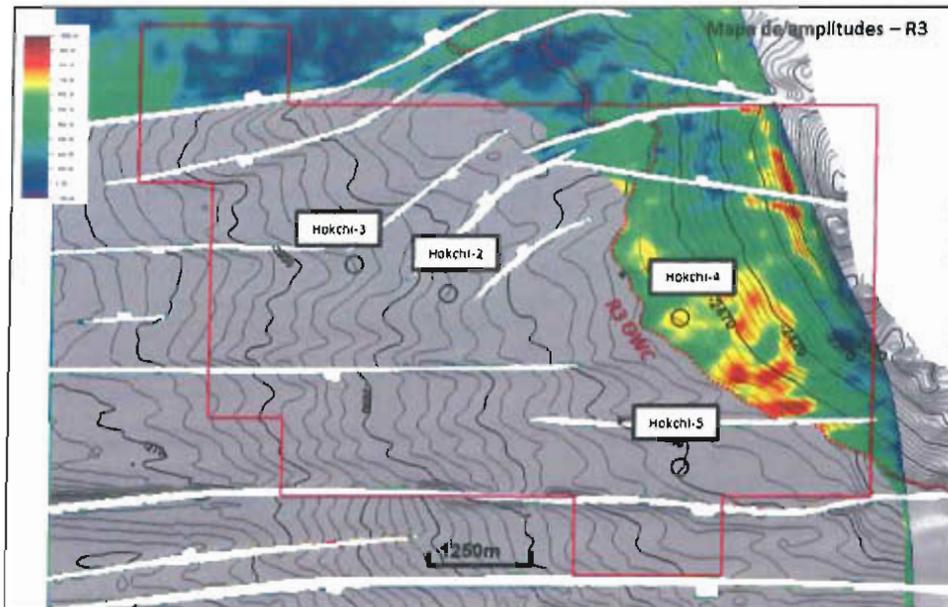


Figura 15. Mapa de amplitudes para R3, limitado a su OWC interpretado. El área gris corresponde al mapa estructural del yacimiento R1.

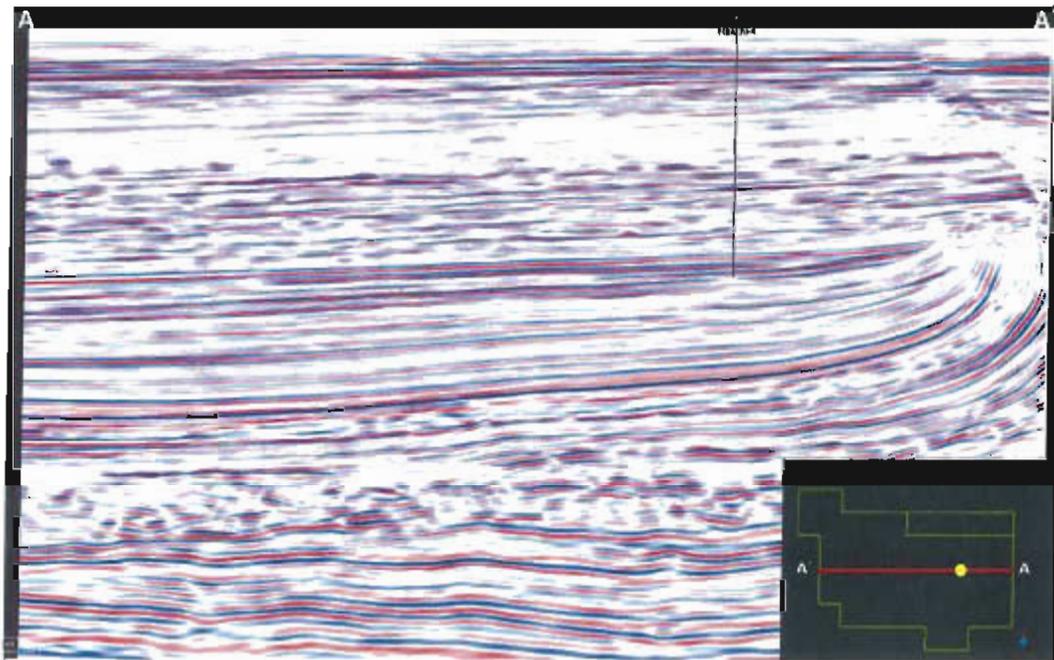


Figura 16. Sección sísmica representativa donde se muestra la trayectoria desviada del prospecto Hokchi-4.

La prueba de producción de alcance extendido se realizaría en R3 y en función de los resultados obtenidos, se presenta como “contingente” la posibilidad de agregar adicionalmente la prueba de producción de alcance extendido en R1. La figura 17 ilustra conceptualmente la distribución de los intervalos productivos y la interpretación del contacto de fluidos para cada caso.

De acuerdo al análisis realizado por la Comisión, se identifica que la importancia de este prospecto radica en que el objetivo de evaluar el volumen de hidrocarburos y las propiedades de la roca almacén identificada como R3 en función de los resultados de la prueba de alcance extendido, además de evaluar el yacimiento R1.

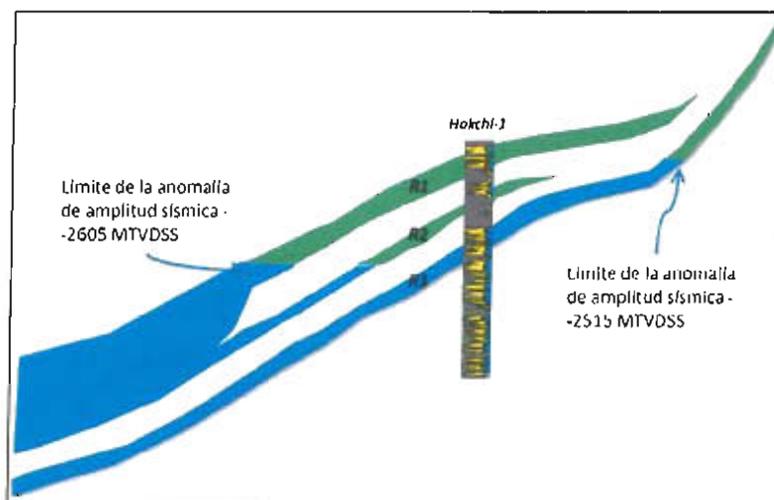


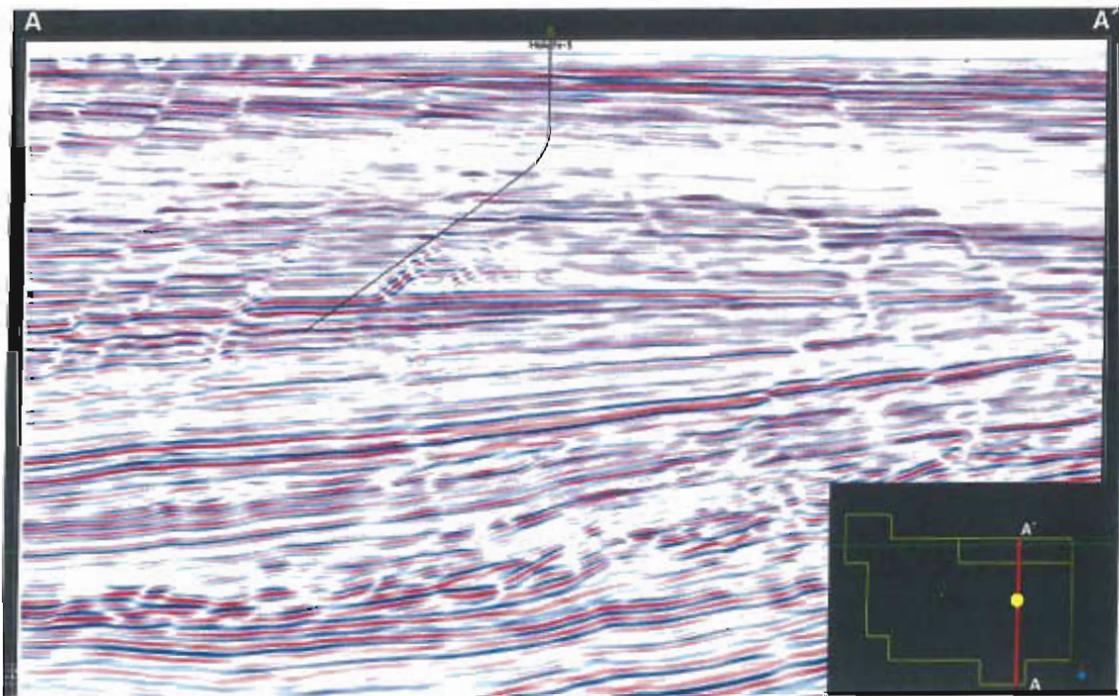
Figura 17. Interpretación de contacto de fluidos para los yacimientos R1, R2 Y R3.

### Prospecto Hokchi-5

Hokchi-5 probaría la roca almacén principal (R1) en la parte Sur del Área Contractual, donde se interpreta el mayor espesor de acuerdo al modelo de descomposición espectral, esto permitirá ajustar el modelo de productividades y propiedades petrofísicas de la roca, adicionalmente confirmaría la continuidad hidráulica con el bloque central.

Sobre la propuesta exploratoria de este prospecto, resulta evidente que presenta una componente estratégica importante ya que la propuesta de la trayectoria investigaría la continuidad de los niveles estratigráficos en la zona Este del Área Contractual (figura 18) y con esto se podría evaluar el alcance del potencial petrolero de la zona de interés.

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 Hokchi-5 técnicamente viable para ser incluido dentro de dicho Plan. Al respecto cabe aclarar que, la consolidación del prospecto Hokchi-5 será de acuerdo a los resultados que se obtengan del reprocesamiento sísmico y de los estudios que se generen con ese fin.



**Figura 18.** Sección sísmica representativa donde se muestra la trayectoria desviada del prospecto Hokchi-5.

La Comisión advierte de la importancia de este prospecto, donde se podría reafirmar la evaluación del yacimiento denominado R1, además de establecer la

caracterización estática y formular una caracterización dinámica del yacimiento, en miras a establecer una selección de estrategia ideal para un futuro plan de desarrollo del campo.

### Contingencias geológicas

Respecto a las actividades de perforación propuestas por el Operador, cabe mencionar que en caso de que el prospecto Hokchi-2 no resultara exitoso y que el LKO (*Lowest Known Oil*) resultara en realidad el contacto de fluidos, el prospecto Hokchi-3 sería reubicado en una posición acorde a la interpretación actualizada. Por este motivo, y a modo de contingencia geológica se presentaría el prospecto Hokchi-3b, el cual tendría como objetivo delimitar el bloque norte de la acumulación, tomando en cuenta los nuevos límites del yacimiento (ver diagrama de flujo en la figura 19 A). Su posición de sub-superficie se muestra en la figura 19.

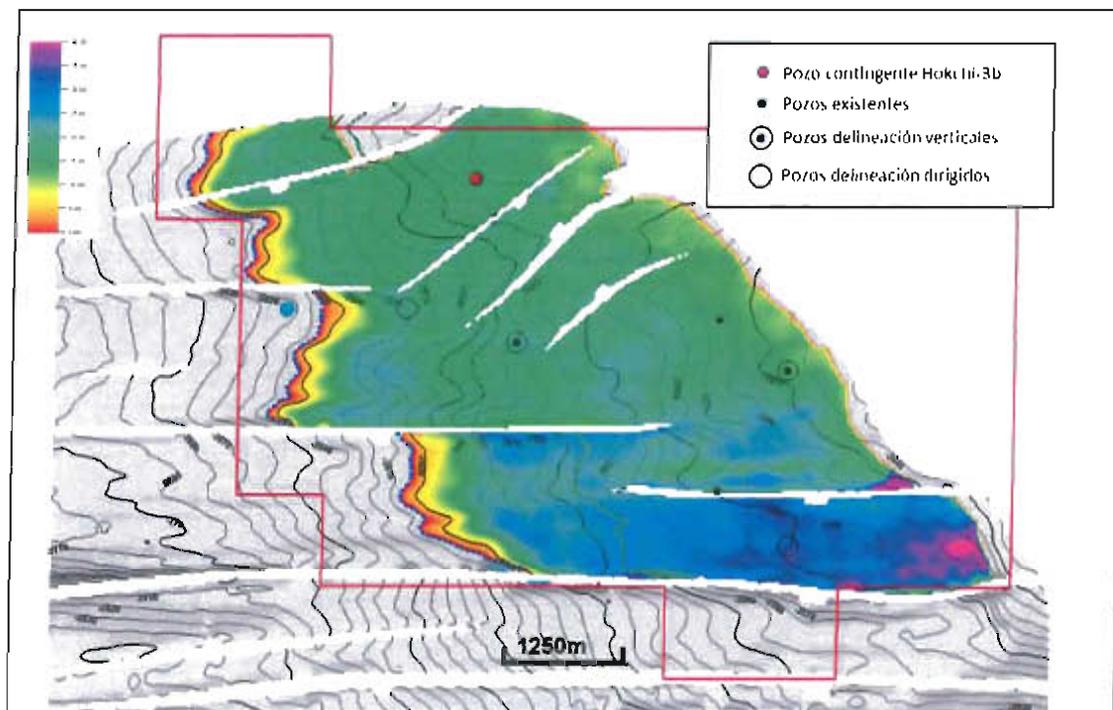


Figura 19. Mapa estructural de R1, mostrando la posición del pozo contingente Hokchi-3b.

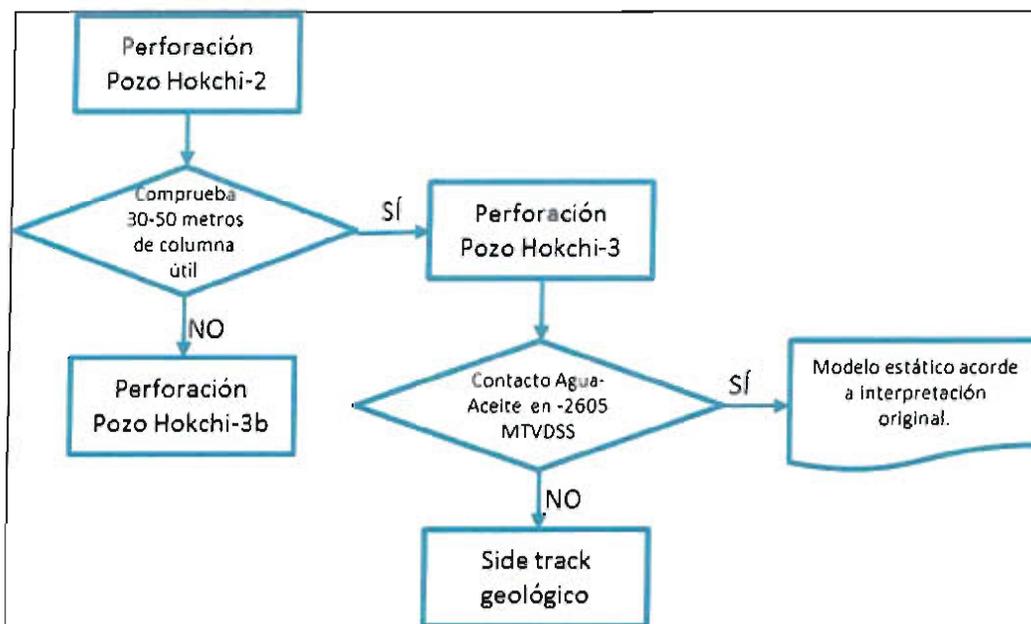


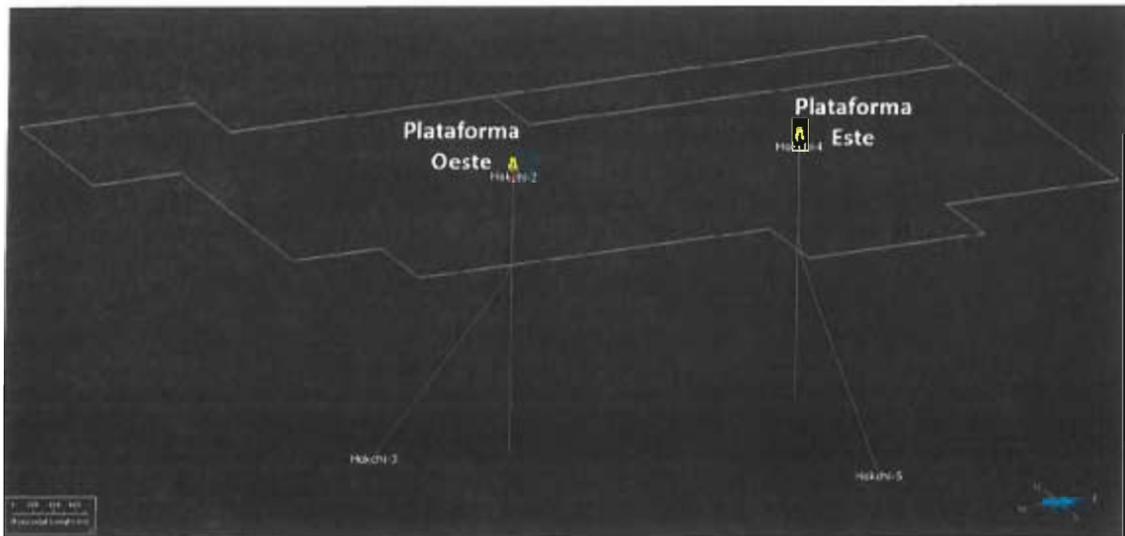
Figura 19 A. Diagrama de flujo para ilustrar las posibles contingencias geológicas de los prospectos Hokchi-2 y Hokchi-3.

En el contexto de la perforación de prospectos y toda vez que se realizó el análisis necesario, se evidencia que con la perforación en las ubicaciones propuestas, sustentada por las respuestas de amplitud, se esperaría obtener resultados que permitirían una mejor evaluación del yacimiento, además se incrementaría el conocimiento geológico del área, asociado a una generación y/o actualización de los modelos de yacimientos dentro del Área Contractual.

El Operador presentó en el Plan el diseño preliminar de los cuatro prospectos, éstos serían perforados desde una plataforma auto-elevable. El diseño de cada pozo sería adecuado a los objetivos planteados, teniendo en cuenta los estudios de presión de poro, gradientes de fractura y demás propiedades geomecánicas de la columna estratigráfica. El Operador refiere que realizará un estudio de geomecánica para obtener las geopresiones extrapoladas a la localización de cada uno de los prospectos delimitadores. Los resultados de este estudio serían empleados para actualizar el diseño de los pozos propuesto en el Plan.

En el diseño preliminar de los pozos se destaca la estrategia de perforar un pozo vertical y, a partir de éste, perforar un pozo adicional con desviación planificada para

alcanzar las areniscas objetivo en una posición distinta, que coadyuve a la mejor evaluación del campo. Esta estrategia se repetiría con un nuevo posicionamiento de la plataforma, lo que finalmente daría como resultado la perforación de los cuatro prospectos propuestos en el Plan (figura 20).



**Figura 20.** Se muestra la trayectoria de los prospectos definidos en el Plan.

Los pozos Hokchi-2, Hokchi-3 y Hokchi-4 tendrán 4 tuberías de revestimiento y un *liner* de producción, el pozo Hokchi-5 tendría 4 tuberías de revestimiento y 2 *liners*. Asimismo, el Operador considera planes de contingencia para cada pozo, donde se podrían instalar tuberías intermedias si fueran requeridas debido a condiciones operativas. La tabla 3 muestra un resumen respecto a los diseños preliminares de los 4 pozos.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' and a cross-like symbol.

Pozo	Plataforma	Trayectoria	Profundidad desarrollada (m)	Tuberías	Inclinación máxima (grados)	Máximo DLS
Hokchi-2	Oeste	Vertical	2700	4 CSG + 1 <i>liner</i>	0	0° / 30m
Hokchi-3	Oeste	Noroeste	3140	4 CSG + 1 <i>liner</i>	41	3.5° / 30m
Hokchi-4	Este	Vertical	2645	4 CSG + 1 <i>liner</i>	0	0° / 30m
Hokchi-5	Este	Sur	3600	4 CSG + 2 <i>liners</i>	48	3.5° / 30m

**Tabla 3.** Supuestos de diseño de los pozos presentados en el Plan de Evaluación.

De acuerdo al Plan presentado por el Operador, la terminación de los cuatro pozos contemplará pruebas de producción de alcance extendido, mismas que coadyuvarían a la evaluación y delimitación del campo Hokchi, además de que aportarían valiosa información para un posible plan de desarrollo para la Extracción.

La Comisión considerará como válidas las pruebas de alcance extendido siempre que sean concluyentes y que con ellas se obtengan los siguientes resultados:

- Cálculo del volumen de hidrocarburos en el yacimiento.
- Determinación de los límites del yacimiento o de la porción compartamentalizada del mismo, más allá de las posibles barreras de flujo cercanas a los pozos de investigación.
- Comportamiento de flujo en los yacimientos (geometrías de flujo).
- Detección de barreras de flujo estructurales o estratigráficas.
- Determinación del potencial de los pozos.
- Cálculo de la capacidad de flujo y transmisibilidad.
- Estimación del daño.
- Obtener información adicional relativa a la producción del campo, tal como el corte de agua y la producción de arena.

La estrategia para la adquisición de datos en la perforación se plantea con el fin de optimizar recursos y obtener los mayores beneficios para alcanzar el objetivo de la caracterización y evaluación del campo Hokchi. La tabla 4 concentra un resumen del programa de adquisición de datos en los pozos.

Registros o actividades a realizar	Hokchi-2	Hokchi-3	Hokchi-4	Hokchi-5
Registro de Rayos Gamma	Si	Si	Si	Si
Registro de Resistividad	Si	Si	Si	Si
Registro Sónico Dipolar	Si	Si	Si	Si
Registro Porosidad-Neutrón	Si	Si	Si	Si
Registro de Densidad	Si	Si	Si	Si
Registro Factor Fotoeléctrico (PEF)	Si	Si	Si	Si
Registro MWD	Si	Si	Si	Si
Registro de Presión Anular (PWD)	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Puntos de Presión (MDT)	De 10 a 15			
Muestreo de Fluidos	Si	Si	Si	Si
Registro de Calibración ( <i>Caliper</i> )	Si	Si	Si	Si
Registro de Hidrocarburos	Si	Si	Si	Si
Monitoreo y predicción de presión de poro y G.F.	Si	Si	Si	Si
Registro de cementación	Si	Si	Si	Si
Giroscópico	Si	Si	Si	Si
Núcleos de Pared	10	No	20	No
Núcleo Convencional	No	No	No	No
Análisis PVT	1	1	1	1
Pruebas de Goteo (LOT)	Si	Si	Si	Si
Pruebas de Producción	En R1	En R1	En R3	En R1
NOTAS:				
1. Los registros geofísicos podrían ser adquiridos en la modalidad LWD o con cable.				
2. El registro de calibración estaría condicionado a que se meta sonda con cable.				
3. En Hokchi-4 se contempla la posibilidad de realizar pruebas de producción además de R3, en R1.				

**Tabla 4.** Resumen del programa de adquisición de datos en los pozos delimitadores.

Se advierte que la adquisición de registros geofísicos permitiría la interpretación de las condiciones petrofísicas durante la perforación, lo que contribuiría a la toma de decisiones y reduciría riesgos operativos. Asimismo, esta adquisición de información permitiría realizar la evaluación petrofísica para confirmar los intervalos con las mejores características para probar en la etapa de terminación.

El muestreo de fluidos de formación permitiría caracterizar los tipos y flujos de fluidos en la roca y sus respectivos análisis PVT validados brindarían información valiosa para la caracterización de los yacimientos, que junto con los núcleos recuperados proporcionarían mayores elementos para evaluar sus propiedades petrofísicas

#### **Objetivos de las pruebas de producción de alcance extendido para los prospectos de evaluación**

La Comisión identifica que las pruebas de producción de alcance extendido que se llevarían a cabo en los prospectos de evaluación Hokchi-2, Hokchi-3, Hokchi-4 y Hokchi-5 permitirían confirmar los niveles de productividad obtenidos en los pozos exploratorios Hokchi-1 y Hokchi-101, así como verificar los datos estáticos disponibles y mejorar la caracterización del yacimiento.

Conforme al análisis realizado por la Comisión, se considera que la selección preliminar de las formaciones a evaluar con pruebas de producción de alcance extendido, es adecuada para comprobar la extensión de los yacimientos de acuerdo a los resultados de las pruebas de producción de los pozos exploratorios. Sin embargo, se advierte que el programa definitivo se diseñaría de acuerdo a los resultados que proyecten las evaluaciones petrofísicas al final de la etapa de perforación de cada pozo, donde es de especial interés el resultado que se obtenga con la perforación del prospecto Hokchi-2.

El objetivo particular de las pruebas de producción de alcance extendido es calcular el volumen de hidrocarburos in-situ, así como determinar los límites del yacimiento o de la porción compartimentalizada del mismo, los cuales, pudiesen encontrarse más allá de las posibles barreras de flujo en cercanía a los pozos de investigación.

Del mismo modo se contempla la evaluación del potencial de los pozos así como de la estimación de los parámetros inherentes en el comportamiento de flujo presentes en el yacimiento. Esta información se empleará para la selección de la estrategia de desarrollo, incluyendo la selección de los sistemas artificiales de extracción y la optimización del diseño de las instalaciones de superficie, transporte y proceso.

Las pruebas de producción de alcance extendido complementarán el resto de la información a obtener durante el periodo de evaluación y la integración de todos los estudios permitirá ajustar el modelo del yacimiento, mejorando la simulación de los distintos escenarios de desarrollo y optimizando los resultados obtenidos.

### **Abandono temporal de los pozos**

Con el objetivo de asegurar cada pozo que se perfora y que no represente algún riesgo para el personal, el medio ambiente o para las instalaciones, una vez concluidas las pruebas de producción o la perforación de los prospectos (en caso de no hacer pruebas de producción), el Contratista procedería al abandono temporal en los pozos Hokchi-2, Hokchi-3, Hokchi-4 y Hokchi-5. El taponamiento de los pozos se realizaría haciendo uso del sistema de suspensión en el lecho marino (MLS), utilizando las guías operativas acordes con las mejores prácticas de la industria, de esta manera, los pozos se abandonarían temporalmente siguiendo las normas y regulaciones aplicables.

### **Medición y comercialización de hidrocarburos**

Del diseño de las pruebas de producción, el Operador estima un potencial de 3000 barriles de hidrocarburos líquidos y 1.5 MMpc de gas por pozo.

Con el fin de medir la producción de cada fase de los fluidos producidos por cada pozo, se contará con un separador de ensayo trifásico, el cual poseerá medidores de flujo que cumplirían con lo establecido por la Comisión en el artículo 36 de los "Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos". Con el fin de

medir la producción de cada fase de los fluidos producidos por cada pozo, se contará con un separador de ensayo trifásico, el cual poseerá caudalímetros que cumplirían con lo establecido por la Comisión en sus "Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos".

Referente al manejo de hidrocarburos durante y posterior a las pruebas de producción de alcance extendido, el gas producido se quemaría en el sitio, previa autorización y conforme a la normatividad aplicable. Para el caso de los fluidos líquidos, el Operador refiere que está evaluando distintas alternativas para su disposición. Estas evaluaciones serán de tipo económicas, en función del costo de transporte, tratamiento, comercialización y valor de los hidrocarburos recuperados. Las alternativas consideradas son i) almacenamiento en buque tanque y posterior transporte al punto de transferencia en Dos Bocas, del Operador Pemex; ii) alijo directo a un embarque de gran magnitud y iii) quema controlada de los mismos.

#### V.1.5 Actualización de modelos de yacimientos

Considerando los resultados derivados del reprocesamiento sísmico, prospectos perforados, evaluación petrofísica, inversión elástica y aplicación de atributos, se observa que contribuirían en gran medida en el proceso de la construcción de un modelo estático de los yacimientos de interés, ya que aportarían los elementos necesarios para ser integrados y correlacionados desde la información proveniente de los prospectos perforados y hasta las propiedades petrofísicas del yacimiento obtenidas a partir del dato sísmico. De lo anterior, resulta evidente que mediante la generación y correlación que se deriven de la información obtenida de cada una de las etapas del Plan, específicamente de la perforación de cada uno de los prospectos, ésta permitiría optimizar y actualizar el modelo estático de los yacimientos en cuestión para sustentar el espesor de las formaciones de interés y la distribución de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación de agua). En este sentido, la actualización del modelo de yacimientos permitiría generar nuevos escenarios en la estimación volumétrica de recursos asociados al

campo Hokchi, además, de proponer alternativas para un posible desarrollo del campo.

#### V.1.6 Selección de concepto

A partir de la perforación de cuatro pozos delimitadores, con objetivos estratégicos independientes y con la ejecución de los estudios considerados en el Plan, se reduciría la incertidumbre para considerar un posible desarrollo del campo. De los resultados que se obtengan de cada uno de los pozos, éstos serían utilizados como pozos productores o en su defecto como pozos inyectoros en un esquema de desarrollo, en función de su posición estructural.

Para la parte final del Plan, se realizaría la fase de Selección de la Estrategia de Desarrollo, que mediante la integración de los resultados obtenidos de los estudios geológicos y geofísicos, así como de los pozos de evaluación permitirían madurar los conceptos seleccionados y sustentar un esquema de desarrollo orientado a un posible plan de desarrollo optimizado hacia el final del periodo de evaluación.

#### V.2 Recursos Descubiertos Recuperables y Recursos Prospectivos a Evaluar

##### V.2.1 Recursos Descubiertos Recuperables a evaluar

Conforme a la base de datos "Volumen Original, Reservas y Producción Acumulada de Hidrocarburos al 1º de enero de 2015", publicada por la Comisión con información de Petróleos Mexicanos, el volumen total de reservas para el campo incluido en el Contrato es de 93 MMbpce en la categoría 3P.

Volumen original de hidrocarburos 3P	
Tipo de hidrocarburo	
Aceite (MMb)	419
Gas (MMMpc)	198
Reservas de hidrocarburos por categoría (MMbpce)	
1P	21
2P	67
3P	93

**Tabla 5.** Volumen original y Reservas de Hidrocarburos correspondientes al campo incluido en el Contrato.

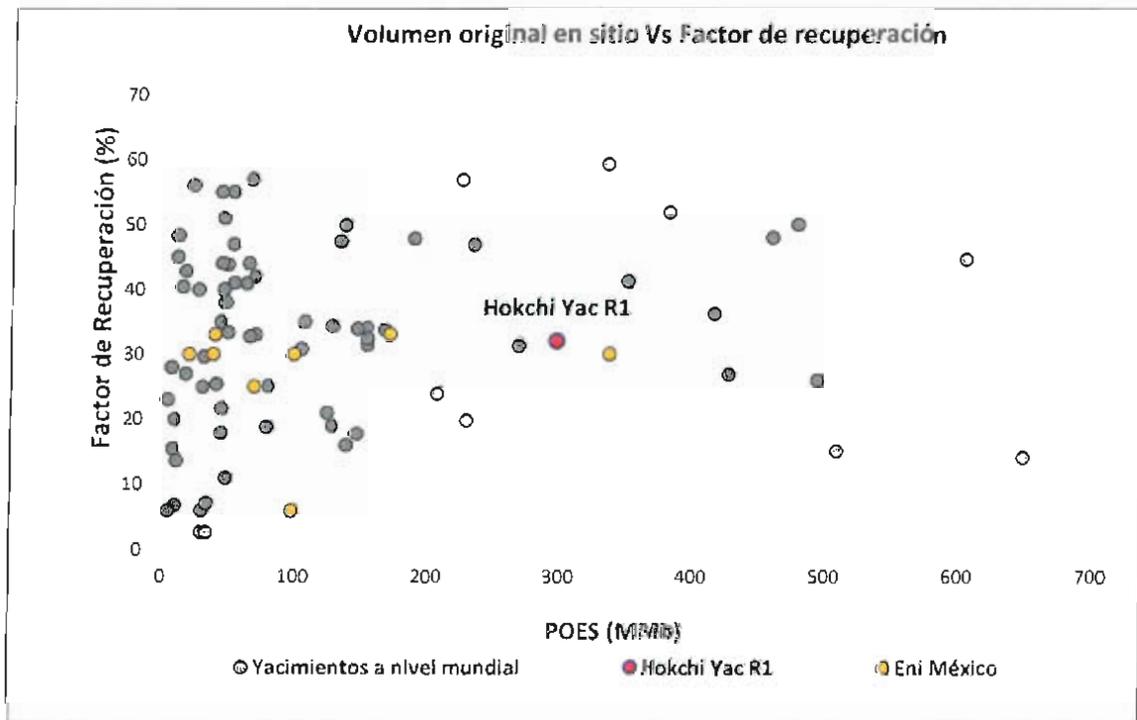
El Operador presenta una evaluación propia, preliminar, en la cual estima reservas recuperables por 94.6 MMbpce, de las cuales 54.3 MMbpce caerían en la categoría de reservas probadas y 40.3 MMbpce podrían ser categorizadas como probables. En la siguiente tabla, se presentan los principales parámetros utilizados en la evaluación volumétrica, que de forma determinística, realizó el Operador. Estos datos, están asociados al yacimiento R1.

Categoría de reservas	Volumen de roca MMm <sup>3</sup>	Relación neto/bruto	Porosidad efectiva %	Saturación de agua %	Factor volumétrico	Factor de recuperación %	Volumen MMbpce
Probadas	244.9	63.70%	26.70%	25.30%	1.245	32%	54.3
Probables	181.4	63.70%	26.70%	25.30%	1.245	32%	40.3
						<b>Total</b>	<b>94.6</b>

**Tabla 6.** Volumen original y Reservas de Hidrocarburos correspondientes al campo incluido en el Contrato.

Con base en la información de los pozos exploratorios que obtuvieron información del yacimiento denominado R1, al cual se le asocian los recursos descubiertos, el Operador, a través de un análisis de balance de materia desde la condición inicial hasta el punto de burbuja, estimó un valor de factor de recuperación de 5%. En consecuencia, de acuerdo al conocimiento de las propiedades físicas del yacimiento, el Operador plantea elevarlo hasta un 32%. Al respecto, se concluye que es factible incrementar dicho factor de recuperación, toda vez que para ello se considera la implementación de recuperación secundaria con la utilización de inyección de agua, bajo la interpretación de las premisas de que dicho yacimiento presenta continuidad lateral, las permeabilidades se encuentran en un rango de 200-600 md, los espesores esperados van de 13 a 41 m, la relación de movilidad entre el aceite y agua de acuerdo al modelo unidimensional, se observa que las condiciones son favorables para plantear una recuperación secundaria a través de inyección de agua. En este sentido, la propuesta es acorde con la directriz del Estado de buscar elevar el factor de recuperación de hidrocarburos y maximizar el

valor de los mismos. En apoyo a lo anteriormente expuesto, la figura 21 muestra un comparativo entre yacimientos análogos al yacimiento R1, tomando para el eje de las abscisas factores de recuperación (%) y para el eje horizontal volúmenes originales, en donde se puede observar que el factor de recuperación de 32% propuesto por el Operador para el yacimiento R1, se encuentra dentro del rango en la comparativa con yacimientos análogos.

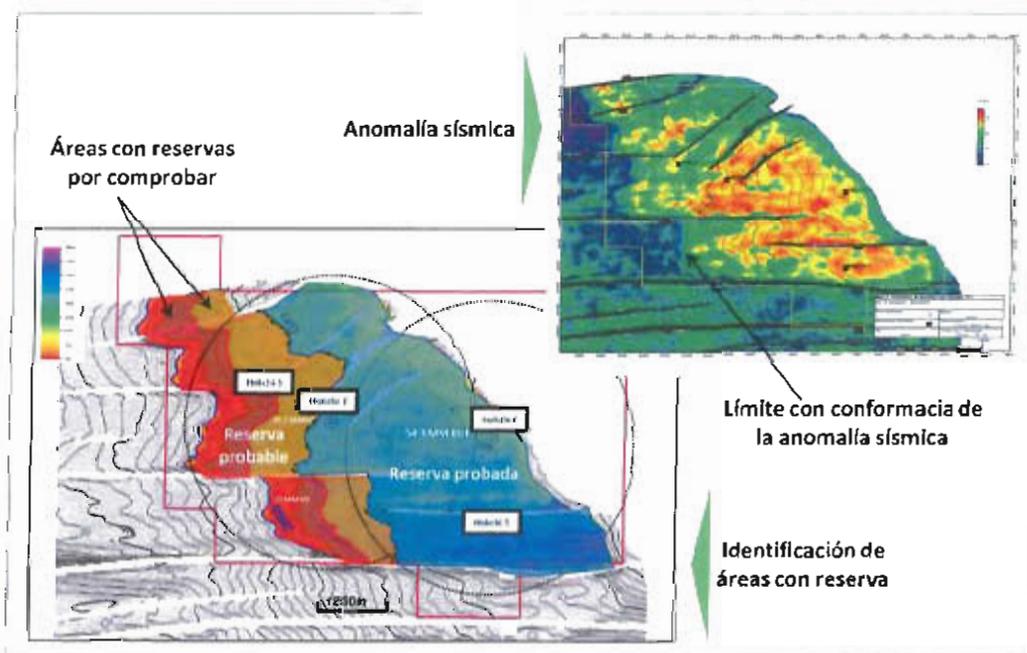


**Figura 21.** Comparativa de factores de recuperación contra volumen original en sitio, considerando campos similares ubicados en México y en diferentes partes del mundo.

Por otro lado, se observa viable que las reservas asociadas al yacimiento R1, conforme a las estimaciones del Operador, alcancen los volúmenes pronosticados y, que se encuentren contenidas en las áreas de reserva probada y reserva probable, identificadas en la figura 22. En esta figura, a la derecha se observa un mapa de amplitud sísmica, en el que resalta la anomalía sísmica, de donde se puede interpretar lo siguiente:

- La anomalía sísmica presenta un límite conformante en la parte baja de la estructura, aproximadamente en la cota de los -2600 m.
- El límite inferior de la anomalía al ser conformante, se interpreta que está asociado a fluidos, por lo que es factible que indique el contacto agua-aceite y que por lo consiguiente, sustente que la presencia de hidrocarburos se pueda extender hasta esa zona.

Lo anterior contribuye en la consideración de que las estimaciones volumétricas son adecuadas para el yacimiento R1, con elementos de soporte para disminuir la incertidumbre en la distribución de los hidrocarburos en el yacimiento R1.



**Figura 22.** Izquierda, mapa estructural con la identificación de las áreas con reservas. Derecha, mapa estructural combinado con amplitudes sísmicas.

De esta manera se determina que el Operador presenta el sustento suficiente del Plan para realizar tareas que culminen en la reducción de la incertidumbre de las estimaciones volumétricas de reservas de hidrocarburos y en el incremento del factor de recuperación.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '4' and a cross-like mark.

V.2.2 Recursos Prospectivos a evaluar

El Plan presentado, incluye en su estrategia, evaluar recursos prospectivos asociados al yacimiento denominado R3, el cual fue alcanzado por el pozo exploratorio Hokchi-1, encontrándolo en esa posición invadido de agua; el pozo Hokchi-101, también perforó este yacimiento, alcanzándolo en una posición estructural más alta donde encontró mayor saturación de aceite de acuerdo a la interpretación petrofísica, dando indicios del contacto agua-aceite y de que echado arriba, se encuentren hidrocarburos como acumulación comercial. En apoyo a lo anterior, se identifica en los mapas estructurales combinados con anomalias sísmicas proporcionados por el Operador, amplitudes mayores, coincidentes con la zona por encima del contacto agua-aceite interpretado, aportando en la reducción de incertidumbre de las supuestas acumulaciones de hidrocarburos.

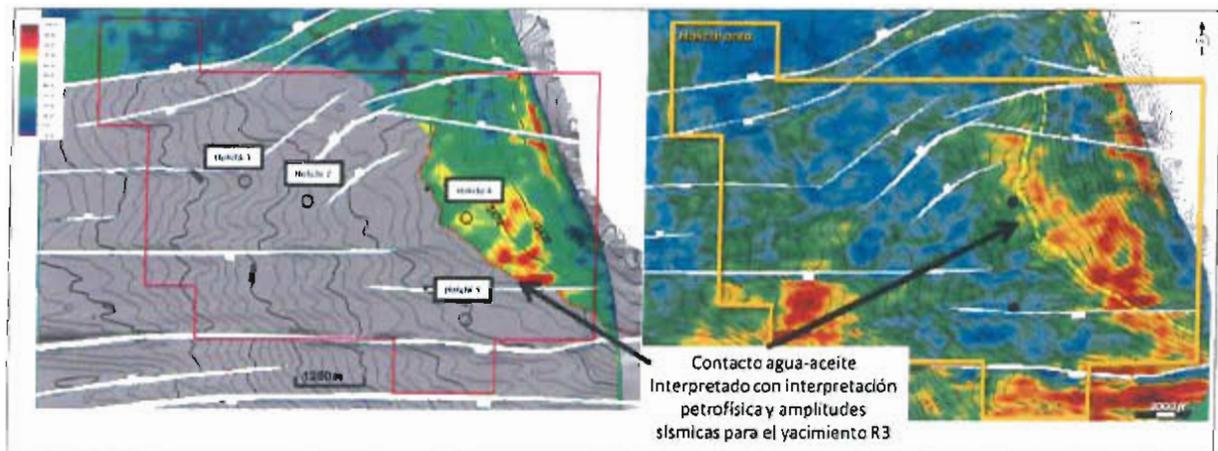


Figura 23. Volúmenes de recursos prospectivos correspondientes a los campos del Contrato.

El Operador presenta una estimación volumétrica de recursos prospectivos asociados al yacimiento R3, calculados de forma probabilística por medio de una simulación Monte Carlo, teniendo, de acuerdo al escenario mejor estimado los valores presentados en la siguiente tabla:

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

<b>Parámetros volumétricos Yacimiento R3</b>		
<b>Parámetros volumétricos</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Volumen de roca	MMm <sup>3</sup>	109.52
Área	km <sup>2</sup>	8.10
Espesor	m	27.00
Grado de llenado	fracción	0.50
Porosidad efectiva_NetPay	%	21.00
Saturación agua_NetPay	%	25.00
Relación neto a bruto	%	67.00
Boi (factor volumérico)	-	1.25
Factor de recuperación	%	33.50
<b>Volumen Yacimiento R3</b>		
<b>Recursos Prospectivos</b>	<b>MMbpce</b>	<b>21.04</b>

**Tabla 7.** Volúmenes de recursos prospectivos correspondientes a los campos del Contrato.

Los valores de los parámetros de la tabla anterior, son consistentes con la geometría de la trampa hasta el contacto agua-aceite interpretado, y congruentes con las propiedades petrofísicas de la roca almacén sustentadas con la información adquirida por los pozos exploratorios; asimismo, el factor de recuperación considerado, es del orden del esperado para el yacimiento R3. Derivado de lo anterior, se concluye que la estimación de recursos prospectivos sin riesgo, queda debidamente sustentada para el denominado yacimiento R3.

Las estimaciones volumétricas preliminares, asociadas tanto a reservas como a recursos prospectivos propuestas por el Operador, generan altas expectativas y alientan la ejecución del Plan. Conforme a las actividades propuestas para llevar a cabo la evaluación de los campos, es de esperarse que se reduzca la incertidumbre asociada a las estimaciones actuales, en aras de determinar la viabilidad comercial de los campos. El interés del Operador por extender la evaluación de los campos a toda el área contractual, incrementa las posibilidades de incorporar un mayor volumen de reservas que repercutirían en la obtención de mayores beneficios para

el Estado, maximizando el valor de los hidrocarburos en dicha área, dando con ello un panorama de sustentabilidad y rentabilidad del proyecto.

### V.3 Programa Mínimo de Trabajo

Conforme al Anexo 7 del Contrato, el Plan deberá cubrir al menos el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo, el cual se encuentra establecido en el anexo 6 del Contrato y consiste en realizar 130,000 Unidades de Trabajo, más un incremento de 130,000 Unidades de Trabajo, las cuales equivalen a un total de 260,000 Unidades de Trabajo a ejecutarse en los dos años del Periodo Inicial de Evaluación.

La Comisión analizó las actividades propuestas en el Plan, a fin de determinar su equivalencia en Unidades de Trabajo conforme a lo establecido en el Anexo 7 del Contrato y verificar si cumple con el Compromiso Mínimo de Trabajo y su incremento. En este sentido, la tabla 8 muestra estas actividades y su correspondiente valor en Unidades de Trabajo. La meta a alcanzar con el Plan propuesto por el Contratista es de 278,420 Unidades de Trabajo que de ejercerse totalmente, daría cumplimiento amplio al Programa Mínimo de Trabajo dentro del Periodo Inicial de evaluación de 2 años.

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.

<b>Programa Mínimo de Trabajo (PMT)</b>	
<b>Prospecto Delimitador</b>	<b>Total (UT)</b>
HOKCHI-2	69,750
HOKCHI-4	70,450
Subtotal PMT	140,200
<b>Incremento en el PMT (100%)</b>	
HOKCHI-3	69,050
HOKCHI-5	69,050
Reprocesamiento de 40 km <sup>2</sup> de sísmica 3D	120
Subtotal IPMT	138,220
<b>PMT + Incremento en el PMT (100%)</b>	
<b>Total UT PMT + IPMT</b>	<b>278,420</b>

**Tabla 8 a.** Resumen de Unidades de Trabajo propuestas para ser ejercidas con el Plan.

Prospecto Delimitador	Perforación de Pozo Delimitador (UT)	Prueba de Producción de Alcance Extendido (UT)	Registros de Rayos Gamma (UT)	Registros de resistividad (UT)	Registros Densidad-Neutrón (UT)	Registro Sónico Dipolar (UT)
HOKCHI-2	45,000	15,000	1,500	1,500	1,500	1,500
HOKCHI-4	45,000	15,000	1,500	1,500	1,500	1,500
<b>Subtotal PMT</b>	<b>90,000</b>	<b>30,000</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>
HOKCHI-3	45,000	15,000	1,500	1,500	1,500	1,500
HOKCHI-5	45,000	15,000	1,500	1,500	1,500	1,500
<b>Subtotal IPMT</b>	<b>90,000</b>	<b>30,000</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>
<b>Total UT PMT+IPMT</b>	<b>180,000</b>	<b>60,000</b>	<b>6,000</b>	<b>6,000</b>	<b>6,000</b>	<b>6,000</b>

Tabla 8 b. Desglose de Unidades de Trabajo propuestas para ser ejercidas con el Plan.

Prospecto Delimitador	Presiones de Formación (UT)	Estudios de formación (MDT) (UT)	Núcleos de Pared (UT)	Análisis de Núcleos de Pared (UT)	Estudios PVT (UT)	Reprocesamiento Sísmico 3D - (40 km <sup>2</sup> ) (UT)
HOKCHI-2	1,500	1,500	100	600	50	
HOKCHI-4	1,500	1,500	200	1,200	50	
<b>Subtotal PMT</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>	<b>300</b>	<b>1,800</b>	<b>100</b>	
HOKCHI-3	1,500	1,500	0	0	50	
HOKCHI-5	1,500	1,500	0	0	50	
<b>Subtotal IPMT</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>120</b>
<b>Total UT PMT+IPMT</b>	<b>6,000</b>	<b>6,000</b>	<b>300</b>	<b>1,800</b>	<b>200</b>	<b>120</b>

Tabla 8 c. Continuación del desglose de Unidades de Trabajo propuestas para ser ejercidas con el Plan.

Las siguientes actividades, rubros o etapas son las consideraciones para acreditar las Unidades de Trabajo, en términos de las actividades que se ejecuten durante el periodo inicial de evaluación.

AA

4

*[Handwritten signature]*

+

1. **Perforación de prospectos:** se acreditarán 45,000 Unidades de Trabajo siempre que el prospecto haya alcanzado la profundidad programada, o bien, el objetivo geológico programado.
2. **Pruebas de producción de alcance extendido:** se acreditarán 15,000 Unidades de Trabajo por pozo, independientemente del número de pruebas que se realicen en cada prospecto y de los intervalos que se prueben. Deberán ser efectuadas el total de las actividades de acuerdo a la secuencia presentada en el Plan y con la duración mínima que permita cumplir con los objetivos plasmados en el Plan (cuando el intervalo probado resulte productor). Estas pruebas deberán satisfacer los criterios que la Comisión indica en el presente dictamen para que sean consideradas como pruebas de alcance extendido, y realizarse por lo menos en el objetivo geológico indicado para cada prospecto. En caso de cambio de objetivo, el Operador deberá sustentarlo con la evaluación petrofísica y notificarlo a la Comisión al menos 5 días antes del inicio de la prueba de producción.
3. **Registros de pozos (correlación, resistividad, porosidad y propiedades de la roca):** se acreditarán 1,500 Unidades de Trabajo por cada tipo de registros adquiridos. En el caso de los registros geofísicos especiales (presiones de formación, muestreo de fluidos de formación, registros de imágenes de formación), se contabilizarán 1,500 Unidades de Trabajo por cada registro especial.
  - a) Para todos los tipos de registros, 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.
  - b) Los registros deberán programarse de acuerdo al diseño del pozo y coadyuvar a reducir riesgos durante la perforación, evaluar la formación o los yacimientos, o bien generar algún valor para alcanzar los objetivos del Plan de Evaluación aprobado por la Comisión.

- c) Los registros de correlación (GR o SP) y de resistividad deberán adquirirse por lo menos a partir de los 200 m (o de la segunda etapa de perforación) y hasta la profundidad total del agujero. Deberán tener la calidad suficiente para permitir la correlación de formaciones e inferir la presencia de agua o aceite, además de contribuir a la caracterización petrofísica de las formaciones.
- d) Los registros de porosidad, densidad-neutrón y sónico dipolar deberán adquirirse por lo menos en los intervalos identificados como objetivo en cada uno de los prospectos. Éstos deberán tener la calidad necesaria para identificar las propiedades de porosidad, densidad y tiempo de tránsito de las formaciones, deberán ayudar a la caracterización de los yacimientos, la mitigación de riesgos operativos, o bien, agregar algún valor para alcanzar los objetivos del Plan.
- e) Registros especiales, presiones de formación, muestreo de fluidos de formación (sólo se reconocerá una muestra de fluido en cada unidad de flujo y las muestras recolectadas deberán ser extraídas a condiciones de yacimiento para que en ellas puedan realizarse los ensayos PVT), éstos deberán adquirirse por lo menos en el o los intervalos identificados como objetivo en los prospectos. Deberán tener la calidad suficiente para permitir, según corresponda, obtener las presiones de la formación (presión de poro), obtener muestras de fluidos de la formación (preferentemente aceite) a condiciones físicas de yacimiento, para poder realizárseles análisis PVT. Los resultados de los registros especiales permitirían 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.

4. **Núcleos:** se acreditarán 30 Unidades de Trabajo por cada metro de longitud cortado de núcleos convencionales y, en el caso de los núcleos de pared,

AA  
g  
+  
+

serán 10 Unidades de Trabajo por cada núcleo recuperado. Se contabilizarán 60 Unidades de Trabajo por conjunto de estudios realizados en cada núcleo de pared de pozo o tapón de núcleo convencional.

5. **Análisis de muestras de hidrocarburos para estudios PVT:** se contabilizarán 50 Unidades de Trabajo por cada muestra analizada y que presente su respectiva validación.
6. **Reprocesamiento e interpretación de información sísmica 3D:** se acreditarán 3 Unidades de Trabajo por cada km<sup>2</sup>, limitado al Área Contractual.

Finalmente, es importante mencionar que en términos del numeral 4 del Anexo 6 del Contrato, la evaluación del cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y del incremento en el Programa Mínimo de Trabajo será realizada por la Comisión conforme a la ejecución de las actividades de Evaluación dentro del Área Contractual, de acuerdo con su valor en Unidades de Trabajo, independientemente de los costos incurridos en su realización.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' at the top right, a signature in the center, and a cross-like mark at the bottom right.

## VI. Evaluación Económica del Programa de Inversiones

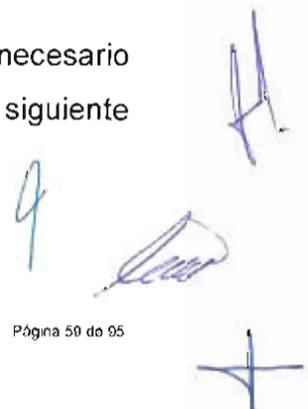
Una vez realizado el análisis técnico a las Actividades previstas en el Plan de Evaluación, a continuación se describe el programa de inversiones asociado a dichas actividades, considerando cada una de las sub-actividades petroleras, para su valoración específica.

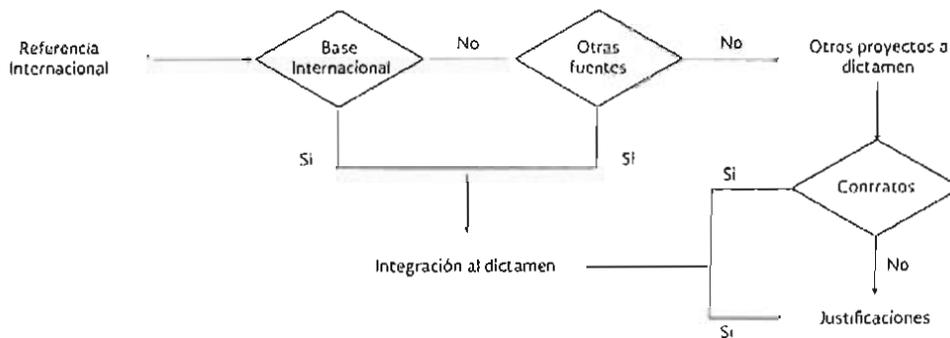
Dicho análisis se realizó a fin de verificar que el programa de inversiones asociado al Plan de Evaluación cumple con los criterios para la aprobación de dicho Plan, referidos en el apartado I del presente documento, específicamente los siguientes:

1. La observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la cláusula 4.1 del Contrato.
2. El cumplimiento de la información requerida en el numeral VI.7 del Anexo I, el cual prevé:
  - a) Que el Contratista deberá indicar las inversiones correspondientes a las actividades, sub actividades y tareas del Plan de Evaluación de conformidad con los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos (en adelante LISH-SHCP) emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la metodología utilizada para calcular los costos, y los gráficos necesarios para sustentar las explicaciones.
  - b) El cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento con el programa de inversiones propuesto.

### VI.1 Criterios y fuentes de información

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 24.** Procedimiento para seleccionar un comparativo de referencia

De acuerdo con el flujo presentado en la figura 24, el comparativo de referencia para cada costo, se selecciona como sigue:

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

El rango de referencia se establece desde un -10% y hasta un +20% respecto a la referencia puntual.

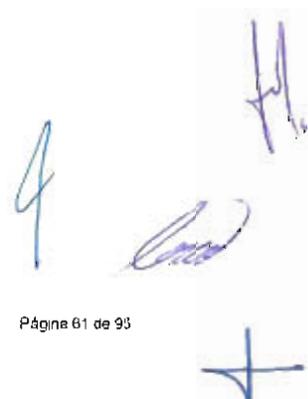
Esta recomendación la realiza la misma compañía especializada que construye la base internacional de Costos utilizada como fuente primaria en el análisis. El mismo criterio para la construcción de rangos es aplicable a todas las fuentes de Costos consultadas.

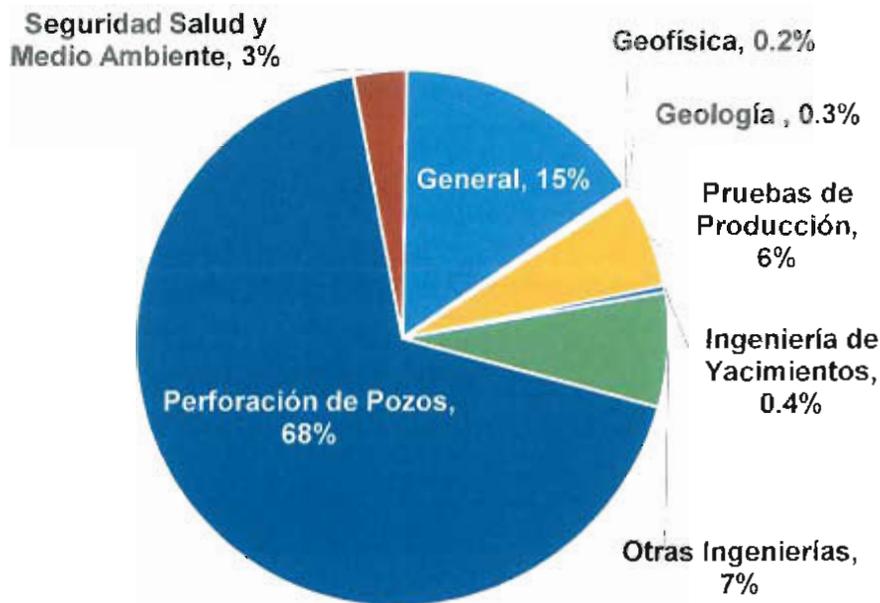
## VI.2 Descripción del Programa de inversiones

La documentación del Programa de Inversiones de Hokchi Energy se presentó en los archivos electrónicos "b. Plan de Evaluación.pdf" y en el anexo "Tablas Presupuesto – Anuales y Detalle.xls".

Así mismo se hace referencia a la información adicional entregada por el Contratista en el documento "Observaciones presupuestales CNH.xls", entregado a la Comisión en atención a las observaciones y aclaraciones solicitadas por ésta durante la etapa de elaboración del dictamen.

El Programa de Inversiones incluye los gastos a ejecutarse durante el Plan de Evaluación, del 7 de enero de 2016 hasta el 6 de enero de 2018. El resumen de los gastos programados se presenta a continuación:

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '4', a signature, and a cross-like mark.



\$ 212,947,858 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Figura 25. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad

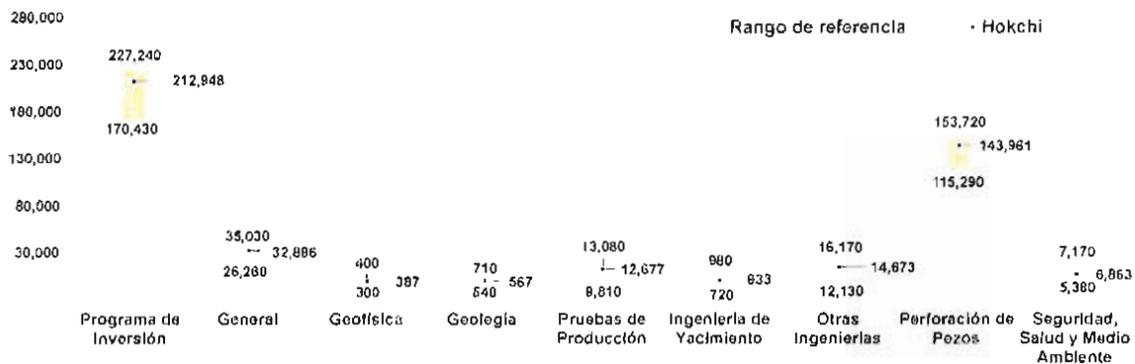
Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
General	13,660,249	19,226,189	32,886,438
Geofísica	301,582	85,703	387,285
Geología	332,933	234,106	567,039
Pruebas de Producción	3,164,502	9,512,983	12,677,485
Ingeniería de Yacimiento	420,722	512,268	932,989
Otras Ingenierías	2,326,139	12,346,737	14,672,877
Perforación de Pozos	47,942,701	96,018,173	143,960,873
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	3,610,316	3,252,555	6,862,871
<b>Total</b>	<b>71,759,144</b>	<b>141,188,714</b>	<b>212,947,858</b>

Tabla 9. Resumen del Programa de Inversiones del Contrato  
(Montos en dólares de Estados Unidos)

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

### VI.3 Análisis comparativo de costos

El monto total del Programa de Inversiones presentado por el Contratista se encuentra en rango de precios de mercado, al ubicarse 6% por debajo del límite superior del intervalo de referencia a nivel agregado. La figura 26 muestra el Programa de Inversiones total del Contratista y su descomposición en sub-actividades contrastando en cada caso los montos presupuestados por el Contratista con rangos de referencia internacional.



**Figura 26.** Rango de referencia de Costos en el Programa de Inversiones por Sub-actividad

(Monto en miles de dólares de Estados Unidos)

En las siguientes secciones se evalúan de forma pormenorizada los costos de inversión considerados dentro de cada Sub-Actividad Petrolera.

### VI.4 Sub-actividad General

Los gastos contemplados en esta categoría ascienden a 32,886,438 USD, que representan el 15 % del Programa de Inversiones. Dentro de la Sub-Actividad *General* se contemplan gastos en tres Tareas: *Administración, gestión y gastos generales del proyecto* que representa el 99.2 % del total, *Plan de desarrollo con economía básica* incluye un 0.4 % y *Evaluación técnica económicas* que representa el 0.4 % restante del total de *General* (Figura 27).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' and a signature that appears to be 'David'.



**Figura 27.** Distribución del gasto en la Sub-Actividad *General*

Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad General</b>	13,660,249	19,226,189	<b>32,886,438</b>
Evaluaciones técnico económicas	64,173	64,173	<b>128,346</b>
Plan de desarrollo con economía básica	69,679	69,679	<b>139,358</b>
Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto	13,526,397	19,092,337	<b>32,618,735</b>

**Tabla 10.** Gastos programados en la Sub-Actividad *General*  
(Montos en dólares de Estados Unidos)

**Descripción de tareas.**

Para las tareas Evaluaciones técnico-económicas y Plan de desarrollo con economía básica se incluyen la evaluación del plan de evaluación y la evaluación del Plan de Desarrollo, respectivamente.

Para la Tarea “Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto” se incluyen costos para el Desarrollo de Software que se utilizará para administración y generar los reportes necesarios para recuperación de costos; servicio de auditoría contable, estudios de precios de mercado y transferencia,

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

servicio especializado para la conceptualización administrativa / comercial/ legal del Plan de Evaluación y servicios especializados diversos.

El rango de referencia para esta sub-actividad fue establecido entre 26,260,000 USD y 35,030,000 USD, de acuerdo a información presentada a la CNH en otros proyectos; por lo que se observa que lo presentado en el Programa de Inversiones por el Contratista está dentro del rango de referencia (Figura 28). Es importante destacar que el Presupuesto contempla que algunas de las personas consideradas en los servicios especializados estarán haciendo trabajo técnico tanto en la plataforma de perforación como en la base, ubicada en Paraíso, Tabasco, con lo cual el monto relativo a esta sub-actividad se incrementa, sin sobrepasar el límite superior del rango de referencia.



**Figura 28.** Rango de referencia de Costos en la Sub-actividad General  
(Monto en miles de dólares de Estados Unidos)

#### VI.5 Sub-actividad Geofísica

Dentro de la Sub-Actividad Petrolera *Geofísica* sólo se consideran gastos relacionados con el reproceso de sísmica existente en el Programa de Inversiones, contemplados en la Tarea Pre-procesamiento, procesamiento, interpretación y re-procesamiento de datos sísmicos. Éstos ascienden a 387,285

H

J

+

USD, que corresponden a un 0.2 % del total del Programa de Inversiones (Figura 29).

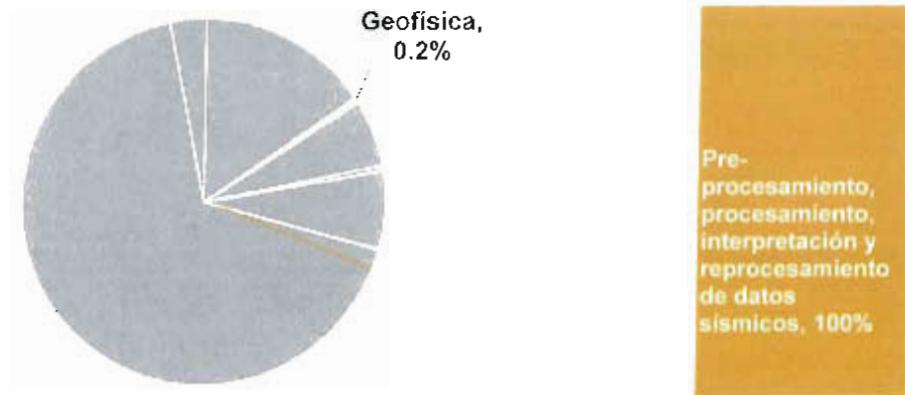


Figura 29. Distribución gastos en la Sub-Actividad Geofísica

Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad Geofísica</b>	301,582	85,703	<b>387,285</b>
Pre-procesamiento, procesamiento, interpretación y reprocesamiento de datos sísmicos	301,582	85,703	<b>387,285</b>

Tabla 11. Gastos programados en la Sub-Actividad Geofísica  
(Montos en dólares de Estados Unidos)

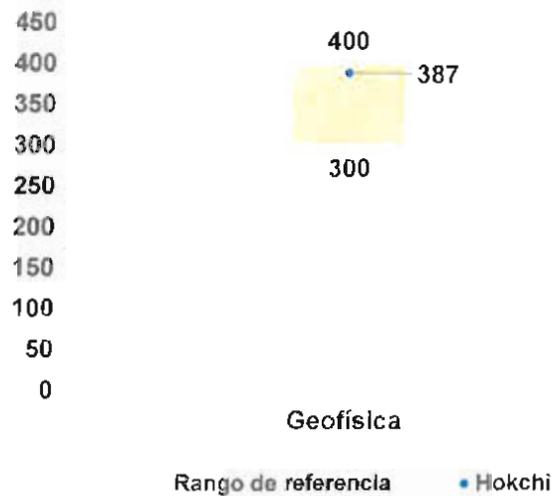
### Descripción de tareas.

Esta Tarea incluye Reprocesamiento sísmico, estudio AVO, inversión elástica y generación de atributos; Copia de datos Sísmicos originales; y Servicio para interpretación de *Sub Bottom Profiler*, *Site Survey*, interpretación estructural y estratigráfica de la sísmica 3D y generación de atributos.

El rango de referencia para esta sub actividad fue establecido entre 310,000 USD y 420,000 USD de acuerdo a especialistas de la Comisión, por lo que se

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'H' and a cross-like mark.

observa que lo presentado en el Programa de Inversiones por el Contratista está dentro del rango de referencia (Figura 30).



**Figura 30.** Rango de referencia de Costos en Sub-actividad Geofísica  
(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

#### VI.6 Sub-actividad Geología

Respecto a la Sub-actividad *Geología*, Hokchi Energy presentó en el Programa de Inversiones un monto de 567,039 USD, correspondientes a un 0.3 % del total presupuestado. La distribución se da en las Tareas Estudios petrofísicos con un 2 %, Estudios geológicos de detalle con un 73 %, Estudios geológicos regionales con un 13 % y Estudios estratigráficos con un 12 % (Figura 31).

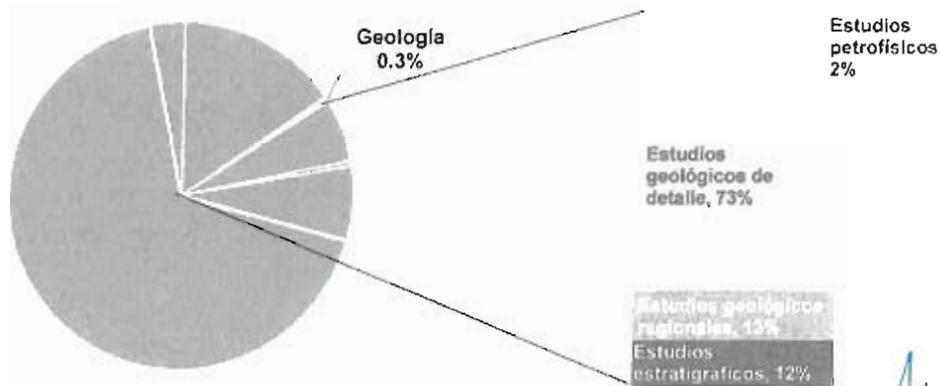


Figura 31. Distribución de gastos en la Sub-actividad Geología

Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad Geología</b>	332,933	234,106	<b>567,039</b>
Estudios estratigráficos	7,791	60,598	<b>68,389</b>
Estudios geológicos regionales	42,440	32,680	<b>75,120</b>
Estudios geológicos de detalle	280,732	131,826	<b>412,558</b>
Estudios petrofísicos	1,969	9,003	<b>10,973</b>

Tabla 12. Gastos programados en la Sub-actividad Geología  
(Montos en dólares de Estados Unidos)

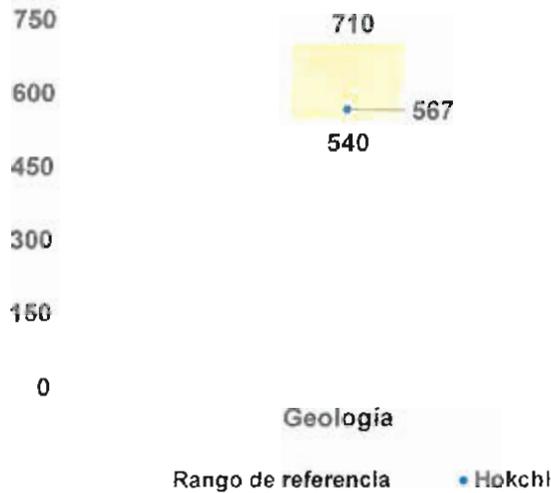
### Descripción de tareas.

Dentro de la Tarea Estudios estratigráficos se incluyen las Sub-tareas Ensayos petrográficos en testigos rotados y Servicios para la Selección de locaciones de delineación desde el punto de vista geológico. Para las Tareas Estudios geológicos regionales y Estudios petrofísicos son incluidas Selección de campos análogos y Determinación de parámetros petrofísicos sobre pozos existentes y nuevos, respectivamente.

Por último, en Estudios geológicos de detalle se observan costos para las Sub-tareas Estudio imagen de pozos; Estudio y re-descripción de núcleos; Soporte modelado estático, Modelado estático inicial y actualización; e Interpretación de atributos.

El rango de referencia para esta sub actividad fue establecido entre 540,000 USD y 710,000 USD de acuerdo a especialistas de la Comisión, por lo que se observa que lo presentado en el Programa de Inversiones por el Contratista está dentro del rango de referencia (Figura 32).

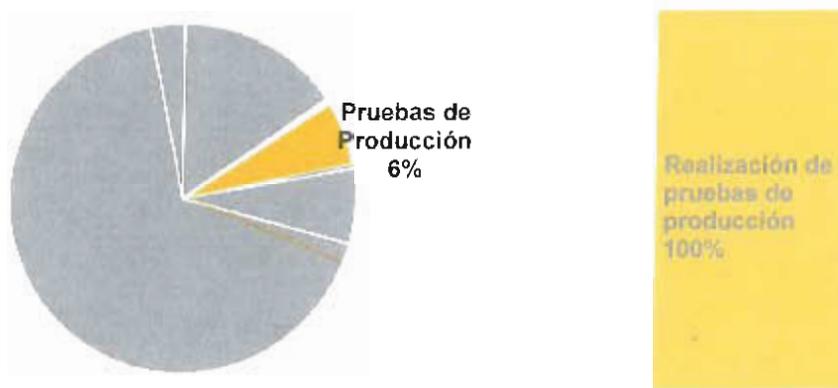
A.  
g  
+  
+  
+



**Figura 32.** Rango de referencia de Costos en Sub-actividad Geología  
(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

#### VI.7 Sub-actividad Pruebas de Producción

El Contratista presenta, para esta Sub-actividad, un presupuesto de 12,677,485 USD, correspondientes únicamente a la Tarea *Realización de pruebas de producción*. Es importante mencionar que no se estimó presupuesto para la Tarea *Equipamiento de pozos* porque dichos Costos están presentes en la Sub-actividad *Perforación de pozos*, ya que éstos serán abandonados temporalmente. Por otra parte, hay algunos equipos, como los de las pruebas de drillstring (referida usualmente como DST) que se encuentran incluidos en la tarea *Realización de las pruebas de producción*.



**Figura 33.** Distribución gastos en la Sub-actividad Pruebas de Producción

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' and a cross-like mark.

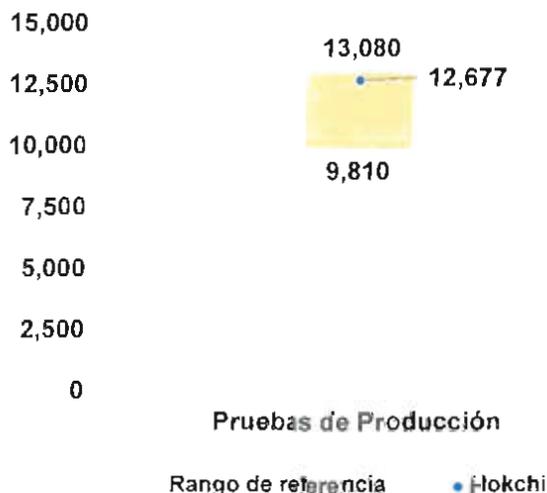
Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad Pruebas de Producción</b>	3,164,502	9,512,983	<b>12,677,485</b>
Realización de pruebas de producción	3,164,502	9,512,983	<b>12,677,485</b>

**Tabla 13.** Gastos programados en la Sub-actividad Pruebas de Producción  
(Montos en dólares de Estados Unidos)

**Descripción de tareas.**

Las Sub-tareas consideradas dentro de esta Tarea son Ensayo de pozos; y Testing, Coil Unit, Barco de proceso.

El rango de referencia establecido para lo relativo a esta Sub-actividad se construyó a partir de la base de datos con Costos internacionales a la que tiene acceso la CNH. Dicho rango se va de los 9,810,000 USD a los 13,080,000 USD como muestra la figura 34. Esto permite observar que el Programa de Inversiones de Hokchi Energy para esta Sub-actividad se encuentra dentro del rango de precios de mercado.



**Figura 34.** Rango de referencia de Costos en Sub-actividad Pruebas de Producción.  
(Monto en miles de dólares de Estados Unidos)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'H' and a cross-like mark.

## VI.8 Sub-actividad Ingeniería de Yacimiento

Dentro de la Sub-Actividad Petrolera *Ingeniería de Yacimiento* se consideran los gastos dentro del Programa de Inversiones por un monto de 932,989 USD, que conforman un 0.4 % del total. Las tareas que se incluyen son *modelado y simulación de yacimientos* en un 61 % del total de la Sub-actividad, la *caracterización de yacimientos* implica un 23 %, los *Estudios de presión, volumen y temperatura* y el *Cálculo de reservas y estimaciones de producción* por un 11 % (Figura 35).

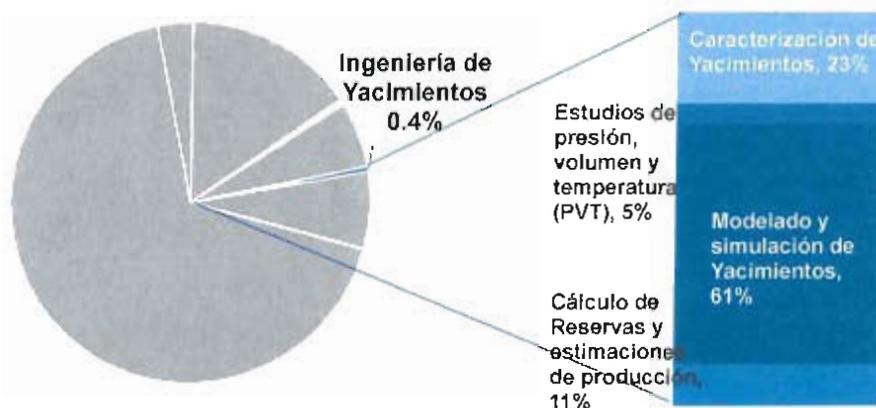


Figura 35. Distribución de gastos en la Sub-actividad Ingeniería de Yacimientos

Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad Ingeniería de Yacimiento</b>	<b>420,722</b>	<b>512,268</b>	<b>932,989</b>
Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	31,165	67,199	<b>98,363</b>
Modelado y simulación de Yacimientos	303,855	265,873	<b>569,727</b>
Estudios presión, volumen y temperatura (PVT)	0	48,695	<b>48,695</b>
Caracterización de Yacimientos	85,703	130,502	<b>216,204</b>

Tabla 14. Gastos programados en la Sub-actividad Ingeniería de Yacimientos

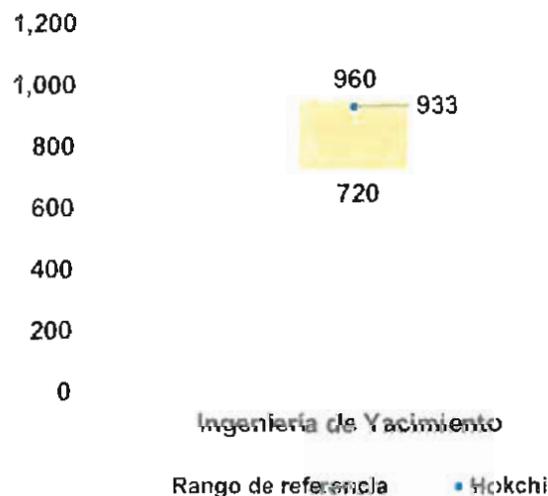
### Descripción de tareas.

La Tarea Cálculo de Reservas y estimación de producción está integrada por dos Sub-tareas: cálculo de reservas y estimación de producción a partir de

modelo analítico de yacimientos y simulación numérica de escenarios de producción. Modelado y simulación de yacimientos se integra por cuatro Sub-tareas: modelo analítico de yacimientos; modelado 3D, mallado dinámico, inicialización del modelo, mapeo de contactos y propiedades de yacimientos; simulación numérica; y *upscale grid*.

En la Tarea Estudios de presión, volumen y temperatura solamente se planea realizar estudios en laboratorio. Por su parte, Caracterización de yacimientos estima ensayos petrofísicos en testigos rotados (ensayo de barrido y flujo, presiones capilares, mojabilidad), definición de estrategia de delineación y selección de locaciones de delineación desde un enfoque de ingeniería de yacimientos; y análisis de registros, pruebas de producción y estudios de laboratorio.

El rango de referencia establecido para lo relativo a esta Sub-actividad fue establecido entre 720,000 USD y 960,000 USD de acuerdo a los especialistas de la Comisión, como muestra la figura 36. Esto permite observar que el Programa de Inversiones de Hokchi Energy para esta Sub-actividad se encuentra dentro del rango de precios de mercado.



**Figura 36.** Rango de referencia de Costos en Sub-actividad Ingeniería de Yacimientos.  
(Monto en miles de dólares de Estados Unidos)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'H' and a cross-like mark.

## VI.9 Sub-actividad Otras Ingenierías

El costo presupuestado para *Otras Ingenierías* es de 14,672,877 USD, que representan un 7 % del Programa de Inversiones. Dentro de esta Sub-actividad se incluyen las tareas *Diseño de ductos* con un 2 % del total, *Estudios de fondo marino* con un 1 %, *Diseño de instalaciones de superficie* por un 82 % e *Ingeniería conceptual* con un 15 % (Figura 37).

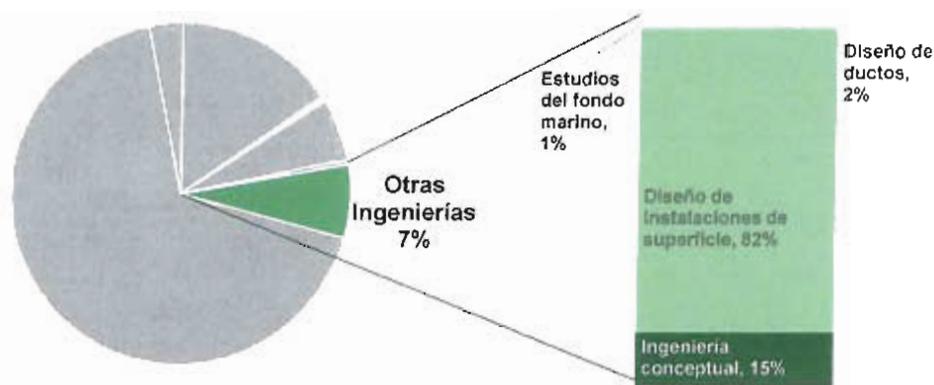


Figura 37. Distribución de gastos en la Sub-Actividad de *Otras Ingenierías*

Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad Otras Ingenierías</b>	2,326,139	12,346,737	<b>14,672,877</b>
Ingeniería conceptual	2,104,318	29,191	<b>2,133,509</b>
Diseño de instalaciones de superficie	189,358	11,836,011	<b>12,025,369</b>
Estudios del fondo marino	0	205,600	<b>205,600</b>
Diseño de ductos	32,463	275,936	<b>308,399</b>

Tabla 15. Gastos programados en la Sub-Actividad *Otras Ingenierías* (Montos en dólares de Estados Unidos)

### Descripción de tareas

La Tarea Ingeniería conceptual incluye la realización de cuatro Sub-tareas: asesoría externa de ingeniería conceptual, Asesoría externa para *screening*

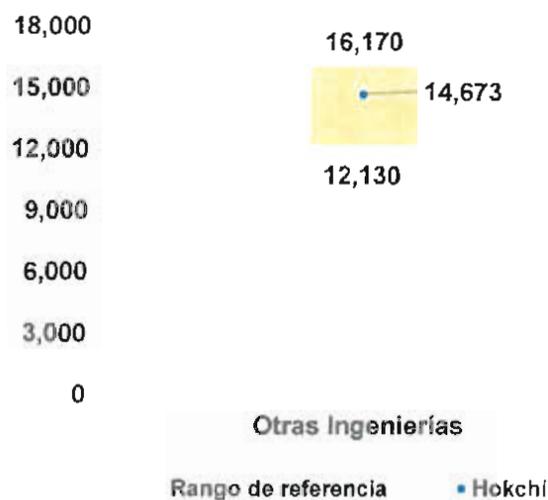
Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'H', a '4', and a cross-like symbol.

study; servicio técnico para screening study; y servicio técnico para ingeniería conceptual.

El costo de la Tarea Diseño de instalaciones de superficie se distribuye entre seis Sub-tareas: Asesoría externa para ingeniería básica / FEED; asesoría externa para preparación de pliegos, licitaciones y revisión de ofertas; servicio de evaluación, adjudicación, control y seguimiento de ingeniería básica / FEED; tareas relacionadas a la preparación de pliegos y análisis de ofertas; estudios complementarios; y servicio de licitación de EPC y LLI.

En el caso de Estudios del fondo marino, se consideran dos Sub-tareas: determinación de rutas de cañerías offshore y estudio de suelos del ruteo de líneas offshore. Por último, Diseño de ductos considera estudios y diseño de ductos.

El rango de referencia establecido para lo relativo a esta Sub-actividad se construyó a partir de la base de datos con Costos internacionales a la que tiene acceso la CNH. Dicho rango se va de los 12,130,000 USD a los 16,170,000 USD como muestra la figura 38. Esto permite observar que el Programa de Inversiones de Hokchi Energy para esta Sub-actividad se encuentra dentro del rango de precios de mercado.



**Figura 38. Rango de referencia de Costos en Sub-actividad Otras Ingenierías.**  
 (Monto en miles de dólares de Estados Unidos)

*[Firmas manuscritas]*

*[Cruz manuscrita]*

VI.10 Sub-actividad Perforación de Pozos

La Sub-Actividad *Perforación de Pozos* es la más importante en monto, ya que representa el 68 % del total del Programa de Inversiones. El monto programado para *Perforación de Pozos* durante este periodo considera la perforación del primero de 4 pozos delimitadores. La distribución de este gasto se da en las tareas de la siguiente manera: *Servicios de perforación de pozos* 77 %, *Transporte marítimo y/o aéreo de personal, materiales y/o equipos* 22 % y *Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización* 1 % (Figura 39).

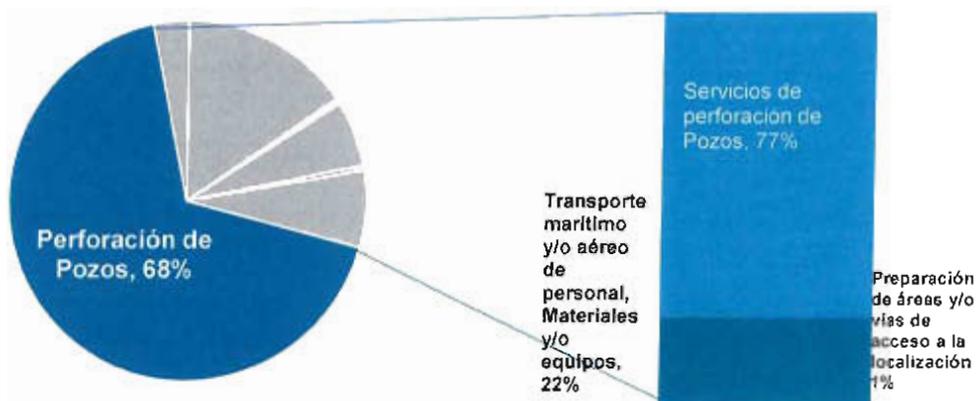


Figura 39. Distribución de gastos en la Sub-actividad Perforación de pozos

Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad Perforación de Pozos</b>	<b>47,942,701</b>	<b>96,018,173</b>	<b>143,960,873</b>
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	1,725,600	0	1,725,600
Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos	11,577,970	19,450,446	31,028,416
Servicios de perforación de Pozos	34,639,131	76,567,727	111,206,857

Tabla 16. Gastos programados en la Sub-actividad Perforación de Pozos (Montos en dólares de Estados Unidos)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'H' and a cross-like mark.

## Descripción de tareas

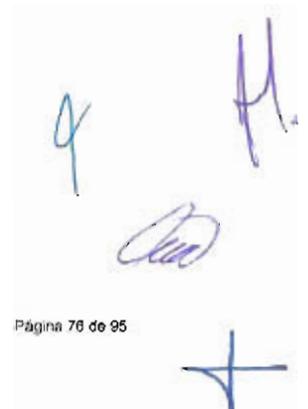
Para la primera Tarea se considera la realización de estudios para la fijación de las bases de la plataforma auto-elevable y plataformas de producción futuras; así como el diseño y construcción de *templates*.

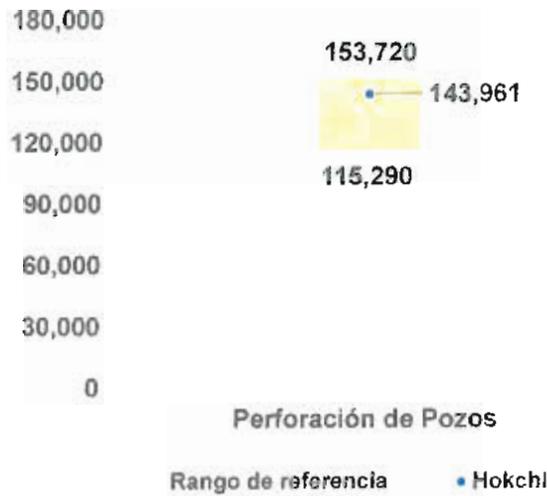
La Tarea Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos engloba seis sub-tareas:

- Supervisión actividades de perforación;
- Contratación de especialistas de perforación (company man y super intendent);
- Seguimiento geológico de perforación;
- Gastos de comunicación, helicópteros, evaluaciones médicas, almacenamiento en Dos Bocas, transporte en terminal marítima / puerto;
- Embarcaciones de apoyo; y
- Embarcaciones de remolque.

Por último, Servicios de perforación de pozos divide el gasto en siete Sub-tareas: tubería de revestimiento; OBM y diesel; colgadores, barrenas, cabezales, conectores y equipo de flotación; servicio para requerimientos técnicos de licitaciones *mudlog* y *perfilaje*; equipo de perforación; servicio de perforación direccional & *dowholer tools*; y servicio de lodo de perforación, cementación, *logging* y control de sólidos.

El rango de referencia de costos se determinó utilizando una base de datos con costos internacionales, comprende de 115,290,000 USD a 153,720,000 USD. Se observa entonces que lo programado por el Contratista se encuentra dentro del rango (Figura 40).

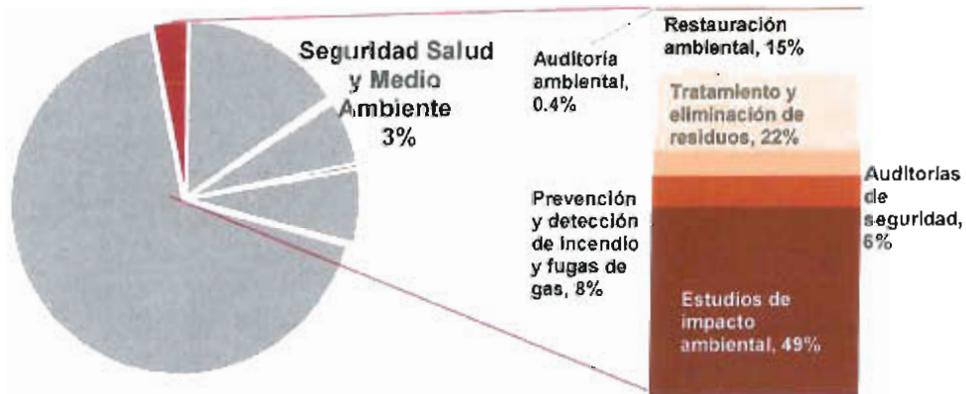




**Figura 40.** Rango de referencia de Costos en Sub-actividad Perforación de Pozos.  
(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

**VI.11 Sub-actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente**

La Sub-Actividad Petrolera Seguridad, Salud y Medio Ambiente representa el 3 % del Programa de Inversiones. El presupuesto asociado a ésta incluye Estudios de Impacto Ambiental; Prevención y detección de incendio y fuga de gas; Auditorías de seguridad; Tratamiento y eliminación de residuos, Auditoría Ambiental y Restauración Ambiental. El monto considerado en cada concepto se presenta a continuación:



**Figura 41.** Distribución del Gasto Programado 2016 -2017 en la Sub-Actividad de Seguridad, Salud y Medio Ambiente

*g H.*  
*San*  
*+*

(Montos en dólares de Estados Unidos)

Tarea	2016	2017	Total del Programa de Inversiones
<b>Total de Sub-actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente</b>	3,610,316	3,252,555	6,862,871
Estudios de impacto ambiental	2,322,046	1,028,967	3,351,013
Prevención y detección de incendio y fugas de gas	232,652	321,385	554,037
Auditorías de seguridad	319,220	119,031	438,252
Tratamiento y eliminación de residuos	321,180	1,158,334	1,479,514
Restauración ambiental	400,378	611,388	1,011,766
Auditoría ambiental	14,840	13,449	28,289

**Tabla 17.** Gastos programados en la Sub-Actividad *Seguridad, Salud y Medio Ambiente* (Monto en dólares de Estados Unidos)

### Descripción de tareas

En estudios de impacto ambiental se incluyen las siguientes Sub-tareas: estudio de línea base ambiental, estudio de daños pre-existentes, Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA), estudio de riesgo ambiental, extensión de línea base ambiental por estacionalidad; monitoreo de recursos; y supervisión y coordinación para la elaboración de estudios.

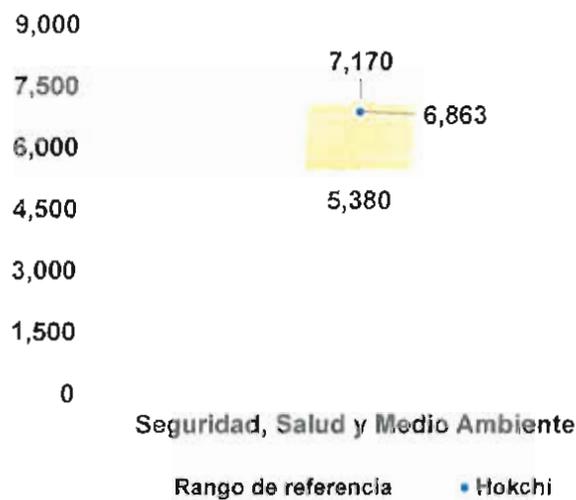
La Tarea Prevención y detección de incendio y fugas de gas reúne el costo por la membresía para Oil Spill Response Limited (OSRL) y evaluación del plan de contingencia/Entrenamiento respuesta a emergencias/Equipo.

Auditorías de seguridad incluye costos por auditorías externas; Dictamen técnico de análisis de riesgo; análisis de riesgos (HAZID)/Integridad; y capacitación y entrenamiento de personal, certificación de competencias de personal en puestos críticos.

La Tarea Tratamiento y eliminación de residuos engloba el costo por manejo de recortes de perforación y disposición final. Restauración ambiental incluye la

elaboración de línea base social y plan de gestión social para la relación con la comunidad. Finalmente, auditoría ambiental concede la Identificación de requisitos legales y la evaluación de cumplimiento legal.

El rango de referencia de Costos fue establecido entre 5,380,000 USD y 7,170,000 USD de acuerdo a información presentada a la CNH en otros proyectos y justificaciones de Hokchi Energy. Se observa entonces que lo presupuestado por el Contratista se encuentra dentro del rango (Figura 42).



**Figura 42. Rango de referencia de Costos en Sub-actividad en la Sub-Actividad de Seguridad, Salud y Medio Ambiente**  
(Montos en dólares de Estados Unidos)

## VI.12 Síntesis de la evaluación

En resumen, el programa de inversión total que presenta el Contratista se encuentra en rango de precios de mercado en lo general debido a que el monto total de sus sub-actividades se encuentran dentro del intervalo de referencia correspondiente.

## VII. Mecanismos de revisión de eficiencia operativa

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determina los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

### VII.1 Reprocesamiento sísmico

Para el desempeño del reprocesamiento sísmico, éste 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 (PSDM)	1		

**Tabla 18.** 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 <sup>2</sup> )	Área asociada al volumen sísmico reprocesada (km <sup>2</sup> )	Indicador: Área asociada al volumen sísmico reprocesada/Área asociada al volumen sísmico a reprocesar (km <sup>2</sup> /km <sup>2</sup> )
Volumen sísmico reprocesado (PSDM)	40		
Volumen de parámetros elásticos	40		
Volumen de impedancias P y S	40		
Volumen asociado a la calidad y detección de hidrocarburos	40		

**Tabla 19.** Indicador de desempeño del reprocesamiento sísmico como área asociada al volumen sísmico reprocesado.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' and a cross-like mark.

## 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 integral asociado a la interpretación sísmica	1		
Estudio de evaluación petrofísica multimineral	1		
Estudio de interpretación de registros de imagen	1		
Estudio de inversión elástica	1		
Estudio integral asociado a la caracterización estática de yacimientos	1		

**Tabla 20.** 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 la actividad de perforación de prospectos estará definido en función de los prospectos perforados, objetivos programados, alcanzados y éxito de los mismos.

Entregable al término de la actividad	Prospectos a perforar	Prospectos perforados	Indicador: Prospectos perforados / Prospectos a perforar
Número de prospectos perforados	4		

**Tabla 21.** Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función del avance.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A.' and a cross-like mark at the bottom right.

Entregable al término de la actividad	Objetivos geológicos a alcanzar	Objetivos geológicos alcanzados	Indicador: Objetivos geológicos alcanzados / Objetivos geológicos a alcanzar
Objetivos geológicos alcanzados en el pozo Hokchi-2	1		
Objetivos geológicos alcanzados en el pozo Hokchi-3	1		
Objetivos geológicos alcanzados en el pozo Hokchi-4	1		
Objetivos geológicos alcanzados en el pozo Hokchi-5	1		

**Tabla 22.** Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los objetivos alcanzados.

Cabe señalar que en el supuesto de que el prospecto Hokchi-2 no resultara exitoso, el Operador propone dos prospectos contingentes, Hokchi-3b y Hokchi ST, tal como se analizó en el numeral V.1.4.

Entregable al término de la actividad	Resultados exitosos a alcanzar	Resultados exitosos alcanzados	Indicador: resultados exitosos alcanzados / resultados exitosos a alcanzar
Resultado exitoso en el pozo Hokchi-2	1		
Resultado exitoso en el pozo Hokchi-3	1		
Resultado exitoso en el pozo Hokchi-4	1		
Resultado exitoso en el pozo Hokchi-5	1		

**Tabla 23.** Indicador de desempeño de la perforación de prospectos en función de los éxitos alcanzados.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'H.' and a cross-like mark.

#### VII.4 Actualización de modelos de yacimientos

El desempeño en la actualización de modelos 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 integral asociado al campo Hokchi	1		

**Tabla 24.** Indicador de desempeño de la actualización de modelos de yacimientos en función de los estudios entregados.

#### VII.5 Selección de la estrategia

El desempeño en la selección de la estrategia sería evaluado en términos del estudio final.

Entregable al término del estudio	Estudios por entregar (cantidad)	Estudios entregados (cantidad)	Indicador: Estudios entregados/Estudios por entregar
Estudio asociado a los campos Hokchi	1		

**Tabla 25.** Indicador de desempeño para la selección de concepto en función de los estudios entregados.

#### VII.6 Recursos descubiertos recuperables

El indicador para medir eficiencia de evaluación de recursos descubiertos recuperables estaría en función del cociente entre el volumen estimado antes de la evaluación del yacimiento y el volumen estimado después de la evaluación del yacimiento; de la misma forma, el indicador para medir eficiencia de determinación del factor de recuperación estaría en función del cociente entre el valor estimado antes de la evaluación del yacimiento y el determinado después de dicha evaluación. Lo anterior de acuerdo a las siguientes tablas:

Nombre del Campo	Nombre del Yacimiento	Categoría de reservas	Volumen estimado antes de la evaluación del yacimiento MMbpce	Volumen estimado después de la evaluación del yacimiento Mmbpce	Indicador Volumen estimado después de la evaluación del yacimiento/Volumen estimado antes de la evaluación del yacimiento
Hokchi	R1	Probadas	54.3		
		Probables	40.3		

Tabla 26. Indicador de desempeño para recursos descubiertos recuperables.

Nombre del Campo	Nombre del Yacimiento	Categoría de reservas	Factor de recuperación estimado antes de la evaluación del yacimiento %	Factor de recuperación estimado después de la evaluación del yacimiento MMbpce	Indicador Factor de recuperación estimado después de la evaluación del yacimiento/Factor de recuperación estimado antes de la evaluación del yacimiento
Hokchi	R1	Probadas	32%		
		Probables	32%		

Tabla 27. Indicador de desempeño para factor de recuperación.

### VII.7 Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos serian evaluados en función del cociente entre el cociente entre los recursos prospectivos y los recursos descubiertos recuperables.

Campo	Yacimiento visualizado	Recursos prospectivos escenario mejor estimado (caso base) MMbpce	Recursos descubiertos recuperables Mmbpce	Indicador Recursos descubiertos recuperables/Recursos Prospectivos escenario mejor estimado
Hokchi	R3	21.04		

Tabla 28. Indicador de desempeño para recursos prospectivos.

*[Handwritten signatures and marks]*

### VII.8 Programa de inversiones

El desempeño para evaluar el ejercicio presupuestal 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	32,886,438		
ii.	Geofísica	387,285		
iii.	Geología	567,039		
iv.	Pruebas de Producción	12,677,485		
v.	Ingeniería de Yacimiento	932,989		
vi.	Otras Ingenierías	14,672,877		
vii.	Perforación de Pozos	143,960,873		
viii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	6,862,871		
<b>Presupuesto Total</b>		<b>212,947,858</b>		

Tabla 29. Indicador de desempeño para el ejercicio del programa de inversiones.

### VII.9 Seguimiento de Contenido Nacional

Para el caso del seguimiento en el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, se registrará el gasto y el porcentaje alcanzado por año. El indicador estará en función por el cociente dado por el gasto real y el estimado.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	2016	
			Gasto estimado en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el Operador en el rubro de bienes y servicios.	1,228.7	19.10%
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el Operador.	0	0.0%
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el Operador en actividades relacionadas con el contrato.	1.8	80.0%

No.	Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	2016	
			Gasto estimado en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
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:	0	0.0%
		Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	0	0.0%
		Financiamiento y contribuciones a programas de investigación y desarrollo de tecnología	0	0.0%
		Valor y regalías de patentes desarrolladas	0	0.0%
		Formación especializada	17.4	100.0%
		Selección, adaptación e implementación de tecnologías		0.0%

Tabla 30. Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2016.

No.	Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	2017	
			Gasto estimado en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
i.	Bienes y servicios	Gasto a realizar por el Operador en el rubro de bienes y servicios.	2,454.2	16.08%
ii.	Mano de obra	Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el Operador.	0	0.0%
iii.	Servicios de Capacitación	Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el Operador en actividades relacionadas con el contrato.	1.1	80.0%
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:	2.66	100.0%
		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%

No.	Concepto	Definición de acuerdo a Guía de Economía	2017	
			Gasto estimado en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
		3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	0	0.0%
		4. Formación especializada	0	0.0%
		5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	0	0.0%

**Tabla 31.** Indicador de desempeño para el contenido nacional, ejercicio 2017.

### VII.10 Programa mínimo de trabajo

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

Actividad	Unidades de Trabajo programadas	Unidades de Trabajo ejercidas	Indicador Unidades de Trabajo programadas/ Unidades de Trabajo ejercidas
Perforación de prospectos	180000		
Pruebas de Producción de alcance extendido	60000		
RGP Rayos Gamma	6000		
RGP Resistividad	6000		
RGP Porosidad-Neutrón	6000		
RGP Porosidad-Densidad	6000		
RGP Sónico Dipolar con registro de onda completa	6000		
Pruebas de presión (MDO con toma de muestras)	6000		
Análisis de núcleos rotados de pared	4500		
Estudios PVT	200		
Reprocesamiento sísmico 3D (40 km)	120		

**Tabla 32.** Indicador de desempeño del Programa Mínimo de Trabajo en unidades de trabajo.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'H' and a cross-like symbol.

## VIII. Programa de Administración de Riesgos

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0725/2016 del 15 de julio de 2016, notificó a esta Comisión el resultado de la evaluación en sentido favorable.



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

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional fue presentado por el Operador conforme a la cláusula 18.3 y numeral 9 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En este contexto, la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2016.0117 de fecha 15 de julio de 2016, notificó a esta Comisión, su opinión favorable en relación al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional presentado por el Operador, en el que establece una meta de 17.5%, superior al porcentaje mínimo de Contenido Nacional establecido en el Contrato de 17% para esta etapa.

La siguiente tabla contiene el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional presentado por el Operador.

Definición de acuerdo a Guía de la Secretaría de Economía	Año 1		Año 2		Total	
	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
Gastos a realizar por el Operador en el rubro de bienes y servicios.	1,228.7	19.10%	2,254.2	16.08%	3,682.9	17.09%
Pagos estimados a trabajadores involucrados en las tareas materia del contrato, siempre que sean realizados directamente por el Operador.	0	0.0%	0	0.0%	-	-
Pago estimado por los servicios de capacitación contratados por el Operador en actividades relacionadas con el contrato.	1.7	80.0%	1.1	80.0%	2.8	80.0%
<b>Transferencia de Tecnología</b> Se refiere al monto de gasto planeado en este rubro para cada etapa del proyecto, conforme a la Metodología. Se solicita especificar, el tipo de gasto de acuerdo con la siguiente lista:						
1. Construcción y operación de centros de investigación y desarrollo	0	0.0%	0	0.0%	-	-

9  
A  
+  
+

Definición de acuerdo a Guía de la Secretaría de Economía	Año 1		Año 2		Total	
	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional	Gasto en millones de pesos	% Estimado de Contenido Nacional
2. Financiamiento y contribuciones a programas de inversión y desarrollo de tecnología	0	0.0%	0	0.0%	-	
3. Valor y regalías de patentes desarrolladas	0	0.0%	0	0.0%	-	
4. Formación especializada	17.4	100.0%	0	0.0%	17.4	100.0%
5. Selección, adaptación e implementación de tecnologías	0	0.0%	0	0.0%	-	
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%	-	
	1,247.9	20.31%	2,455.3	16.11%	3,703.2	17.53%

Tabla 33. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

En atención a la información presentada en el Plan en materia de Contenido Nacional Transferencia de Tecnología, se advierte que es un compromiso del Operador y por tal motivo forma parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en el numeral 9 del Anexo 7 del Contrato.

## X. Resultado del dictamen

La **Comisión Nacional de Hidrocarburos**, mediante el presente **Dictamen**, **resuelve en sentido favorable** el Plan de Evaluación para el Área Contractual 2 presentado por el Operador **Hokchi Energy S.A. de C.V.**, correspondiente al **Contrato CNH-R01-L02-A2/2015**, en virtud de los siguientes elementos de valor:

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.**

El Operador presenta un Plan acorde con las condiciones geológicas del área, donde identifica de acuerdo a estudios previos los horizontes productores con información de los pozos descubridores y a partir de ello, establece su estrategia de ejecución del Plan, orientado a la comprobación de la extensión de los yacimientos, caracterización y delimitación de los mismos y a la cuantificación de reservas. Asimismo, dentro del Plan, se considera la perforación del prospecto Hokchi-4 que proyecta evaluar recursos prospectivos en el nivel denominado R3, para evaluar el potencial petrolero del intervalo conformado por areniscas. Al respecto el Operador podría realizar un ajuste a la estrategia de perforación, dependiendo de los resultados que se obtengan con el pozo Hokchi-2. Asimismo, estas actividades, quedan soportadas por un Plan de inversiones adecuado a las necesidades del Plan. Este programa de inversiones se analizó conforme a estándares internacionales que indican que es adecuado. De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan aportan en un acelerado desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del área contractual, en beneficio del Estado, en términos del análisis presentado en el capítulo V del presente documento.

- **Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo en el largo plazo.**

De conformidad con las observaciones del apartado V, inciso V.2.1, se advierte que el Plan considera elevar el factor de recuperación, para lo cual el Operador ha estimado parámetros por encima de los incluidos en la base de datos de reservas publicada por la Comisión, para el campo Hokchi, considerando la implementación de recuperación secundaria por medio de inyección de agua, de acuerdo al conocimiento actual de los campos antes mencionados y los estudios preliminares. En este sentido también se advierte sobre el interés del Operador de evaluar toda el Área Contractual, proponiendo además actividades para incorporar reservas en bloques adyacentes para incrementar con ello la obtención de volúmenes adicionales de hidrocarburos.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.**

El Plan presentado por el Operador considera la incorporación de reservas asociadas al campo incluido en el Área Contractual, a través de actividades de evaluación de recursos prospectivos por 21.4 MMbpce en el escenario mejor estimado, sin riesgo, a través de la perforación del prospecto Hokchi-4, con probabilidad de éxito estimada de 25%. Asimismo, en caso de consolidarse los escenarios propuestos de evaluación de recursos prospectivos y reservas, estas últimas podrían incrementarse en un 23%, pasando de 94.6 a 116 MMbpce. Lo anterior conforme al análisis presentado en el capítulo V, inciso V.2 de este dictamen.



- **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 al documento técnico presentado por el Operador, se advierte que la aplicación de tecnología para el procesamiento sísmico conforme a la secuencia definida en el Plan, que integra algoritmos y aplicación de atributos enfocados a la descomposición espectral, control de frecuencias y ensanchamiento de bandas, permitiría incrementar el conocimiento del área a través de la mejora en la calidad de la imagen sísmica.

Para el caso de perforación de prospectos, se ha identificado la optimización de recursos y la maximización de la eficiencia exploratoria en el diseño de los pozos y en el programa de adquisición de datos con tecnología de vanguardia como el uso de la herramienta MDT que aporta elementos valiosos para la caracterización a detalle de distintas formaciones objetivo. Lo anterior de conformidad con el análisis llevado a cabo por esta Comisión, en términos del numeral V, incisos V.1.1 - V.1.5.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.**

En relación a la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan es congruente con los objetivos planteados por el Operador. De acuerdo al Plan presentado, acorde a las características geológicas del área, con la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías para la evaluación del campo descubierto, sería posible llevar a cabo la cuantificación de reservas en el Área Contractual, además de que se busca evaluar recursos prospectivos para maximizar el valor del área. En este sentido, la Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas y un programa de inversiones adecuado para conseguir el objetivo de la evaluación del Área Contractual, sentando las bases para un posible

Plan de Desarrollo para la Extracción, a través de un programa de actividades consistente con los objetivos y alcances definidos en el Plan.

- **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, se identifica que han diseñado los pozos, de tal manera que se maximice el beneficio derivado de la perforación y se tenga una vasta adquisición de información durante la perforación, que aunado a los resultados que se obtengan de las pruebas de producción de alcance extendido, permitirían la actualización del modelo estático y la generación de un modelo dinámico en los yacimientos a evaluar. De lo anterior, se advierte que las actividades previstas en el Plan quedarían orientadas para la generación de un beneficio para el Estado, para lo cual se concluye, que de ejecutarse el Plan, se aplicarían las mejores prácticas, de conformidad con el análisis presentado en el numeral V.

- **El contenido del Plan deberá cubrir la extensión completa del área contractual, el programa mínimo de trabajo y su incremento, así como desarrollar los conceptos previstos en el Anexo 7 del Contrato y el apartado VI del Anexo 1 de los Lineamientos**

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se advierte que el Plan considera la evaluación del campo Hokchi a través de estudios técnicos, así como con la perforación de prospectos con el objetivo de definir la extensión de los yacimientos y evaluar recursos prospectivos de un intervalo con potencial, con lo cual se abarcaría el total del Área Contractual. Se prevé el cumplimiento del programa mínimo de trabajo y su incremento, con la ejecución de las actividades contempladas en

el Plan, las cuales darían cumplimiento a los conceptos previstos en el Anexo 7 del Contrato y el apartado VI del Anexo 1 de los Lineamientos. Se advierte con las actividades propuestas en el Pan, el Operador ejercería 278,420 unidades de trabajo, siendo que el Contrato establece un mínimo de 130, 000 más el incremento del 100% equivalentes a 130,000 unidades de trabajo adicionales, que en total suman 260,000, teniendo como referencia para ambos casos los dos años del Periodo Inicial de Evaluación.

**Elaboraron**

**M. en I. Oscar Mancera Alejándrez**

Director de Área

**Mtro. Jesús Salvador Carrillo  
Castillo**

Director General Adjunto de  
Evaluación de Contratos y  
Asignaciones

**Validaron**

**Dr. Felipe Ortuño Arzate**

Director General de Dictámenes de  
Exploración

**Mtra. María Adamelia Burgueño  
Mercado**

Directora General de Estadística y  
Evaluación Económica