



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Programa de Evaluación Descubrimiento Cholula

Contrato CNH-R01-L04-A5.CS/2016

Junio 2020



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

[Handwritten signature]

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	DATOS GENERALES	5
2.1	DATOS DEL CONTRATISTA	5
2.2	DATOS DEL CONTRATO	5
2.3	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL QUE COMPRENDE EL DESCUBRIMIENTO	6
2.4	DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN	8
3.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN	8
4.	ESTUDIOS Y TRABAJOS QUE LLEVARON AL DESCUBRIMIENTO	9
5.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	12
6.	ACTIVIDADES PROPUESTAS EN EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	14
6.1	ACTIVIDADES DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	14
6.2	ESCENARIO BASE	17
6.2.1	INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y DELIMITACIÓN DEL YACIMIENTO	17
6.2.2	MODELADO AVO E INVERSIÓN SÍSMICA	18
6.2.3	ESTUDIOS DE FACIES DE YACIMIENTOS	18
6.2.4	MODELADO DE CUENCAS	19
6.2.5	INTERPRETACIÓN DE ANÁLISIS PVT Y ESTUDIOS DE PROPIEDADES DE FLUIDOS	19
6.2.6	PRUEBAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO	20
6.2.7	MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO	20
6.2.8	MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO	21
6.3	ESCENARIO INCREMENTAL	21
6.3.1	RECALIBRACIÓN DE MODELOS, ANÁLISIS Y ESTUDIOS	22
6.3.2	POZOS DELIMITADORES	23
6.3.3	TOMA DE INFORMACIÓN	30
6.3.4	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	31
6.3.5	MEDICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	35
6.3.6	PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL ASOCIADO	38
6.4	METAS FÍSICAS	39
7.	ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES	39
7.1	DESCGLOSE DEL PROGRAMA DE INVERSIONES RELACIONADO CON EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	39
7.2	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN	42
8.	ANÁLISIS PROGRAMAS ASOCIADOS	42
8.1	CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	42
8.2	CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	43

9. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	45
10. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.	45
11. DICTAMEN TÉCNICO.....	51

PL

ef.

/

1. INTRODUCCIÓN

Mediante resoluciones CNH.E.29.002/18 y CNH.E.48.003/19 del 14 de mayo de 2018 y 20 de agosto de 2019 respectivamente, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó el Plan y la modificación al Plan de Exploración (en adelante, Plan) relativo al Contrato CNH-R01-L04-A5.CS/2016 (en adelante, Contrato), ambos trámites presentados por la empresa Murphy Sur, S. de R.L. de C.V. (en adelante, Operador o Contratista).

Como parte de las actividades del Plan, el 7 de febrero de 2019 el Contratista inició las actividades de perforación del pozo Cholula-1EXP, informándolo de conformidad con el artículo 14 de los Lineamientos de Perforación de Pozos (en adelante, Lineamientos de Pozos), el 8 de marzo de 2019 el Contratista dio aviso ante esta Comisión de la existencia de un nuevo yacimiento, en términos del artículo 19 de los Lineamientos de Pozos, mediante formato RAP, asimismo en cumplimiento de la Cláusula 4.9 del Contrato, el 29 de marzo de 2019 el Contratista presentó la Notificación de Descubrimiento, a través del escrito MURS-A5.CS-129-19.

Mediante la Notificación de Descubrimiento, así como, con el escrito recibido en esta Comisión el 9 de agosto de 2019, el Contratista solicitó una prórroga al plazo establecido en la Cláusula 5.1 del Contrato para la entrega del Programa de Evaluación, con el objetivo de estructurar y definir un programa acorde con la complejidad de un proyecto en aguas profundas, lo anterior con fundamento en lo establecido en el segundo párrafo de la Cláusula 5.1 del Contrato, así como al artículo 51 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos publicados el 12 de abril de 2019 (en adelante, Lineamientos). Mediante el oficio 260.1283/2019 el 20 de agosto de 2019 la Comisión resolvió otorgar la prórroga de 180 días al Contratista para la entrega del Programa de Evaluación.

Por lo anterior, en cumplimiento de las Cláusulas 5.1 y 5.2 del Contrato, así como al artículo 45 de los Lineamientos, mediante el escrito MURS-A5.CS-102-20 recibido en esta Comisión el día 13 de enero del 2020, el Contratista solicitó la aprobación del Programa de Evaluación del Descubrimiento.

El presente Dictamen se refiere a la evaluación para la aprobación del Programa de Evaluación del Descubrimiento, sometido a consideración de la Comisión. Para llevar a cabo el análisis técnico del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en el Programa, la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (en adelante, DGMCP) y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica

(en adelante, DGPEE) de la Comisión consideraron el cumplimiento de los artículos 45, 46, 47, 48 y 49 y el Anexo I, apartado II de los Lineamientos.

En tal sentido, este Dictamen constituye el resultado del análisis realizado, el cual incluye la revisión y valoración de las actividades programadas en el Programa, su congruencia con el ambiente geológico y la fase exploratoria en las cuales se encuentra el Descubrimiento.

De manera adicional y con fundamento en el artículo 39, fracciones I, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), se destaca que la Comisión ejerce sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- ✓ Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- ✓ 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, y
- ✓ Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

2. DATOS GENERALES

2.1 DATOS DEL CONTRATISTA

El Contratista es el consorcio formado por Murphy Sur, S. de R.L. de C.V., PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. y Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V.

El Operador promovente del Programa de Evaluación es la empresa Murphy Sur, S. de R.L. de C.V., que fue designada como Operador de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato.

2.2 DATOS DEL CONTRATO

El Contrato se firmó el 10 de marzo de 2017 (en adelante, Fecha Efectiva) entre la Comisión y el Contratista, bajo la modalidad de Licencia.

La vigencia del Contrato es de 35 años a partir de la Fecha Efectiva, sin perjuicio de las prórrogas que puedan ser solicitadas en términos de la Cláusula 3.2 del Contrato y de las disposiciones que por su naturaleza deberán ser cumplidas posterior a la terminación del mismo.

En relación con lo establecido con el periodo de evaluación, la Cláusula 5.2 del Contrato establece que este podrá tener una duración de hasta tres (3) años contados a partir de la aprobación de dicho Plan, entendiéndose como Plan, el Programa de Evaluación, de conformidad con el Quinto Transitorio de los Lineamientos. Asimismo, establece que sus actividades deberán tener un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado comercial. El Contratista podrá solicitar mediante notificación por escrito, una prórroga con la finalidad de concluir actividades contempladas en el Programa de Evaluación que se encuentren en proceso de ejecución.

2.3 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL QUE COMPRENDE EL DESCUBRIMIENTO

La Tabla 1 resume la información general del Área Contractual.

Operador	Murphy Sur, S. de R.L. de C.V.
Contrato	CNH-R01-L04-A5.CS/2016
Vigencia	35 años, a partir de la Fecha Efectiva
Provincia Petrolera	Golfo Profundo
Provincia Geológica	Salina del Istmo
Superficie	2,573.171km ²
Tirante de agua	Entre 450 y 1,450 m

Tabla 1. Datos del Área Contractual. Fuente: Comisión

El Área Contractual, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, a 78 km aproximadamente de las costas del estado de Tabasco, pertenece a la provincia petrolera Golfo Profundo y a la provincia geológica Salina del Istmo (Figura 1). Los vértices que delimitan el área Contractual están definidos por las coordenadas que se enlistan en la Tabla 2, mientras que las coordenadas del área de evaluación se presentan en la Tabla 3.

Vértices	Longitud	Latitud
1	93° 25' 00"	19° 08' 00"
2	93° 34' 30"	19° 08' 00"
3	93° 34' 30"	19° 11' 00"
4	93° 43' 30"	19° 11' 00"
5	93° 43' 30"	19° 15' 00"
6	93° 58' 30"	19° 15' 00"
7	93° 58' 30"	19° 22' 30"
8	94° 00' 00"	19° 22' 30"
9	94° 00' 00"	19° 34' 00"
10	93° 47' 30"	19° 34' 00"
11	93° 47' 30"	19° 36' 00"
12	93° 25' 00"	19° 36' 00"

Tabla 2. Vértices del Área Contractual. Fuente: Comisión con datos del Contratista.

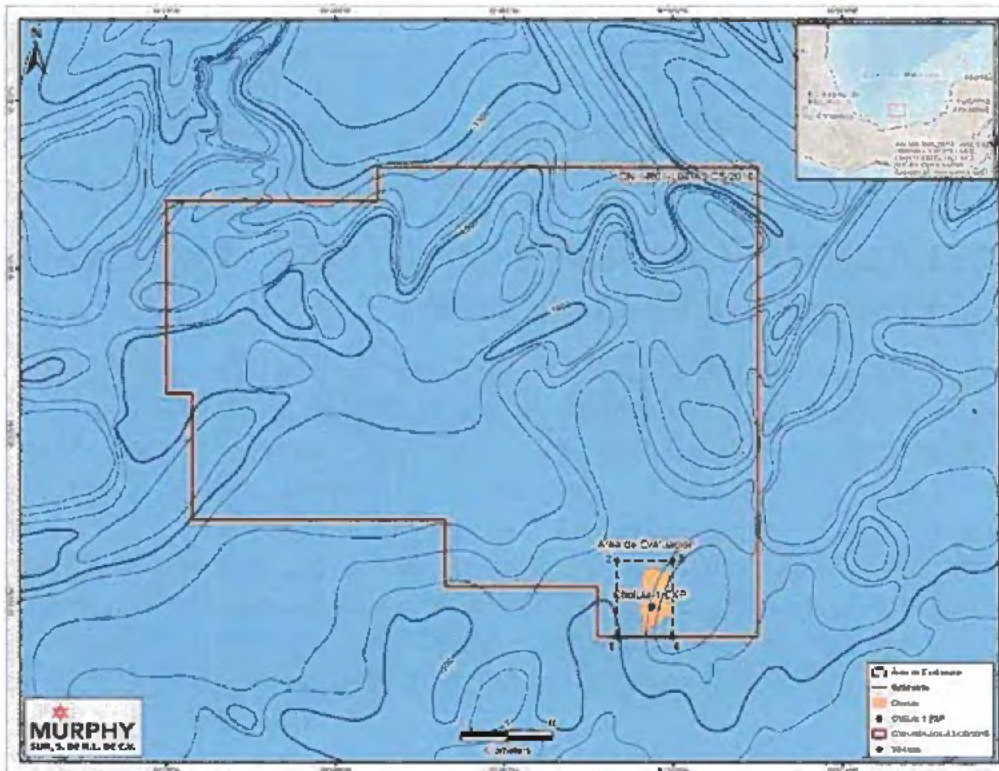


Figura 1. Delimitación del Área Contractual, del Área de Evaluación y Ubicación del Descubrimiento. Fuente: Comisión con datos del Contratista

Vértices	Longitud	Latitud
1	93° 33' 30"	19° 08' 00"
2	93° 33' 30"	19° 12' 30"
3	93° 30' 00"	19° 12' 30"
4	93° 30' 00"	19° 08' 00"

Tabla 3. Coordenadas del Área de Evaluación asociada al Descubrimiento. Fuente: Comisión con datos del Contratista

2.4 DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN

Dentro del Área Contractual se contempla un área de evaluación de aproximadamente [REDACTED] en la cual se comprende la totalidad de la 1 estructura geológica asociada al Descubrimiento. La Tabla 4 muestra las características generales de dicha área.

A large black rectangular redaction box covers the content of Table 4.

2

Tabla 4. Datos del Área de Evaluación asociada al Descubrimiento.
Fuente: Comisión con datos del Contratista

3. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN

El proceso de evaluación técnica para la dictaminación del Programa de Evaluación involucró la participación de la DGDE, la DGMCP y la DGPEE, todas adscritas a esta Comisión. Además, se envió la información proporcionada por el Contratista a la Secretaría de Economía y a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA) para que, en el ámbito de sus competencias, dichas instituciones realicen la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional, de Capacitación y Transferencia de Tecnología y del Sistema de Administración de Riesgos, respectivamente.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto a la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación del Contrato. Lo anterior se corrobora en los términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.003/2020 de la DGDE de esta Comisión.

Two handwritten signatures in blue ink are located in the bottom right corner of the page.

CRONOLOGÍA DE LA REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMINACIÓN

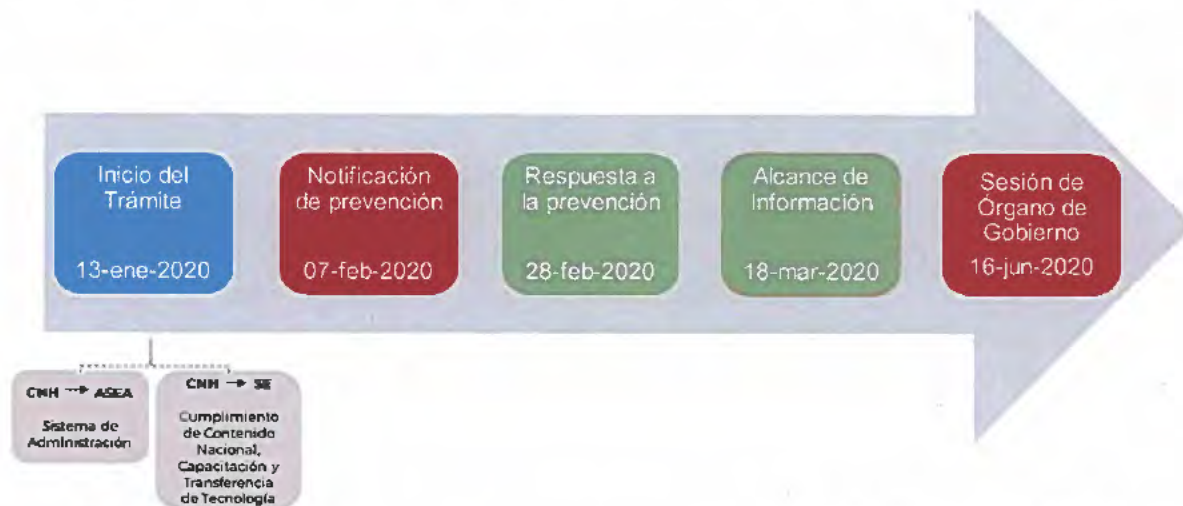


Figura 2. Diagrama del proceso de revisión y evaluación del Programa de Evaluación.
Fuente: Comisión

4. ESTUDIOS Y TRABAJOS QUE LLEVARON AL DESCUBRIMIENTO

El Plan de Exploración del Área Contractual 5 Cuenca Salina fue aprobado el 14 de mayo de 2018, mediante Resolución No. CNH.E.29.002/18 y notificado al Contratista el 25 de mayo de 2018, toda vez que el mismo resultó adecuado desde un punto de vista técnico, económico y de acuerdo con los términos y condiciones del Contrato. Asimismo, el Contratista solicitó la modificación de su Plan de Exploración, el cual fue aprobado por esta Comisión el 20 de agosto de 2019, mediante la Resolución No. CNH.E.48.003/19, y notificado al Contratista el 02 de septiembre de 2019.

El Contratista ha realizado múltiples actividades petroleras encaminadas a cumplir con los objetivos establecidos en el Plan por lo que, a diciembre de 2019, el Contratista reportó como concluidas las siguientes actividades:

- Proyecto de imagen de banda ancha 3D WAZ Campeche – adquisición y procesamiento sobre el Área Contractual 5
- Sismogramas sintéticos
- Bioestratigrafía, estudio regional
- Perforación del pozo Cholula-1EXP

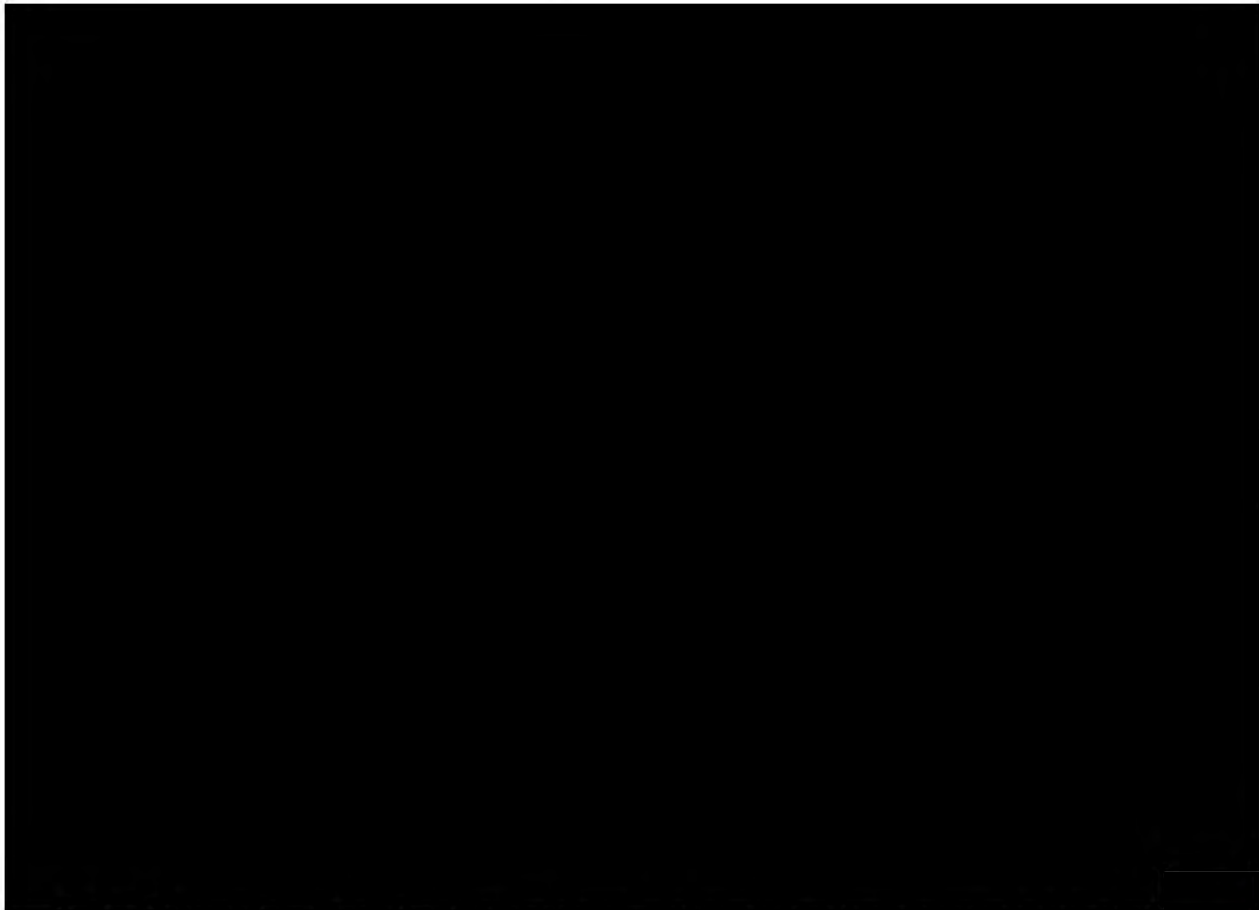
De manera adicional, a la misma fecha el Contratista reportó las siguientes actividades como, en proceso de ejecución:

- Interpretación sísmica y marco regional:
 - a) Identificación y mapeo preliminar de leads y prospecto, avance 85%
- Modelo de física de rocas: incluyendo acondicionamiento de gathers WAZ 3D, corroborando productos finales.
- Amplitud contra desplazamiento (AVO) e inversión sísmica.
- Modelado de Cuenca
- Evaluación de carbonatos: para dar énfasis a los prospectos identificados (postergado en el Plan de Exploración vigente).
- Estudio para la predicción de la presión de poro.
 - a) Fase 1, regional sobre el Área Contractual
 - b) Fase 2, local sobre el prospecto específico
- Estudio de reprocesamiento sísmico
- Cartografía de la arquitectura salina
- Modelado de reconstrucción palinspática de sal
- Levantamiento e interpretación de riesgos someros
- Estudio source to sink del yacimiento
- Modelado de las propiedades del yacimiento
- Correlación del pozo y modelado de sistemas petroleros
- Estudios y análisis post-perforación
- Reprocesamiento NAZ área Cholula-Comitán

En lo referente al pozo Cholula-1EXP, éste fue perforado entre febrero y marzo del año 2019, las actividades relacionadas a dicha perforación se llevaron a cabo de acuerdo con la normativa aplicable en la materia e incluyen la Notificación de Inicio de Actividades, el Informe Final de Construcción de Pozos, el Reporte Final de Abandono y diversos informes de actividades dirigidos a esta Comisión por parte del Operador.

Derivado de los resultados de la perforación del pozo Cholula-1EXP y en cumplimiento con la Cláusula 4.9 de Contrato y el artículo 42 de los Lineamientos, el 29 de marzo de 2019 el Contratista presentó Notificación de Descubrimiento mediante escrito MURS-AS.CS-129-19.

De acuerdo con la información obtenida por el Contratista durante la perforación de Cholula-1EXP, así como en estudios posteriores, el Descubrimiento comprende cuatro intervalos de interés petrolero, todos ellos ubicados estratigráficamente en el [REDACTED] (Figura 3), las ³ características particulares de cada uno de estos intervalos se describen de manera detallada en la Tabla 5.



4

Figura 3. Intervalos de interés relacionados con el Descubrimiento en el pozo Cholula-1EXP.
Fuente: Contratista

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Tabla 5. Datos de los Intervalos Descubiertos con el pozo Cholula-1EXP.
Fuente: Comisión con datos del Contratista

5. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO

Para llevar a cabo la dictaminación del Programa de Evaluación del Descubrimiento, la Comisión verificó que las actividades propuestas por el Contratista en el Programa de Evaluación fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 39, Fracciones I, III, IV, VI, y VII, de la LORCME, respecto a la observancia de las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- 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;



- o La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- o Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y
- o Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Asimismo, la Comisión consideró los principios y criterios en términos del artículo 48 de los Lineamientos, en relación con los requisitos documentales establecidos en el Anexo I, Apartado II, de los Lineamientos, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en el Programa de Evaluación, considerando también las características geológico-petroleras del área contractual.

Con relación a la Cláusula 5.2 del Contrato se advierte que el Programa de Evaluación presentado contiene lo siguiente:

- o Considera una duración de hasta 36 meses a partir de su aprobación;
- o Se encuentra elaborado de conformidad con la normativa aplicable;
- o Busca delimitar la extensión completa de la estructura donde se realizó el Descubrimiento en comento;
- o Contiene los elementos previstos en el Anexo 6 del Contrato; y
- o Tiene un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado Descubrimiento Comercial, considerando los dos escenarios planteados por el Contratista en el Programa de Evaluación.

Por lo anterior, esta Comisión observa que el Programa de Evaluación cumple con los requisitos establecidos en la Cláusula 5.2, así como el alcance mínimo de las actividades de evaluación contempladas en el Anexo 6 del Contrato.

Asimismo, la Solicitud del Programa de Evaluación cumple con los requisitos establecidos en el artículo 45 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- El Operador presentó el formato PE y su instructivo;
- Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo; y

- Presentó el documento que integra los apartados del Programa de Evaluación.

6. ACTIVIDADES PROPUESTAS EN EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN

6.1. ACTIVIDADES DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN

Con el objetivo de evaluar el Descubrimiento, el Contratista propone una estrategia de ejecución de actividades en dos escenarios distintos a los cuales denomina Escenario Base y Escenario Incremental.

De manera general, el Escenario Base se compone de un conjunto de actividades de gabinete encaminadas a evaluar la extensión y el volumen de hidrocarburos del yacimiento del [REDACTED] previo a la perforación de pozos delimitadores. ⁶

Por su parte, el Escenario Incremental considera las actividades del Escenario Base y actividades adicionales que se ejecutarán en caso de que los resultados del Escenario Base resulten geológica y económicamente satisfactorios. Dentro de estas actividades se contempla la perforación de pozos delimitadores. Las actividades planteadas por el Contratista para evaluar el Descubrimiento se muestran en la Tabla 6.



Actividades e inversiones		Escenario	Programa de Evaluación				Total
			2020	2021	2022	2023	
Perforación y Terminación de Pozos	Número	Base	0	0	0	0	3
		Incremental	1	1	1	0	
Estudios Geológicos (de facies, modelado, estudios estratigráficos, petrofísica)	Actividades (número)	Base	4	0	0	0	4
		Incremental	0	0	0	0	
Estudios Geofísicos (Reprocesado sísmico, AVO, Inversión sísmica)	Actividades (número)	Base	2	0	0	0	2
		Incremental	0	0	0	0	
Pruebas de Producción	Actividades (número)	Base	0	0	0	0	3
		Incremental	0	1	2	0	
Ingeniería de Yacimientos (PVT, Caracterización Estática y Dinámica, Recalibración)	Actividades (número)	Base	3	0	0	0	4
		Incremental	1 ^a				
Actividades Generales (Ingeniería básica, Actividades administrativas, etc.)	Actividades (número)	Base	2				5
		Incremental	3 ^b				

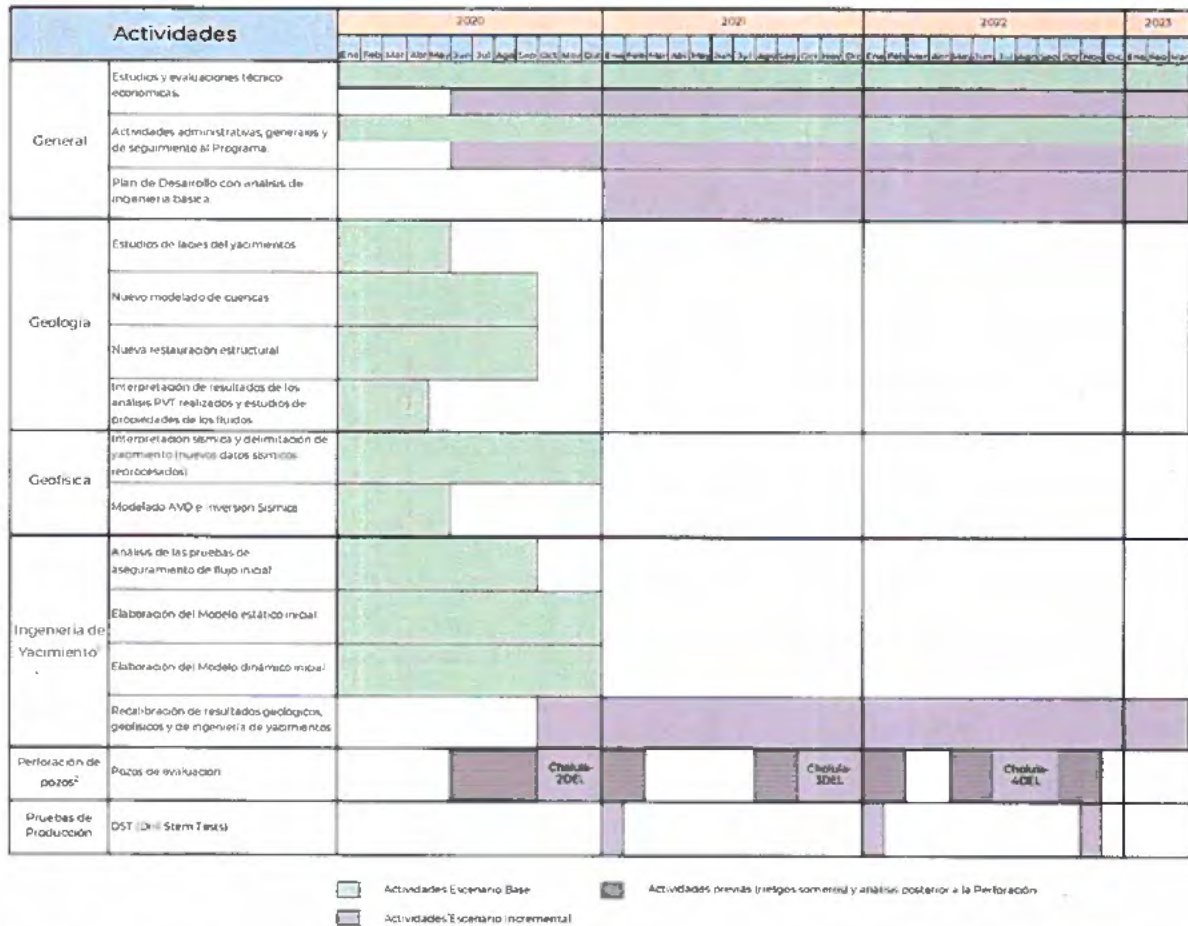
^a Consiste en una actividad en el escenario incremental, en la que se realizará la Recalibración de modelos. Inicia en octubre de 2020 y concluye en 2023.

^b Dos de estas actividades inician en junio de 2020 y se desarrollarán durante todo el periodo de Evaluación, el tercero inicia en enero de 2021 y concluye en 2023 (ver cronograma).

Tabla 6. Actividades propuestas en el Programa de Evaluación.

Fuente: Comisión con datos del Contratista

Asimismo, las actividades para llevar a cabo su Programa de Evaluación tomando en cuenta sus dos escenarios operativos, se desarrollarían de acuerdo con el cronograma que se muestra en la Figura 4.



¹La actividad de recalibración considera la actualización de los modelos geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos con base en los resultados que se obtengan de los pozos delimitadores.

²La perforación de los tres pozos delimitadores contempla la posibilidad de efectuar un side-track, si se considera necesario realizarlo en alguna zona de interés.

Figura 4. Cronograma de Actividades propuestas en el Programa de Evaluación

Fuente: Comisión con datos del Contratista

Las actividades contempladas están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 3 años. El Contratista deberá ajustar su cronograma de actividades dentro de la vigencia del Periodo de Evaluación una vez aprobado el Programa.

Como parte de las actividades propuestas en el Programa, existen algunas cuya ejecución podría haber iniciado previo a la emisión del presente Dictamen Técnico, situación que corresponde a la naturaleza técnica de las mismas, que son necesarias y se identifican como actividades de gabinete, sin que ello implique trabajo de campo. No obstante, para aquellas actividades que no son de gabinete, el Contratista deberá tener la aprobación del Programa, y en su caso, las autorizaciones correspondientes para iniciar su ejecución.

[Handwritten signatures in blue ink]

6.2. ESCENARIO BASE

Este escenario lo plantea el Operador como una continuación del trabajo de análisis posterior a la perforación del pozo Cholula-1EXP y que comenzará por el nuevo paquete de datos de reprocesamiento sísmico.


Este escenario incluye las siguientes actividades:

- Geología y Geofísica
 1. Interpretación sísmica y delimitación del yacimiento.
 2. Modelado AVO e inversión.
 3. Estudios de facies de yacimientos.
 4. Modelado de cuencas.
 5. Restauración estructural.

- Ingeniería de Yacimiento
 6. Interpretación de los Análisis PVT y estudios de propiedades de fluidos
 7. Pruebas de aseguramiento de flujo
 8. Modelo estático del yacimiento
 9. Modelo dinámico del yacimiento.

6.2.1. Interpretación sísmica y delimitación del yacimiento

Dentro de la categoría de geología y geofísica, la interpretación sísmica y delimitación del yacimiento tiene como objetivo la actualización de diversos parámetros de carácter geológico con la información obtenida del pozo Cholula-1EXP y cuyos alcances son:

- Interpretación de la estructura Cholula de los siguientes horizontes:
 - 
 -
 -
 -
 -
 -
 -
 -
 -
 -

- Interpretación estructural de posibles yacimientos asociados al Descubrimiento.

7

- Generación de atributos geofísicos enfocados a la identificación de Indicadores Directos de Hidrocarburos (DIH) potenciales y otras características geológicas relevantes.
- Descomposición espectral y corte estratégico.

6.2.2. Modelado AVO e inversión sísmica.

Referente al modelado AVO y trabajos de inversión sísmica utilizando nuevos datos de reprocesamiento, el Contratista llevará a cabo un estudio de atributos sísmicos e inversión sísmica de AVO sobre el nuevo conjunto de datos sísmicos reprocesados del estudio NAZ. Los objetivos planteados por el Contratista para esta fase son analizar las anomalías AVO y comparar con trabajos previos, identificar nuevas ubicaciones de evaluación y distinguir si los fluidos identificados corresponden con acumulaciones de gas o aceite. Los alcances del modelado AVO son:

- Calcular los volúmenes para el análisis AVO de la intersección, gradiente y otros atributos sísmicos útiles.
- Identificar las anomalías AVO de interés que puedan afectar a los DHI.
- Analizar si las anomalías AVO coinciden con el contexto geológico.
- Interpretar y clasificar anomalías.
- Se realizarán inversiones previas y posteriores al apilado:
 - La inversión de datos Pre-apilados consistirá en invertir los apilados de intercepción y gradiente.
 - La inversión Post-apilada será un apilamiento completo de banda limitada.
- Análisis de anomalías de amplitud con redes neuronales y modelado estocástico 1D, para calibrar el modelo sísmico obtenido.

6.2.3. Estudios de facies de yacimientos.

Los estudios de facies programados por el Contratista tienen como objetivo integrar el nuevo modelo de ambiente deposicional para las formaciones productoras del [REDACTED] para definir de mejor manera las zonas con buena calidad de roca almacén, dicho modelo estará basado en los datos sísmicos reprocesados y la información generada tras la perforación del pozo Cholula-1EXP, los alcances de esta etapa son:

- Determinación de litofacies;
- Geometría de cuerpos de arena;

- Análisis de capas delgadas; y
- Dispersión de sedimentos y análisis de paleo-tipos.

6.2.4. Modelado de cuencas.

El análisis de modelado de cuencas programado por el Contratista pretende actualizar los modelos 1D y 2D preexistentes incorporando los resultados del pozo Cholula-1EXP, así como las superficies mapeadas con la nueva información sísmica. Asimismo, el Contratista valorará la posibilidad de elaborar una actualización del modelo 3D, esto en función de la complejidad geológica de la estructura Cholula. Para alcanzar los objetivos planteados, el Contratista tomará en consideración los resultados de los análisis realizados a los fluidos encontrados en el pozo Cholula-1EXP, con lo que se recalculará lo siguiente:

- Historias de sepultamiento;
- Temperaturas;
- Presión de poro y capilar;
- Madurez de las rocas generadoras; y
- Porosidad y Permeabilidad.

Las actividades asociadas a las restauraciones estructurales, planteadas por el Contratista para el Programa de Evaluación se centrarán en la actualización de la restauración en dos dimensiones realizada en la etapa de exploración, utilizando la nueva información sísmica. De manera adicional, se plantea la elaboración de una restauración adicional en una posición diferente, lo anterior tiene como objetivo tener una mejor comprensión de los eventos tectónicos regionales y refinar el entendimiento respecto de la sincronía del sistema petrolero a nivel de prospecto. Los resultados de las restauraciones estructurales contribuirán en la validación de la interpretación estructural del área de evaluación y proporcionarán el marco estructural secuencial para el modelado de cuencas.

6.2.5. Interpretación de Análisis PVT y estudios de propiedades de fluidos.

Referente a las actividades de ingeniería de yacimientos, el Contratista realizará la interpretación de los siguientes análisis de laboratorio de Presión Volumen y Temperatura (PVT), que fueron realizados previamente con muestras obtenidas del pozo Cholula-1EXP.

- Estudio de Expansión de Composición Constante (CCE).
- Estudio de Liberación Diferencial (DL).
- Medición de la viscosidad del fluido del yacimiento.

- de Separador Multi etapa (MSST) a diversas condiciones.
- Análisis básico fisicoquímico del agua:
 - Calcio, Magnesio y dureza total.
 - pH, conductividad, turbidez, alcalinidad, densidad y gravedad específica.
 - Mayores aniones y cationes.

Con los resultados que se obtengan de dicha interpretación, se ajustarán los modelos de caracterización dinámica y los volúmenes de hidrocarburos del yacimiento.

6.2.6. Pruebas de aseguramiento de flujo.

Las pruebas de aseguramiento de flujo tienen por objetivo determinar las características físicas del fluido de yacimiento en función de la presión y temperatura, esto mediante microscopía de alta presión (HPM), sistema de transmisión de luz de infrarrojo cercano (SDS) y análisis de tamaño de partícula (PSA) a la temperatura del yacimiento, obteniendo con ello, los siguientes resultados:

- Presión de inicio del asfáltenos (AOP).
- Análisis de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos (SARA).
- Temperatura de aspecto de la cera (WAT).
- Contenido de asfáltenos y parafinas.
- Punto de fluidez.

Con los resultados que sean obtenidos de esta actividad, será posible caracterizar correctamente los fluidos en el yacimiento, así como conocer su comportamiento multifásico, lo que ayudará a tener los elementos para el diseño adecuado de las posibles instalaciones de producción

6.2.7. Modelo estático del yacimiento.

El modelo estático de yacimientos programado por el Contratista tiene por objetivo la actualización de la totalidad del área de Evaluación a fin de representar la heterogeneidad horizontal y vertical de los yacimientos a escala de pozo y campo, modelo que podrá ser empleado como una herramienta para la gestión de dichos yacimientos. Para lograr el objetivo, el Contratista ha establecido los siguientes alcances:

- Recopilar datos estratigráficos (cimas de formación) y propiedades litológicas del núcleo, propiedades petrofísicas, registros y algunas propiedades de los fluidos. Analizar los

datos para certificar internamente que cumplen con los criterios de calidad y precisión.

- Desarrollar bases de datos de propiedades para uso en la construcción del modelo geológico, incluyendo litofacies, porosidad, cimas y nivel de agua libre en pozos nodales.
- Desarrollar un modelo geológico mediante la construcción de un modelo celular 3D utilizando una base de datos de cimas.
- Aumentar el número de propiedades según corresponda y se complemente el modelo 3D con las propiedades básicas.
- Poblar el modelo celular 3D con propiedades petrofísicas específicas de las litofacies y saturación de fluidos para predecir las distribuciones de propiedades de las litofacies, petrofísicas y de saturación de fluidos.

6.2.8. Modelo dinámico del yacimiento.

El modelo dinámico del yacimiento incorporará el modelo estático actualizado y la simulación dinámica de los fluidos del yacimiento para predecir el comportamiento de cada uno de los yacimientos en evaluación, a partir de la información obtenida del pozo Cholula-1EXP, para materializarlo, el Contratista incorporará los siguientes elementos:

- Modelo estático actualizado
- Datos de entrada de información de rocas del yacimiento y propiedades de fluidos, incluyendo al menos:
 - Compresibilidad de la roca,
 - Datos de análisis de PVT de fluidos,
 - Permeabilidad relativa, y
 - Presión capilar.
- Datos de pozos, incluyendo, pero no limitado a:
 - Las posibles restricciones de producción y presión para instalaciones y pozos.

La simulación del modelo dinámico será validada a fin de que sus resultados representen de manera precisa la estructura y propiedades del modelo geológico, este se irá calibrado con la información que se obtenga de los pozos delimitadores que se perforen, hasta obtener un modelo integral para la etapa de Evaluación.

6.3. ESCENARIO INCREMENTAL

Adicional a las actividades planteadas en el Escenario Base y asumiendo resultados técnicos positivos del mismo, el Contratista propone

actividades adicionales al Escenario Base en lo que ha denominado Escenario Incremental.

Los resultados técnicos positivos del Escenario Base fueron establecidos por el Contratista de acuerdo con tres diferentes rubros los cuales se definen a continuación:

- **Análisis de facies sísmicas:** indicadores de un yacimiento de mejor calidad lejos del pozo Cholula-TEXP.
- **Estudios geofísicos de AVO/inversión:** identificación de anomalías de AVO que, de acuerdo con lo observado en el Pozo Descubridor, estén relacionadas con la presencia de Hidrocarburos.
- **Modelos estáticos y dinámicos de yacimientos:** Resultados favorables en cuanto a productividad y efectividad de los yacimientos modelados.

En tal sentido, las actividades del Escenario Incremental estarían enfocadas a definir con mayor certidumbre la extensión espacial y las características de los yacimientos descubiertos en el [REDACTED] así como la probable conectividad de estos con los cuerpos arenosos observados debajo del yacimiento 4, pertenecientes también al [REDACTED] 10 [REDACTED]. De manera general, dichas actividades comprenden:

- La perforación de hasta tres (3) pozos delimitadores.
- Ejecución de hasta tres (3) pruebas de producción convencionales (DST), una por cada pozo delimitador.
- Recalibración de modelos, análisis y estudios con la información que se obtenga de pozos delimitadores.

6.3.1. Recalibración de modelos, análisis y estudios.

Estas actividades comprenden la actualización de los estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos utilizando los resultados de cada uno de los pozos delimitadores. Sus resultados servirán como base para determinar la viabilidad de continuar con la perforación de los pozos delimitadores subsecuentes. De tal manera que sus alcances son:

- Modificar, en su caso, los elementos estructurales incluyendo sal, soldaduras de sal, fallas y características sedimentarias mapeadas durante etapas de evaluación previas.
- Analizar y en su caso recalibrar el estudio AVO, comparando con la versión previa y en su caso, incorporando información más reciente

- Utilizar los resultados de la inversión sísmica para añadir nuevas ubicaciones potenciales de evaluación con soporte de amplitud.
- Analizar nuevamente las facies sísmicas usando nuevos resultados de registro de imágenes que llevan a una mayor serie calibrada de mapas de facies de yacimientos a través de las zonas objetivo.
- Actualizar los modelos de cuencas existentes (1D y 2D) utilizando los resultados de los estudios previos derivados de la nueva información de los pozos de evaluación.
- Reevaluar las propiedades del fluido del yacimiento de las muestras recolectadas después de cada pozo de evaluación perforado.
- Actualizar el modelo estático para toda el área de evaluación siguiendo cada pozo con suficiente detalle para representar la heterogeneidad vertical y lateral a la escala del pozo y del campo.
- Introducir los nuevos datos del pozo en el modelo de simulación inicial del yacimiento, construido durante etapas de evaluación previas, conduciendo a predicciones más robustas del comportamiento del yacimiento.

6.3.2. Pozos delimitadores

Como parte del Escenario Incremental, el Contratista plantea la perforación de hasta tres pozos delimitadores a los cuales ha denominado:

- Cholula-2DEL;
- Cholula-3DEL; y
- Cholula-4DEL.

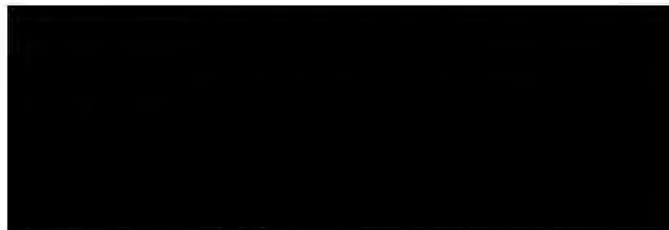
De acuerdo con el estado actual del conocimiento del área de evaluación, el Contratista propone la ubicación de los pozos delimitadores en el flanco occidental de la estructura Cholula, siguiendo las cotas de [REDACTED] de profundidad (Figura 5), en la Tabla 7 se muestran las coordenadas de ubicación de los pozos delimitadores.

11



12

Figura 5. Estructura geológica del Descubrimiento y ubicación de los pozos delimitadores
Fuente: Contratista



13

Tabla 7. Datos del Área Contractual. Elaborada por la DGDE con información de la Comisión.
Fuente: Comisión con datos del Contratista

Los objetivos, particularidades, ubicación y otras características de cada uno de los pozos delimitadores se describen a continuación.

La columna geológica estimada que atravesará cada uno de los pozos delimitadores va desde el [redacted], tal como se muestra en la Tabla 8.

14

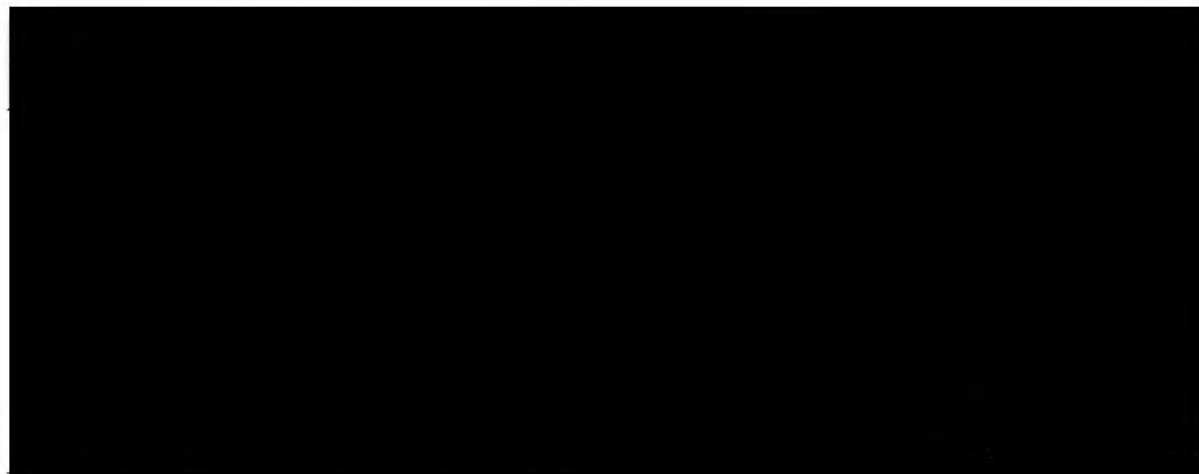


15

Mioceno Inferior (Burdigalian): Cima	2667	2586	2569
Profundidad Total (TVD)	2768	2968	2768

Tabla 8. Cimas estratigráficas estimadas para los pozos delimitadores
 Fuente: Comisión con datos del Contratista

La configuración preliminar de los pozos delimitadores propuestos por el Contratista, para evaluar el Descubrimiento, se describen de manera general en la Tabla 9.



16

^aEste pozo considera utilizar una TR de 22" para esta etapa

Tabla 9. Geometría preliminar para los pozos delimitadores del Descubrimiento
 Fuente: Comisión con datos del Contratista

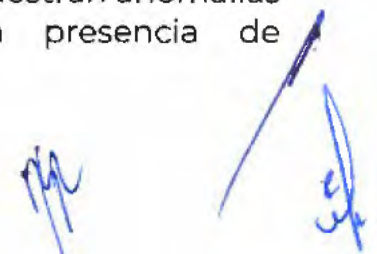
El contratista plantea la posibilidad de efectuar un side-track en el pozo o los pozos delimitadores que las condiciones operativas se lo permitan y exista un interés en evaluar lateralmente el Mioceno Superior en alguno de los pozos propuestos, por lo que esta posibilidad deberá plantearla a detalle en la solicitud de autorización de cada uno de los pozos que ingrese a esta Comisión, asimismo informar en el momento en que se decida ejecutarlos.

A continuación, se detalla de manera breve los objetivos de cada pozo delimitador.

Cholula-2DEL

Se ubica aproximadamente a [REDACTED] 17
[REDACTED] irante de agua de [REDACTED] su profundidad total (PT) será de [REDACTED] 18
[REDACTED] verticales bajo el nivel del mar (mvbnm), la Figura 6, muestra el estado mecánico preliminar del pozo Cholula-2DEL.

El pozo tiene como objetivo probar y evaluar los yacimientos 3 y 4 del [REDACTED] con un yacimiento más profundo, 19
denominado [REDACTED] el cual se estima como una extensión del mismo 20
Yacimiento 4. Los tres yacimientos en esta ubicación muestran anomalías de amplitud posiblemente relacionadas con la presencia de hidrocarburos.



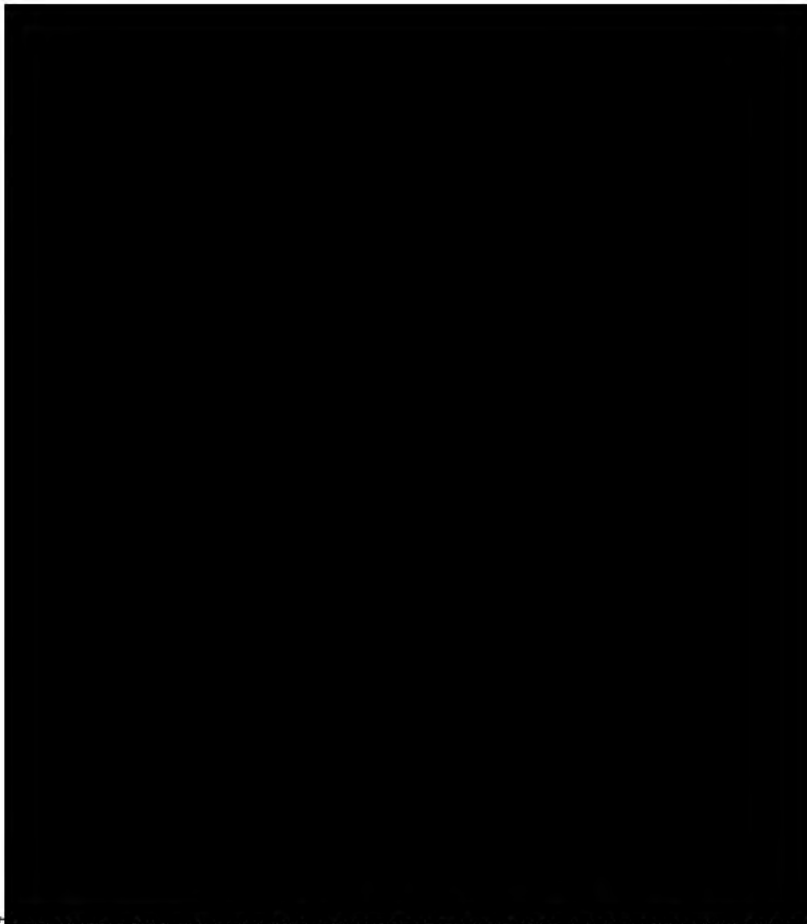


Figura 6. Estado mecánico propuesto para la perforación del pozo delimitador Cholula-2DEL
Fuente: Contratista

Posterior a la etapa de perforación del pozo Cholula-2DEL, el Contratista plantea la ejecución de una prueba de presión-producción convencional, la cual se detalla en el apartado 6.3.4 del presente dictamen.

Cholula-3DEL.

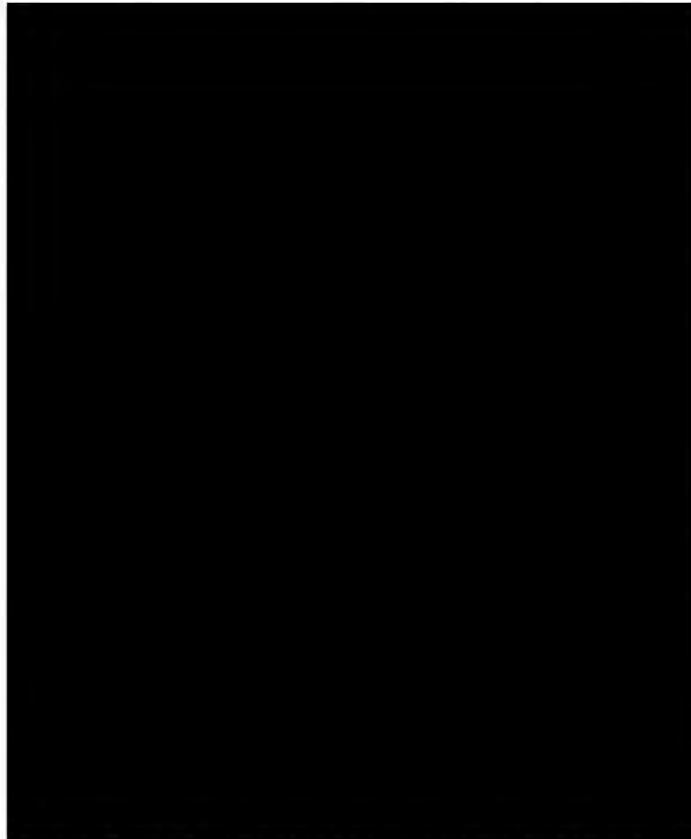
Se ubica aproximadamente a [redacted], en un tirante de agua de [redacted] una trayectoria programada de tipo vertical, la Figura 7, muestra el estado mecánico preliminar del pozo Cholula-3DEL.

22
23

El pozo Cholula-3DEL tiene como objetivo probar y evaluar el yacimiento del [redacted] correlacionable con el Yacimiento 4 además del yacimiento [redacted]. En la ubicación preliminar de este pozo, hay poco soporte de amplitud en los datos sísmicos actuales (datos sísmicos originales de NAz y Waz) pero existe evidencia de continuidad de la geometría del yacimiento. El objetivo es probar la calibración de anomalías geofísicas en un área donde pueden estar presentes rocas del yacimiento. Esto tiene implicaciones para la extensión espacial de los yacimientos de Hidrocarburos descubiertos.

24
25

Posterior a la etapa de perforación del pozo Cholula-3DEL, el Contratista plantea la ejecución de una prueba de presión-producción convencional, la cual también se detalla en el apartado 6.3.4 del presente dictamen.



26

Figura 7. Estado mecánico propuesto para la perforación del pozo delimitador Cholula-3DEL
Fuente: Contratista

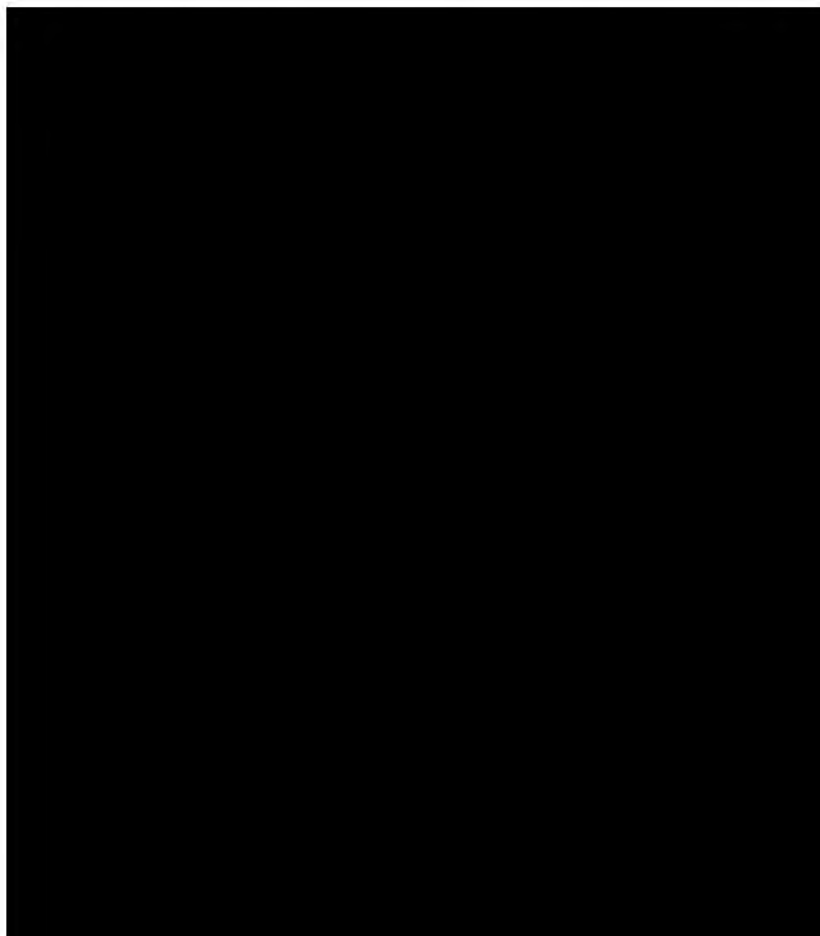
Cholula-4DEL.

Se ubica aproximadamente a [redacted] en un 27
tirante de agua de 735 m, la PI estimada es de 2,800 mvdnm y una
trayectoria programada de tipo vertical, la Figura 8, muestra el estado
mecánico preliminar del pozo Cholula-4DEL.

El objetivo del pozo Cholula-4DEL es probar y evaluar el yacimiento del 28
[redacted] correlacionable con el Yacimiento 4 además
del yacimiento [redacted] En la ubicación preliminar de este pozo, existe 29
soporte de amplitud en los datos sísmicos actuales (analizados en el marco
del Plan de Exploración vigente). El objetivo es probar la calibración de
anomalías geofísicas en un área al SE del pozo Cholula-1EXP, y en el borde
inferior del cierre estructural de tres direcciones. Esto tiene implicaciones

para la extensión espacial de los yacimientos de hidrocarburos a ser probados.

Posterior a la etapa de perforación del pozo Cholula-4DEL, el Contratista plantea la ejecución de una prueba de presión-producción convencional, de igual manera esta se detalla en el apartado 6.3.4 del presente dictamen.



30

Figura 8. Estado mecánico propuesto para la perforación del pozo delimitador Cholula-4DEL
Fuente: Contratista

Se observa que la estrategia que siguen los pozos delimitadores que propone el Contratista, es consistente con el objetivo de conocer la extensión lateral y vertical del Descubrimiento identificado en el [REDACTED] Sin embargo, se ha detectado que los pozos delimitadores podrían llegar a profundidades mayores a las del Descubrimiento, por lo que, en caso de que estos pozos busquen además de la evaluación del Descubrimiento en el [REDACTED] cumplir con alguna componente exploratoria en intervalos más profundos al de Evaluación, las actividades e inversiones asociadas a ese objetivo deberán ser considerados como

31

32

parte del Plan de Exploración Vigente y no de este Programa de Evaluación.

6.3.3. Toma de Información

El programa de toma de información de los pozos Cholula-2DEL, Cholula-3DEL y Cholula-4DEL, incluye la adquisición de registros adquiridos durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) y registros con cable, adicionalmente se considera corte de núcleos de diámetro completo (convencionales) y núcleos de pared, así como la toma de muestras de fluidos, todo lo anterior es sustancial para alcanzar los objetivos centrados en la evaluación del Descubrimiento, objeto de este Dictamen.

El programa preliminar de la toma de información para los pozos delimitadores se detalla en la Tabla 10.

Tipo de adquisición	Tipo de Información	Cholula-2DEL	Cholula-3DEL	Cholula-4DEL
		Longitud estimada (m)		
Registros Durante la Perforación, (LWD)	Rayos Gamma	2,022	2,011	2,062
	Resistividad	2,022	2,011	2,062
	Porosidad neutrón	551	551	551
	Densidad volumétrica	551	551	551
	Acústico	1,982	1,971	2,022
	Presión Anular	2,022	2,011	2,062
	Presión de Formación	10 valores para calibrar Presión de Poro		
Registros con Cable (Wireline)	Rayos gamma espectral	551	706	548
	Resistividad triaxial	551	706	548
	Imagen eléctrica	551	706	548
	Acústico Dipolar	551	706	548
	Espectroscopia elemental	551	706	548
	Resonancia magnética nuclear	551	706	548
	Presiones de Formación (MDT)	100 valores de Presión miniDST		
Muestras de Formación	Núcleos Convencional de Fondo	30		
	Núcleos de Pared	50 muestras		
	Muestras de Fluidos (aceite, agua)	15 muestras		

Tabla 10. Programa de Toma de Información propuesta para los pozos delimitadores.
Fuente: Comisión con datos del Contratista

6.3.4. Pruebas de presión producción

El Contratista plantea la realización de hasta tres pruebas de presión-producción convencionales con la herramienta *Drill Stem Test* (DST), una para cada pozo delimitador considerados en el escenario incremental, con la finalidad de obtener la información necesaria para evaluar la presión en los yacimientos, su conectividad vertical, la movilidad de los hidrocarburos en la formación, el tipo de fluido y contactos presentes.

La definición de los intervalos en los cuales se llevarán a cabo las pruebas de presión- producción estará en función de las observaciones realizadas durante la perforación, el análisis de los registros geofísicos, los resultados del análisis de muestras y del análisis de presión del yacimiento obtenidos a partir de las pruebas MDT que se realicen.

El diseño de las pruebas de los pozos delimitadores fue sustentado con los resultados de la prueba mini-DST (registro MDT), que si bien, debido al corto radio de investigación que obtienen, los resultados no ofrecen suficientes elementos para evaluar los límites de los posibles yacimientos, otorgan elementos preliminares como almacenamiento, capacidad de flujo, daño, compresibilidad inicial, etc; a partir de los cuales, se puede aproximar el comportamiento del flujo en la vecindad del pozo.

Los datos de entrada para efectuar el diseño tipo de las pruebas de presión producción de los pozos delimitadores, es el que se muestra en la Tabla 11.



Tabla 11. Propiedades del posible yacimiento y Fluidos utilizados en el diseño de las Pruebas
Fuente: Comisión con datos del Contratista

33

De acuerdo con el nivel de conocimiento actual tanto del yacimiento como de los fluidos, el Contratista realizó el diseño de las pruebas de producción, las cuales tendrán, de manera general la siguiente secuencia operativa:

- 1) Aislamiento de la zona de interés con empaques temporales (DST);
- 2) Flujo inicial (Limpieza): Apertura de la válvula de prueba de 15 a 30 minutos.
- 3) Cierre inicial (Parámetros de Flujo): Cierre la válvula de prueba de 30 minutos a 1 hora.
- 4) Período de flujo intermedio (Prueba de Decremento): Apertura de la válvula de prueba de 12 a 24 horas.
- 5) Cierre intermedio (Prueba de Incremento): Cierre de la válvula de prueba de 12 a 48 horas.
- 6) Período de flujo final (Prueba de Decremento): Apertura de la válvula de prueba de 12 a 24 horas.
- 7) Cierre final (Prueba de Incremento): Cierre de la válvula de prueba de 12 a 48 horas.
- 8) Desmantelamiento de la herramienta

El Contratista indica que dependiendo de la interpretación que se tengan de la información previa como los registros geofísicos (MDT), se podrán ajustar los periodos de apertura y cierre de las pruebas de presión producción, sin embargo, se estima que con los estudios actuales las pruebas tendrán una duración de aproximadamente 72 horas. En la Figura 9, se muestra el diseño de las pruebas de presión- producción tipo para los pozos delimitadores Cholula-2DEL, Cholula-3DEL y Cholula-4DEL.

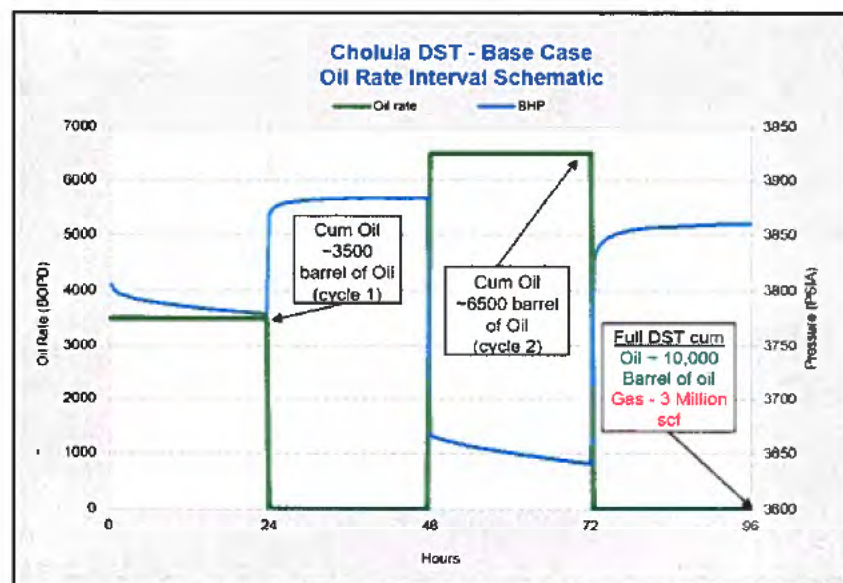


Figura 9. Diseño de las pruebas de presión- producción tipo para los pozos delimitadores
Fuente: Contratista

Por su parte, el Contratista presenta la interpretación de la curva de presión y su derivada para una prueba de presión (incremento). En dicha interpretación se observa el comportamiento del flujo en régimen transitorio en las cercanías del pozo. El modelo de ajuste que el Contratista ha empleado es de pozo vertical con flujo homogéneo e infinito. Tomando en cuenta las condiciones litológicas del yacimiento en la interpretación del diseño de las pruebas de producción convencionales se aprecian los siguientes patrones de flujo (Figura 10):

1. Almacenamiento y daño
2. Flujo semiesférico
3. Flujo radial



34

Figura 10. Interpretación Log-Log del diseño de las pruebas de producción convencionales
Fuente: Contratista

Es importante mencionar que en la interpretación del diseño de la prueba de incremento en la gráfica Log-Log (Figura 10), la curva de la derivada de presión no alcanza el flujo estacionario independiente del tiempo, que denote la presencia de una frontera a presión constante o un acuífero activo (lo que es posible determinarlo en pruebas de incremento), por lo que el radio de investigación asociado al tiempo estimado por el Contratista de [REDACTED] no necesariamente informará sobre la extensión completa del yacimiento, lo anterior deberá ser tomado en cuenta para no hacer una estimación errónea de los límites del yacimiento.

35

Asimismo, se advierte que la o las pruebas de incremento podrían verse afectada por el corto tiempo de producción previo al cierre de los pozos por lo que, se recomienda al Contratista que en el momento que se ejecuten las pruebas de presión producción en campo, ajuste los tiempos de apertura y cierre de los pozos, con el objeto de maximizar la obtención de información del yacimiento. Asimismo, será importante que identifique el rango de datos de utilidad en la interpretación del flujo; tomando en cuenta además del tiempo de producción, los efectos de almacenamiento, los cuales podrían enmascarar efectos de flujo propios del yacimiento, por lo que se recomienda se realice un cierre en el fondo del pozo.

Por otro lado, el Operador presenta una gráfica de interpretación Log-Normal (Figura 11), para un periodo de decremento, en la que se aprecia que al tiempo que considera realizar el aforo, estará alcanzando un posible flujo pseudoestacionario, sin embargo, para confirmar que dicho efecto corresponde con un efecto de frontera, el flujo se tendría que mantener por un tiempo mayor. En dicha gráfica también puede observarse que previo a este cambio de pendiente se obtuvo una pendiente igual a cero ($m=0$), de lo que es posible interpretar que el flujo radial se da únicamente a través de los poros (una porosidad, una permeabilidad). Lo anterior, puede ser consistente con el contexto geológico estructural conocido del área de evaluación que corresponde con rocas siliciclásticas con poca deformación; sin embargo, una vez que el Contratista cuente la información real de las pruebas, deberá confirmar que no hay participación de fracturas en el flujo.



36

Figura 11. Interpretación Log-Normal del diseño de las pruebas de producción convencionales
Fuente: Contratista

Teniendo en cuenta la sensibilidad a las inversiones de este proyecto de aguas profundas, así como a la madurez actual de la cadena exploratoria junto con la carencia existente de infraestructura en el área de evaluación y sus cercanías, resulta aceptable la estrategia que el Contratista plantea para el desarrollo de las pruebas de producción para interpretar el yacimiento. Sin embargo, se le recomienda que se tenga un estricto control de calidad en la ejecución de dichas pruebas, lo que le permitirá dar mayor valor de la información que obtenga para la caracterización dinámica del yacimiento; asimismo, si en el momento de la ejecución de las pruebas el Contratista cuenta con los equipos necesarios y sus observaciones indican que debe ajustar este programa preliminar para contar con mayor certeza en los límites del yacimiento, realice el aviso correspondiente a esta Comisión en los términos de la normativa aplicable.

Por último, se recomienda al Contratista que en el momento que se cuente con información de flujo del yacimiento, efectúe un análisis de sensibilidad de la productividad, que le permita determinar el gasto crítico a tener en cuenta durante la producción del yacimiento, con la finalidad de evitar una rápida irrupción de agua libre en los pozos.

La producción máxima estimada en caso de que se perforen y se les realice prueba de presión producción a los tres pozos delimitadores propuestos sería de 30 mbl de aceite y 9 mmpc de gas, sin embargo, debido a que la información de fluidos con la que cuenta actualmente el Contratista es escasa, esta cifra resulta preliminar y podría ajustarse conforme sean llevadas a cabo las actividades. La Cláusula 5.3 de Contrato, indica que el Contratista podrá hacer uso de los Hidrocarburos que en su caso obtenga de las pruebas de producción, una vez que estos sean medidos y reportados a la Comisión, en terminos de la normativa aplicable de acuerdo al siguiente apartado.

6.3.5. Medición de los Hidrocarburos

De acuerdo con lo manifestado por el Operador, el Área Contractual no dispone de infraestructura para el manejo y proceso de los hidrocarburos, razón por la cual, el Operador considera dos alternativas para llevar a cabo la medición de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción para los tres pozos incluidos en el escenario incremental.

Primera alternativa, el Operador prevé que la separación, medición de tipo operacional y punto de medición de gas y destrucción controlada se lleve a cabo dentro de la plataforma de perforación y los líquidos sean

enviados a un FPSO para su proceso, medición, almacenamiento y posible Punto de Medición.

Segunda alternativa, se considera el envío de la producción multifásica de la plataforma de perforación a un FPSO, donde se llevará a cabo el procesamiento y medición de los hidrocarburos, para el caso del gas se prevé medición de tipo operacional, referencial y Punto de Medición, el cual será destruido de manera controlada, para el petróleo y agua se contará con tanques de almacenamiento así como medición de tipo operacional, referencial y posible Punto de Medición para el petróleo producido en las pruebas de producción.

Cabe señalar que, para las alternativas antes referidas, el Operador prevé el arrendamiento de la infraestructura (plataforma de perforación y FPSO).

Derivado al nivel actual del proyecto, el Operador no dispone de información técnica y metrológica (incluyendo la incertidumbre) de los diversos sistemas de medición que serán empleados para la cuantificación de los hidrocarburos asociados a las pruebas de producción; sin embargo, y de acuerdo con lo manifestado por el Operador, la selección de la tecnología de medición se realizará con base en las condiciones operativas, características de los fluidos y los estándares aplicables. Cabe mencionar que el Operador establecerá acuerdos operativos y comerciales donde se definirán entre otras cosas, el Sistema de Medición y ubicación del punto de medición de petróleo producido mediante las pruebas de producción; como primera instancia el Operador prevé que el punto de medición sea el mismo punto de entrega y se encuentre ubicado a la salida del FPSO o bien en la instalación del comprador o comercializador. Para el caso del gas, una vez separado y cuantificado (punto de medición) se realizará la destrucción controlada, esto de conformidad con lo establecido en el artículo 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones de Gas).

El Operador, previo a la ejecución de las pruebas de producción deberá de presentar, la descripción, información técnica y metrológica de los diversos sistemas de medición (operacional, referencial y punto de medición) que serán empleados en el manejo y proceso de los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción, así como el acuerdo operativo y comercial establecido con el comprador o comercializador.



Conclusiones relativas a la Medición de Hidrocarburos

Como parte del Programa de Evaluación correspondiente al Área Contractual, presentado por el Contratista, se considera dentro del escenario incremental la perforación de tres pozos así como sus posibles pruebas de producción. Derivado a que en el Área Contractual no se dispone de infraestructura para el manejo, medición y proceso de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción, el Operador considera dos alternativas:

- Primera alternativa, el Operador prevé que la separación, medición de tipo operacional y Punto de Medición de gas y quema de gas (destrucción controlada) se lleve a cabo dentro de la plataforma de perforación y los líquidos sean enviados a un FPSO para su proceso, medición, almacenamiento y posible Punto de Medición.
- Segunda alternativa, se considera el envío de la producción multifásica de la plataforma de perforación a un FPSO, donde se llevará a cabo el procesamiento y medición de los hidrocarburos, para el caso del gas se prevé medición de tipo operacional, referencial y Punto de Medición, el cual será destruido de manera controlada, para el petróleo y agua se contará con tanques de almacenamiento así como medición de tipo operacional, referencial y posible Punto de Medición para el petróleo producido en las pruebas de producción.

Derivado de las alternativas antes referidas, el Contratista realizará la selección de los diversos Sistemas de Medición (operacionales, referenciales y puntos de medición de petróleo y gas) que serán utilizados dentro del manejo y proceso de los hidrocarburos, esto con base en las condiciones operativas, características de los fluidos y los estándares aplicables.

Para la definición y ubicación del punto de medición de petróleo, el Contratista establecerá acuerdos operativos y comerciales con el comprador o comercializador. Para el caso del gas, el Contratista definirá el Sistema de Medición (punto de medición) que será ubicado antes del envío del gas a un quemador ecológico (destrucción controlada).

Dado lo anterior, y tomando en cuenta la madurez exploratoria del área en evaluación, la DGMCP de esta Comisión, considera que la información proporcionada por el Contratista en materia de medición de hidrocarburos representa alternativas viables para determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción que

podría efectuar el Contratista en el marco del Programa de Evaluación del Descubrimiento.

Sin perjuicio de lo anterior, previo a la ejecución de las pruebas de producción, el Contratista deberá informar a esta Comisión el inicio de las mismas, así como la alternativa del manejo de los hidrocarburos que sea seleccionada y presentar lo siguiente:

- Descripción, ubicación y características técnicas y metrologías incluyendo la incertidumbre de medida correspondientes a los sistemas de medición (operacionales, referenciales y puntos de medición) que serán empleados en el manejo y proceso de los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción.
- Acuerdo operativo y comercial establecido con el comprador o comercializador.

De manera complementaria, una vez realizadas las pruebas, el Contratista deberá de reportar los datos asociados al volumen y la calidad, del gas, petróleo y agua derivados de las pruebas de producción, conforme a lo señalado en el artículo 36 de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados en el DOF el 11 de diciembre de 2017.

6.3.6. Aprovechamiento de Gas Natural Asociado

El Contratista ha manifestado que en caso de que derivado de las pruebas de presión producción convencionales las cuales podrán ejecutarse como parte del Escenario Incremental del presente Programa, se observe presencia de gas natural asociado, éste prevé su destrucción controlada, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6, fracción III de las Disposiciones de Gas.

Lo anterior, teniendo en cuenta la corta duración de las pruebas, así como la condición y madurez del proyecto de exploración en aguas profundas, el cual no cuenta en el área Contractual o cercana a ella, con instalaciones para el manejo y aprovechamiento del gas natural asociado.

En cualquiera de las dos alternativas del manejo de los hidrocarburos en superficie, descritas en el apartado anterior, el Contratista debe contar con un quemador que tenga la capacidad de manejar el gasto de gas que se obtenga del o de los pozos que sean productores. Asimismo, previo al envío del gas natural al quemador, el Contratista deberá realizarse la medición del volumen producido y reportarlo a la Comisión en términos de lo que determina las mismas Disposiciones de Gas.

Asimismo, al concluir la ejecución de las pruebas de presión producción, el Contratista deberá dar aviso a la Comisión en términos del artículo 21 de las Disposiciones de Gas.

6.4. METAS FÍSICAS

De acuerdo con el programa de trabajo presentado por el Contratista, las metas físicas a ser alcanzadas durante la etapa de evaluación son las siguientes (Tabla 12):

Actividad	Escenarios	Número de actividades				Subtotal	Total
		2020	2021	2022	2023		
Perforación de pozos	Escenario Base	0	0	0	0	0	3
	Escenario Incremental	1	1	1	0	3	
Pruebas de Presión-Producción	Escenario Base	0	0	0	0	0	3
	Escenario Incremental	0	1	2	0	3	
Estudios	Escenario Base	6	0	0	0	6	6
	Escenario Incremental	0	0	0	0	0	
Ingeniería de Yacimientos	Escenario Base	3	0	0	0	3	4
	Escenario Incremental	1				1*	

*Se refiere a una actividad de Recalibración de modelos geológicos, geofísicos y de ingeniería de Yacimientos, la cual inicia en octubre de 2020 y concluye en marzo de 2023.

Tabla 12. Metas Físicas asociadas al Programa de Evaluación.

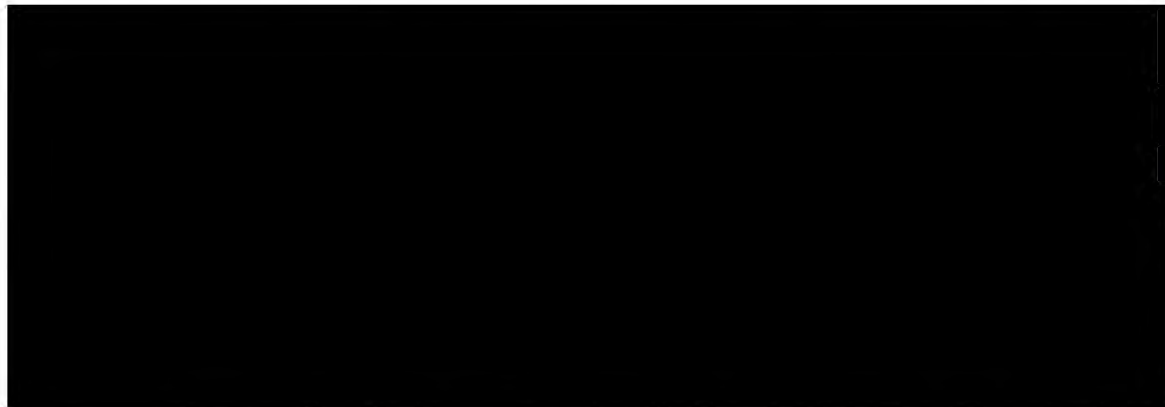
Fuente: Comisión con información del Contratista.

7. ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES

7.1. DESGLOSE DEL PROGRAMA DE INVERSIONES RELACIONADO CON EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN

El Programa de Inversiones correspondiente al Programa de Evaluación del Descubrimiento, presentado por el Contratista, propone desarrollar una estrategia bajo dos escenarios operativos, los cuales son concordantes con lo establecido en el Capítulo 6 del presente Dictamen, es decir, Escenario Base y Escenario Incremental.

De acuerdo con las actividades petroleras de los Escenarios operativos, el Programa de Inversiones prevé costos totales que van desde [REDACTED] 37
de dólares en el Escenario Base, y hasta [REDACTED] 38
Escenario Incremental, los cuales se proponen ejercer a lo largo del tiempo, de la siguiente manera:



39

Tabla 13. Montos estimados por erogar en el Programa de Evaluación
Fuente: Comisión con información del Contratista.
(Montos en millones de dólares de Estados Unidos)

A continuación, se presenta el Programa de Inversiones para cada Escenario propuesto en el Programa de Evaluación.

Escenario Base



40

Tabla 14. Desglose del Programa de Inversiones
Escenario Base

Fuente: Comisión con información del Contratista.
(Montos en dólares de Estados Unidos)

¹ Considera los montos asociados al Escenario Base, así como, los propuestos al Escenario Incremental.

² Los montos propuestos corresponden principalmente a sueldos de personal involucrado en las actividades de geología, geofísica, ingeniería, seguridad industria, etc.



41

Figura 12. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad
Escenario Base
Fuente: Comisión con información del Contratista.

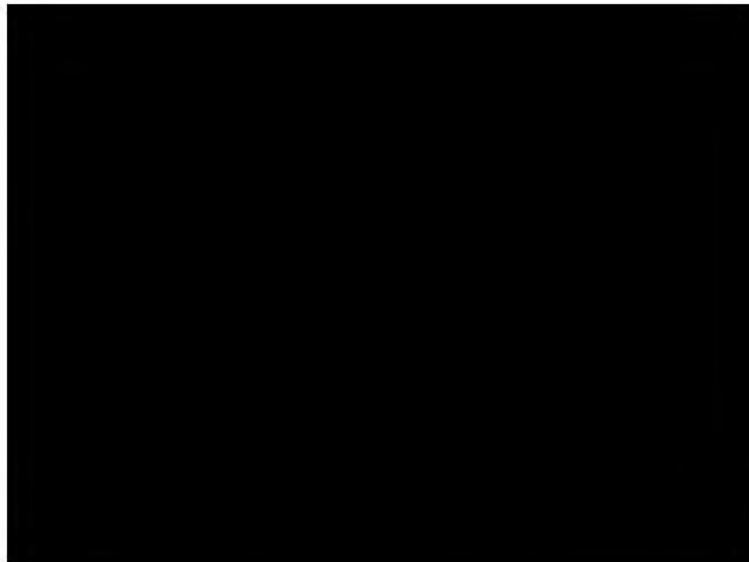
Escenario Base + Incremental



42

Tabla 15. Desglose del Programa de Inversiones
Escenario Base + Incremental
Fuente: Comisión con información del Contratista.
(Montos en dólares de Estados Unidos)

³ Incluye los montos asociados a Seguridad, Salud y Medio Ambiente.



43

Figura 13. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad
Escenario Base + Incremental
Fuente: Comisión con información del Contratista.

7.2. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

De la revisión a la información presentada por el Operador, se observa que el Programa de Inversiones, es consistente con la información de las actividades presentadas como parte de la solicitud del Programa de Evaluación, y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en 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, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015, reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016.

8. ANÁLISIS PROGRAMAS ASOCIADOS

8.1 CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA

Mediante los oficios 240.0041/2020 y 240.0271/2020 del 23 de enero y 20 de marzo de 2020, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

Con relación al Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía ha emitido su opinión técnica en sentido favorable, mediante el oficio UNC.430.2020.0067, con fecha del 13 de abril de 2020.

Adicionalmente, mediante los oficios 240.0042/2020 y 240.0272/2020 del 23 de enero y 20 de marzo de 2020, respectivamente, la Comisión solicitó también a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

En respuesta, por medio del oficio UCN.430.2020.0072 recibido el 03 de junio de 2020, la Secretaría de Economía solicitó que el Operador atienda diversas observaciones, a fin de estar en posibilidad de emitir una opinión favorable respecto del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica.

Mediante oficio 240.0354/2020 del 08 de junio de 2020, la Comisión remitió al Operador las observaciones emitidas por la Secretaría de Economía para su atención.

En consecuencia, el Operador deberá atender las observaciones realizadas por la Secretaría de Economía respecto al programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica y realizar las gestiones necesarias para contar con opinión favorable respecto de dicho programa.

En caso de que la atención a dichas observaciones implique una modificación al Programa de Evaluación, el Operador deberá someterlo a consideración de la Comisión en términos del artículo 50 de los Lineamientos.

8.2 CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.

Mediante el oficio 240.0043/2020 del 23 de enero de 2020, la Comisión remitió Agencia, la información proporcionada por el Contratista relacionada con su Programa de Evaluación asociada con el Descubrimiento en comentario.

Al respecto, la Agencia ha enviado a esta Comisión el oficio ASEA/UGI/DGGEERNCM/0053/2020, recibido el 13 de marzo de 2020, la Agencia indicó que para efectos de encontrarse amparadas las actividades planteadas por el Operador Petrolero en la Autorización ASEA-MUS18010C/A10119, deberá realizar ante dicha institución, lo siguiente:

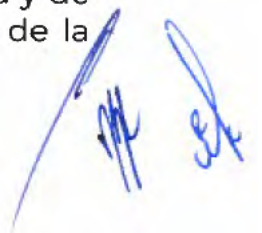
1.- Cumplir con lo establecido en el Resuelve Segundo del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERNCM/006/2019 de fecha 11 de enero de 2019, que a la letra dice:

"SEGUNDO. - En caso de que el REGULADO decida realizar actividades diferentes a las indicadas en el CONSIDERANDO VIII del presente oficio resolutivo; previo a su ejecución de dichas actividades, el REGULADO deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 26 y el Anexo IV, apartado A de los LINEAMIENTOS, para lo cual deberá ingresar ante la AGENCIA el trámite con homoclave ASEA-00-025, denominado "Aviso por modificación al Proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración" del Registro Federal de Trámites y Servicios de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, asimismo, y de conformidad con lo establecido en el numeral 3 del Considerando XII deberá ingresar la actualización de su Programa de Implementación, lo anterior con fundamento en lo establecido en la fracción XXI del artículo 5 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos"

2.- Ajustarse a lo establecido en el artículo 26 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de la Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector de Hidrocarburos, publicados el 13 de mayo de 2016 en el DOF. Ingresando ante la Agencia el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración.

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el regulado está obligado a dar cabal cumplimiento a los Términos y Resueltos establecidos en el oficio ASEA/UGI/DGGEERNCM/0006/2019 de fecha de 11 de enero de 2019, así como a los demás documentos oficiales que haya emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción, Asignaciones para Áreas de Resguardo y al Contrato, amparadas en la Autorización.

Cabe señalar que el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.



9. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN

De acuerdo con las actividades planteadas en el Programa de Evaluación del Contrato, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los avances físicos (programado - realizado) de este Programa, de acuerdo con las siguientes directrices:

- Estudios (Geología, Geofísica e Ingeniería de Yacimientos)
- Perforación de Pozos Delimitadores
- Seguimiento de Programas de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia de Tecnología.
- Programa Mínimo de Trabajo
- Programa de Inversiones

Asimismo, se le recuerda al Contratista que la Comisión revisará el cumplimiento de la ejecución de las actividades relacionadas con el Programa tal y como se establece en el artículo 100 de los Lineamientos, ello como parte de los indicadores de evaluación del cumplimiento del mismo.

10. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de las actividades propuestas para el Programa de Evaluación presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 39 fracciones I, III, IV, VI y VII de la LORCME, 40, fracción III, 48 y 49 de los Lineamientos.

- I. Respecto de las fracciones I, III, IV, VI y VII del artículo 39 de la LORCME, la Comisión analizó la información del Programa de Evaluación con base en las siguientes consideraciones:

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

Al respecto, la Comisión advierte que, en relación con la etapa del proceso exploratorio para el área Contractual, las actividades propuestas para llevar a cabo la evaluación son apropiadas para lograr los objetivos planteados. Se observa que, mediante la

ejecución de las actividades contempladas, esto es, actualización y calibración de los estudios geológicos y geofísicos, perforación de pozos delimitadores, toma de información y pruebas de presión producción convencionales, se dispondrá de mayores elementos técnicos que permitan aumentar el conocimiento geológico-petrolero del área, lo que aceleraría el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país en aguas profundas.

- **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;**

Con relación a las actividades planteadas por el Contratista, que integran su Programa de Evaluación, esta Comisión señala que desde el punto de vista técnico son adecuadas, considerando el conocimiento actual del Descubrimiento por lo que, de llegar a ejecutarse las actividades de perforación de pozos delimitadores, las cuales están consideradas en el Escenario Incremental, se tendría menor incertidumbre en relación con la delimitación de este posible yacimiento. Con lo antes expuesto, se estará en posibilidades de calibrar el cálculo de los volúmenes originales de hidrocarburos, así como una actualización a posibles reservas en el área de Evaluación, lo cual resulta importante desde el punto de vista estratégico para el país.

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

La Comisión observa que el Programa de Evaluación, contempla la aplicación de tecnologías adecuadas, con la finalidad de evaluar el posible yacimiento Cholula, por lo que el Contratista podrá obtener la información necesaria para llevar a cabo una oportuna toma de decisiones que son cruciales en actividades en aguas profundas.

La tecnología por utilizar principalmente se relaciona con: estudios geológicos a detalle, registros geofísicos especiales, procesamiento sísmico con técnicas avanzadas, estudio de aseguramiento de flujo, herramientas a utilizar para realizar las pruebas de presión-producción convencionales, técnicas, equipos y tecnología para llevar a cabo la perforación y terminación en aguas profundas incluyendo la posible ejecución de side-tracks en los pozos delimitadores, manejo de hidrocarburos en FPSO, etc. De lo anterior,

se destaca que, mediante el uso de la tecnología propuesta por el Contratista, le será posible obtener información valiosa de la columna estratigráfica de la zona, así como lograr la clasificación de los recursos petroleros prospectados.

Por lo anterior, la Comisión advierte que las tecnologías a emplear por el Contratista para la evaluación del Descubrimiento son las adecuadas, ya que están en función de los objetivos planteados en el Programa y son acordes a las mejores prácticas de la industria de exploración de hidrocarburos.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración de Hidrocarburos en beneficio del país.**

Con la información presentada, se destaca que el conjunto de actividades descritas en el Programa de Evaluación le permitirá al Contratista recalibrar su modelo estático y obtener información que le permita elaborar un modelo dinámico del Descubrimiento, generando nueva información enfocada a determinar la extensión del posible yacimiento; así como los contactos verticales presentes en el mismo. Por lo que esta Comisión advierte que dichas actividades, ya referenciadas en el presente Dictamen, promueven el desarrollo de las actividades de exploración en beneficio del país.

- **Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado a las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos.**

El Contratista prevé la destrucción controlada del gas producido únicamente las pruebas de producción convencionales, con base en el artículo 6, fracción III de las Disposiciones de Gas. Lo anterior, teniendo en cuenta la corta duración de las pruebas, así como la condición y madurez del proyecto de exploración en aguas profundas, el cual no cuenta en el área Contractual o cercana a ella, con instalaciones para el manejo y aprovechamiento del gas natural asociado.



- II. Respecto del artículo 48 de los Lineamientos, referentes a los criterios para evaluar el Programa Evaluación, en el cual se establece que para la emisión del dictamen técnico la Comisión son los siguientes:

- **La observancia de las mejores prácticas de la Industria a nivel internacional para la Caracterización y Delimitación**

Se advierte que la secuencia de actividades del Programa de Evaluación es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la caracterización y delimitación del Descubrimiento. El Contratista buscará lograr esto, mediante la perforación de pozos delimitadores, la toma de información con registros geofísicos especiales, ensayos de núcleos y de fluidos (PVT), pruebas de presión producción convencionales, estudio de aseguramiento de flujo, etc. Por lo que la Comisión observa que el Contratista considera la aplicación de metodologías y tecnologías acordes con la etapa de exploración actual para el área contractual, las cuales atienden a las Mejores Prácticas en el contexto internacional para un Programa de Evaluación.

- **La congruencia del Programa de Evaluación con el Plan de Exploración, y**

Las actividades detalladas en el presente documento son congruentes con las actividades exploratorias que dieron lugar al Descubrimiento ya que van encaminadas a que el proyecto tenga mayor madurez petrolera, lo que confirma la funcionalidad de la cadena de valor del proceso exploratorio.

Asimismo, los objetivos del Programa de Evaluación del Descubrimiento están definidos en un marco de acción que es evaluar el [REDACTED] por lo que las actividades del Plan de Exploración [REDACTED] para continuar en la prospección de nuevas oportunidades en el área Contractual, incluso en los traslapes con el área de Evaluación, siempre que estas debidamente identificadas las que corresponden con la evaluación objeto del presente documento, con las que sean exploratorias. ⁴⁴

- **Las obligaciones del Contratista previstas en el Contrato.**

Al respecto, se detallan brevemente en los siguientes rubros:

- o La duración del Programa de Evaluación considerando el periodo establecido en la Cláusula 5.2 del Contrato.

Considera una duración de hasta 36 meses a partir de su aprobación; El desarrollo de las actividades propuestas para la Evaluación del Descubrimiento, se encuentran definidas dentro del tiempo que el Contrato tiene previsto realizarlas, por lo que, en tanto desarrolle sus actividades en cumplimiento a los tiempos descritos, tendrá elementos para determinar en su caso, el Descubrimiento Comercial.

o Que el Programa fue elaborado conforme a la normatividad aplicable.

El Programa de Evaluación presentado por el Contratista, fue elaborado conforme a lo establecido en el Anexo I, apartado II, de los Lineamientos, de conformidad la Cláusula 5.2, en apego a lo contemplado en el Anexo 6 del Contrato, así como la demás normativa aplicable la materia.

o Que las actividades cubren la extensión completa de la estructura geológica en la que se realizó el Descubrimiento.

Se prevé que, con los estudios propuestos, la perforación de los pozos delimitadores y la integración e interpretación de la información que se obtenga para calibrar los modelos, se tendrán elementos suficientes para la evaluación y determinar la extensión completa de la estructura asociada al Descubrimiento.

o Que las actividades tienen un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado Comercial.

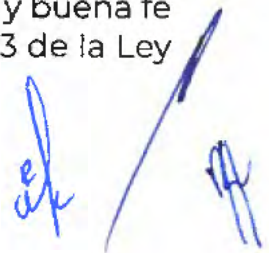
Al respecto, la Comisión reconoce la etapa de madurez exploratoria en la cual se encuentra el Descubrimiento, asimismo, advierte que la ejecución de las actividades contempladas dentro del Escenario Base, no podrán ofrecer los elementos técnicos suficientes para llevar a cabo la Declaratoria de Comercialidad del Descubrimiento. En tal sentido, la perforación de los pozos delimitadores, los cuales están contemplados dentro del Escenario Incremental, y la información que de ellos se derive es la que podrá eventualmente sustentar la Comercialidad del Descubrimiento.

Es necesario precisar que una vez que el Contratista cuente con los elementos técnicos necesarios que permitan definir la ejecución del Escenario Operativo al amparo del Programa de Evaluación aprobado por esta Comisión; deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano

Regulador Coordinado en Materia Energética, a fin de dar a conocer el escenario operativo a desarrollar

Se advierte que las actividades propuestas por el Contratista le ofrecerán suficientes elementos técnicos para definir con mayor certidumbre la volumetría del Descubrimiento. Una vez definida, el Contratista deberá integrar y presentar ante esta Comisión, un Informe de Evaluación de acuerdo con lo establecido en la normativa aplicable.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el Expediente DGDE.P.003/2020 de la DGDE de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Contratista y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, previstos en el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.



11. DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Exploración, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la aprobación del Programa de Evaluación para el Descubrimiento Cholula en el Mioceno Superior del Contrato CNH-R01-L04-A5.CS/2016. Lo anterior, toda vez que las actividades planteadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del área Contractual, de acuerdo con los artículos 19, 40, fracción III, 48, 49 y el Anexo I apartado II de los Lineamientos, así como el artículo 39, fracciones I, III, IV, VI y VII de la LORCME, la Cláusula 5.2 y el Anexo 6 del Contrato.

Aunado a lo anterior, se observa que las actividades del Programa de Evaluación fueron programadas conforme a las mejores prácticas de la industria y a la fecha puede considerarse que en caso de llevar a cabo las actividades de ambos escenarios, se tendrá un alcance suficiente para determinar que el Descubrimiento puede ser considerado un Descubrimiento Comercial. Lo anterior, en cumplimiento a lo señalado en las Cláusula 5.2 del Contrato.

Sin perjuicio de lo anterior, es necesario precisar que una vez que el Contratista cuente con los elementos técnicos necesarios que permitan definir la ejecución del Escenario Incremental al amparo del Programa de Evaluación aprobado por esta Comisión; deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, a fin de dar a conocer el escenario operativo a desarrollar.



Elaboraron

Ing. Christian López
Martínez

Director General Adjunto

Firma por ausencia el Ing. Ricardo Trejo
Ramírez, Director General Adjunto de la
Dirección General de Dictámenes de
Exploración, por causa de la emergencia
sanitaria generada por el virus SARS-
Cov2.

Ing. Daniel López Aguirre
Director de Área

Firma por ausencia el Ing. Ricardo Trejo
Ramírez, Director General Adjunto de la
Dirección General de Dictámenes de
Exploración, por causa de la emergencia
sanitaria generada por el virus SARS-
Cov2.

Validó

Ing. Rodrigo Hernández
Ordóñez
Director General de
Dictámenes de
Exploración

“Con fundamento en los artículos 113, fracción II de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la información Pública; 116, párrafos tercero y cuarto de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, y numeral Trigésimo Octavo, fracciones II y III, y Cuadragésimo de los Lineamientos Generales en Materia de Clasificación y Desclasificación de la Información, así como la elaboración de versiones públicas, se realizó el testado en virtud de que el Dictamen contiene información referente al patrimonio de las personas, la relativa a hechos y/o actos de carácter económico, contable, jurídico o administrativo relativos a una persona, asimismo se describen actividades técnicas, económicas e industriales de las empresas, asimismo información geológica, geofísica, tecnológica, estratégica, económica y financiera relacionada con las operaciones de negocios presentes y futuros de la empresa para sus actividades empresariales a corto, mediano y largo plazos, las cuales representan la ventaja competitiva y económica de las empresas frente a terceros en la realización de tales actividades lo cual constituye un secreto de tipo industrial.

Autorizó

NOTA: La presente versión pública se aprobó mediante Resolución PER-028-2021, a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha veintiséis de octubre de dos mil veintiuno.”

Ing. David González Lozano
Titular de la Unidad Técnica de
Exploración y su Supervisión