CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico del Programa de Evaluación de los Campos Rusco, Écatl y Fósil

Contrato: CNH-R02-L02-A4.BG/2017
Operador: Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

Mayo de 2023

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN 3

II. DATOS GENERALES 6

II.1 Datos del Contratista 6
II.2 Datos del Contrato 6
II.3 Datos del Área Contractual 7
II.4 Datos del Área de Evaluación 9
II.5 Detalles de los Descubrimientos a Evaluar 10
Fósil Norte y Écatl Este 10
Campo Rusco 13

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN 14

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO 15

V. PROGRAMA DE EVALUACIÓN 16

V.1 Actividades de Evaluación del Escenario Base 18
V.1.1 Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos 18
V.1.2 Perforación de pozos 19
V.2 Actividades de Evaluación del Escenario Incremental 21
V.2.1 Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos 22
V.2.2 Perforación de Pozos 23
V.3 Pruebas de producción 25
V.4 Manejo y Medición de Hidrocarburos 32
V.5 Metas físicas 42
V.6 Unidades de Trabajo Asociadas al Programa de Evaluación 43

VI. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN. 43

VII. PROGRAMAS ASOCIADOS 46

VII.1 Cumplimiento de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología 46
VII.2 Cumplimiento del Sistema de Administración de Riesgos 47

VIII. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO 47

IX. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO 51

I. INTRODUCCIÓN

El presente Dictamen Técnico se refiere al Programa de Evaluación del Campo Rusco, de la porción norte del Campo Fósil, así como la porción oriente del Campo Écatl, correspondiente al Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 (en adelante, Programa de Evaluación) presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Operador o Contratista), para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) con fundamento artículo 45, de los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos* (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019 y modificados el 31 de marzo y 20 de agosto, ambas de 2021.

Como parte de los antecedentes, resulta necesario precisar que la Comisión aprobó el Programa de Evaluación mediante Resolución CNH.E.08.005/19 de fecha 11 de febrero de 2019, dicho Programa contemplaba la reevaluación de diversos Campos, entre otros, los Campos Rusco, Écatl y Fósil.

Mediante Resolución CNH.E.24.001/2020 de fecha 16 de junio de 2020, la Comisión aprobó la modificación al Programa de Evaluación.

Por Resolución CNH.E.74.003/2022 del 25 de agosto de 2022, se aprobó la prórroga del Periodo de Evaluación del Contrato.

Al respecto, cabe señalar que mediante escrito LEG-2023-42 recibido en esta Comisión el 24 de enero de 2023, el Operador presentó para su aprobación a esta Comisión la Solicitud del Programa de Evaluación para el Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 (en adelante, Solicitud), asociado a la extensión de los Descubrimientos Écatl y Fósil, así como la reevaluación del Campo Rusco, en cumplimiento a lo establecido por las Cláusulas 5.2 y 5.3 del Contrato, que a la letra refieren lo siguiente:

> *[...]*
> *"5.2 Programa de Evaluación.*
>
> *El Programa de Evaluación presentado conforme a lo previsto en la Cláusula 5.1 y la Normatividad Aplicable deberá establecer el contenido de las actividades de Evaluación con una duración de hasta veinticuatro (24) Meses contados a partir de la aprobación de dicho programa (el "Período de Evaluación"), salvo en el caso de un Descubrimiento de Gas Natural No Asociado, cuya duración estará sujeta a lo previsto en la Cláusula 5.3. El Programa de Evaluación del Descubrimiento deberá cubrir la extensión completa de la estructura en la que se realizó el Descubrimiento (el "Área*

de Evaluación"), y elaborarse conforme a la Normatividad Aplicable, con un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado un Descubrimiento Comercial. ***El Programa de Evaluación podrá contemplar la reevaluación de cualquier Descubrimiento dentro del Área Contractual que no haya sido declarado como Descubrimiento Comercial.***
[...]

5.3 Descubrimiento de Gas Natural No Asociado.

El Período de Evaluación para un Descubrimiento de Gas Natural No Asociado tendrá una duración de ***hasta treinta y seis (36) Meses,*** *previa aprobación de la CNH."*

Al respecto, cabe señalar que mediante Oficio 240.0277/2023, la Comisión resolvió respecto del Informe de Evaluación correspondiente a los Campos Pípila y Granaditas (en adelante, IE) por lo que la Comisión se encontró impedida para continuar con el proceso de evaluación de la Solicitud, hasta en tanto se resolviera sobre el IE. Cabe mencionar que mediante Oficio 240.0129/2023 la Comisión suspendió el proceso de evaluación de la Solicitud, derivado de que se encontraba en proceso el análisis del IE y posteriormente, mediante Oficio 240.0295/2023, la Comisión concluyó la suspensión de esta, derivado a que se resolvió el IE.

En este contexto, cabe señalar que el Contratista a través de diversa información obtenida al amparo de las actividades desarrolladas en los Planes y programas aprobados por la Comisión para el Área Contractual, obtuvo elementos técnicos con los cuales podría determinar que los Campos Écatl y Fósil podrían extenderse más allá de los límites propuestos en su Plan de Desarrollo para la Extracción, y en caso de así serlo, extender el área de extracción asociada, a través de una modificación al Plan de Desarrollo correspondiente, de acuerdo con la normativa. Mientras que el Campo Rusco, el objetivo es evaluar un intervalo que forma parte de la arena OV-3; en esta arena se tienen identificadas las arenas OV-3_1 y OV-3_2 como productoras e incluidas en el Plan de Desarrollo para la Extracción.

Sobre el particular, es importante destacar que los Descubrimientos Écatl y Fósil a ser reevaluados podrían corresponder a la extensión de los niveles estratigráficos productores en los Campos Écatl y Fósil, de los cuales el Operador ha definido la posibilidad de que las estructuras y las facies productoras tengan una configuración una distribución distinta a la planteada en el Plan de Desarrollo para la Extracción que, en primer instancia, requieren ser robustecidos a través de estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos a fin de confirmar que existe

evidencia suficiente que sustente la viabilidad técnica y económica para la perforación de los pozos delimitadores y estos, a su vez confirmen la extensión de los niveles productores.

Por lo antes expuesto, resulta procedente conocer respecto de la Solicitud toda vez que el Programa de Evaluación considera la reevaluación de los Descubrimientos, mismos que no han sido declarados como Descubrimiento Comercial por lo cual la Solicitud da cumplimiento a lo establecido en la Cláusula 5.2 del Contrato.

Cabe señalar que esta Comisión advierte que la Solicitud permite acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, así como promover el desarrollo de las actividades de Exploración de Hidrocarburos en beneficio del país, ello en términos de las bases establecidas en el artículo 39, fracciones I y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME).

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 Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPyEE), la Dirección General de Seguimiento a Contratos y la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (en adelante, DGMyCP) 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, el Dictamen Técnico constituye el resultado del análisis realizado, el cual incluye la revisión y valoración de las actividades incluidas en el Programa, su congruencia con las características geológicas y la información asociada al área en donde se encuentra el yacimiento a evaluar.

De manera adicional y con fundamento en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la LORCME, se destaca que la Comisión ejerce sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
II. (...)
III. 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;

IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de Hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
V. (...)
VI. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

II. DATOS GENERALES

II.1 Datos del Contratista

El Operador promovente del Programa de Evaluación del Descubrimiento, es la empresa Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., la cual es una sociedad mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes mexicanas, cuyo objeto es la Exploración y la Extracción de Hidrocarburos.

II.2 Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la Modalidad de Licencia, se celebró el 8 de diciembre del 2017 (en adelante, Fecha Efectiva) entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el Contratista.

La vigencia del Contrato es de treinta (30) años 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 de la vigencia del Contrato, incluyendo, sin limitar, las relativas al abandono y a la indemnización, conforme a la Cláusula 3.1 del citado Contrato.

En relación con lo establecido en la Cláusulas 5.2, del Contrato, establece que el Periodo de Evaluación tendrá una duración de hasta veinticuatro (24) Meses contados a partir de la aprobación del Programa de Evaluación, salvo en el caso de un Descubrimiento de Gas Natural No Asociado cuya duración estará sujeta a lo previsto en la Cláusula 5.3.

Asimismo, con base en la Cláusula 5.3 del Contrato, el Periodo de Evaluación para Descubrimientos de Gas Natural No Asociado tendrá una duración de hasta treinta y seis (36) meses contados a partir de la aprobación del Programa de Evaluación.

Aunado a lo anterior, el Programa de Evaluación deberá cubrir la extensión completa de la estructura en la que se realizaron los Descubrimientos, con un alcance suficiente para determinar si pueden ser considerados Descubrimientos Comerciales y podrá contemplar la reevaluación de cualquier Descubrimiento dentro del Área Contractual que permita establecer que un Campo o Yacimiento previamente descubierto, sin producción a la fecha de su presentación, es comercial.

II.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual se localiza geográficamente en la porción Noreste de México, en el Estado de Tamaulipas, a 86 km al Sur de la Ciudad de Reynosa y a 56 km al Noroeste de la Ciudad de San Fernando, Tamaulipas; perteneciente a la provincia petrolera Cuenca de Burgos (Figura 1) y tiene una extensión total de 440.313 km². Las coordenadas que delimitan el Área Contractual establecidas en el Contrato se circunscriben con los vértices que se enlistan en la Tabla 1.

1	98°21'00"	25°09'30"
2	98°30'30"	25°09'30"
3	98°30'30"	25°20'30"
4	98°34'00"	25°20'30"
5	98°34'00"	25°23'30"
6	98°21'00"	25°23'30"

Tabla 1. *Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.*
Fuente: Comisión con datos del Contrato.

Las actividades de Exploración y Extracción amparadas podrán realizarse en todas las formaciones geológicas.

Aunado a lo anterior, es importante señalar que mediante Resolución CNH.E.91.007/2022 (en adelante, Resolución PTA) de fecha 13 de diciembre de 2022, la Comisión inició e instruyó la tramitación del procedimiento de terminación anticipada por reducción y devolución de una parte del Área Contractual que no está completada en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo, cuyo polígono y sus correspondientes coordenadas están definidos en la Resolución antes referida.

En la Figura 1 se muestra en línea roja el área propuesta por el Operador después de la aplicación de la Cláusula 7.1 inciso b del Contrato.

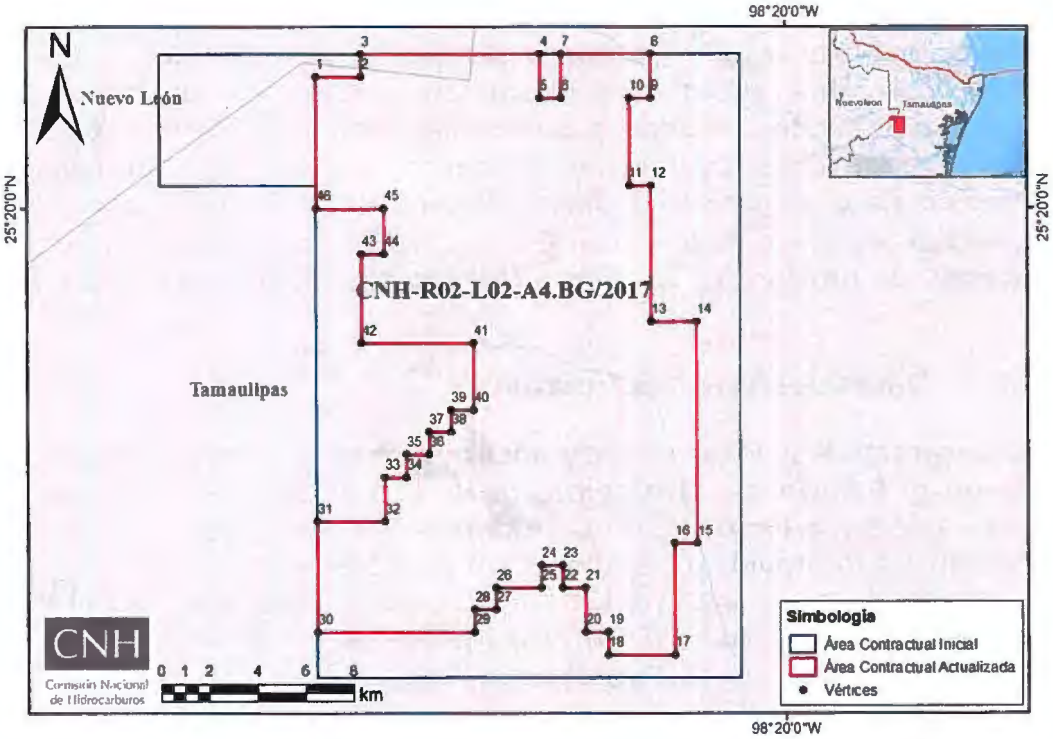


***Figura 1**. Localización y vértices del Área Contractual vigente y área que el Operador propone conservar. Fuente: Comisión con datos del Operador.*

Cabe precisar que, en el Considerando TERCERO de la Resolución PTA refiere que:

"(...)
***Las citadas coordenadas y el kilometraje que corresponden al área que conservará el contratista serán validadas por el CNIH a fin de verificar aquella porción del Área Contractual que será devuelta conforme a la Cláusula 7.1** inciso (b), que las mismas sean contiguas y deberá formar polígonos regulares de conformidad con la Normativa Aplicable.*
(...)

1. ***Validación de las coordenadas y kilometraje de los polígonos.** Verificar las coordenadas y el kilometraje que permitan identificar los polígonos objeto de la devolución y el que continuará siendo objeto del Contrato".*

[Énfasis añadido]

En este contexto cabe destacar que las actividades propuestas para el Programa de Evaluación se encuentran dentro del área que el Operador pretende conservar del Área Contractual, de acuerdo con lo indicado en la Resolución CNH.E.91.007/2022, sin embargo, se advierte que no es materia de aprobación dentro del presente Dictamen Técnico.

II.4 Datos del Área de Evaluación

Las actividades propuestas en el Programa de Evaluación tienen por objetivo evaluar la extensión de diversas arenas del Oligoceno Vicksburg dentro de una superficie de 33.743 km², de los cuales 21.483 km² corresponden al área denominada Rusco, 6.9 km² para Écatl y 5.36 km² al área identificada como Fósil (Figura 2). El área de Evaluación está delimitada por 3 polígonos cuyos vértices se enlistan en las tablas 2, 3 y 4.

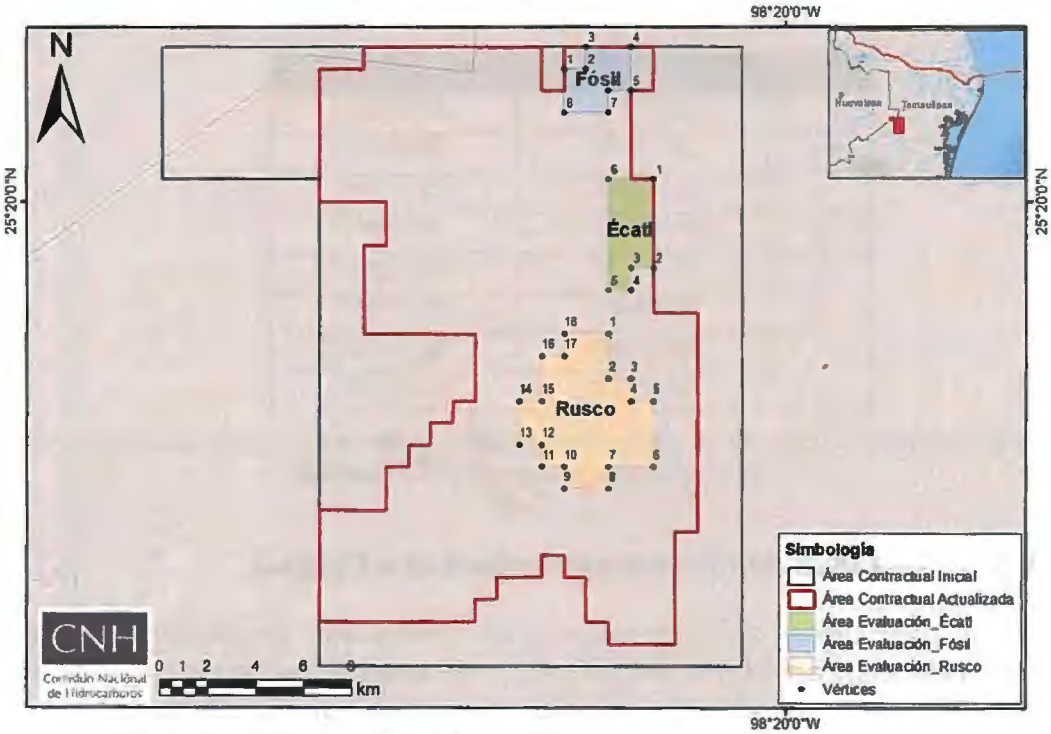


Figura 2. Localización de las Áreas de Evaluación y vértices asociados.
Fuente: Comisión con datos del Operador.

1	98°24'00"	25°17'00"	10	98°25'00"	25°14'00"
2	98°24'00"	25°16'00"	11	98°25'30"	25°14'00"
3	98°23'30"	25°16'00"	12	98°25'30"	25°14'30"
4	98°23'30"	25°15'30"	13	98°26'00"	25°14'30"
5	98°23'00"	25°15'30"	14	98°26'00"	25°15'30"
6	98°23'00"	25°14'00"	15	98°25'30"	25°15'30"
7	98°24'00"	25°14'00"	16	98°25'30"	25°16'30"
8	98°24'00"	25°13'30"	17	98°25'00"	25°16'30"
9	98°25'00"	25°13'30"	18	98°25'00"	25°17'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área de Evaluación del campo Rusco.
Fuente: Comisión con datos del Operador.

Vértices	Longitud oeste	Latitud norte
1	98°23'00"	25°20'30"
2	98°23'00"	25°18'30"
3	98°23'30"	25°18'30"
4	98°23'30"	25°18'00"
5	98°24'00"	25°18'00"
6	98°24'00"	25°20'30"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del Área de Evaluación del campo Écatl. Fuente: Comisión con datos del Operador.

Vértices	Longitud oeste	Latitud norte
1	98°25'00"	25°23'00"
2	98°24'30"	25°23'00"
3	98°24'30"	25°23'30"
4	98°23'30"	25°23'30"
5	98°23'30"	25°22'30"
6	98°24'00"	25°22'30"
7	98°24'00"	25°22'00"
8	98°25'00"	25°22'00"

Tabla 4. Coordenadas geográficas de los vértices para el Área de Evaluación del campo Fósil. Fuente: Comisión con datos del Operador.

II.5 Detalles de los Descubrimientos a Evaluar

Como se mencionó anteriormente, el Operador propone evaluar la extensión de los Campos Écatl y Fósil, más allá de los límites que fueron visualizados para el planteamiento del Plan de Desarrollo para la Extracción; mientras que, para el Campo Rusco, el Operador pretende hacer la evaluación del potencial petrolero de la arena OV-3_3 que subyace concordantemente a las arenas productoras en el Campo Rusco (OV-3_1 y OV-3_2 incluidas en el Plan de Desarrollo).

A continuación, se describen los elementos que sustentan que los Campos Écatl y Fósil se puedan extender hacia las áreas denominadas Écatl Este y Fósil Norte.

Fósil Norte y Écatl Este

El Operador documenta que, en el Área Contractual se han podido definir al menos 3 diferentes bloques locales divididos por sistemas de fallas regionales, los cuales se han denominado con base en los Campos existentes dentro de cada uno de ellos: bloque Rusco, bloque Fósil-Écatl-Ita y bloque Granaditas-Pípila, a su vez cada uno de estos bloques

contienen fragmentos de las unidades estratigráficas presentes en la región en las que se albergan los distintos yacimientos localizados en el área. Cabe mencionar, que el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente, considera los intervalos del Oligoceno Vicksburg identificados como OV-26 y OV-28, entre otros, para los Campos Fósil y Écatl; por lo que la zona al Norte del Campo Fósil y al Este del Campo Écatl se encuentran fuera de los actuales polígonos de desarrollo y su evaluación podría permitir la actualización de los polígonos de desarrollo y consecuentemente, el incremento de las reservas de los Campos.

Las actividades que pretenden dar certidumbre a la caracterización y delimitación de los campos consisten, de manera general en la realización de diversos estudios a nivel de detalle de caracterización de yacimientos, así como la perforación de los pozos Fósil-106DEL y Écatl-106DEL. En este contexto, en los Campos Fósil y Écatl productores a nivel de las arenas OV-26 y OV-28, se realizaron diversas actividades que permitieron identificar probables extensiones de los Campos Fósil y Écatl.

Dentro del bloque Fósil-Écatl-Ita, los yacimientos están representados por sucesiones de arenas y lutitas depositadas por un sistema deltaico. El Operador refiere que los campos Écatl y Fósil a nivel de OV-28 son continuos, la probable extensión fue delimitada principalmente a partir del atributo RMS en el cual se observa el carácter estratigráfico del yacimiento, y zonas con mejor respuesta de atributos que coinciden con la parte más alta estructural en la zona de Écatl al Sur, pero no se comporta de la misma manera en la parte Norte de la zona de Fósil (Figura 3). Asimismo, el Operador documenta que, sedimentológicamente se observa un rasgo canalizado paralelo a la falla regional donde se encuentra la localización Écatl-106DEL a nivel del yacimiento OV-28, este rasgo a su vez está asociado con otras geoformas menores que podrían tratarse de depósitos de desborde observadas a lo largo del cuerpo principal, además de que se observa una respuesta sísmica similar al cuerpo principal con el de la zona donde se ubica la localización Écatl-106DEL; adicional a esto, las correlaciones de pozos entre ambos Campos muestran que, se tratan de las mismas secuencias.

Figura 3. (a) Mapa estructural en profundidad OV-28; (b) Mapa de atributo RMS extraído de un volumen de ángulos lejanos, donde la flecha roja indica la geometría de la continuidad entre el cuerpo principal y la zona al Este donde se localiza Écatl-106DEL.
Fuente: Operador.

Con el grado de conocimiento actual, se ha identificado que en el yacimiento OV-26 la geometría de los atributos sísmicos muestra 2 cuerpos principales, uno al Norte en el campo Fósil y otro que se desarrolla hacia el Noreste del campo Écatl. Ambos cuerpos sugieren un ambiente de depósito deltaico el cual estaría formando un complejo de barras de desembocadura que darían origen a los campos, como se muestra en la Figura 4.

Cabe mencionar, que la mejor respuesta sísmica en el campo Fósil coincide con un alto estructural local; sin embargo, la mejor respuesta de esa zona no se encuentra en la parte central del campo que es la más alta de la estructura, sino hacia el Noreste y Suroeste, que son partes bajas dentro del alto, por lo que al igual que en el caso de OV-28 en Écatl, si bien es una componente importante de la trampa no es tan preponderante como si lo es la componente estratigráfica.

De lo anterior, se concluye que la trampa es predominantemente estratigráfica, ya que si bien en la zona Sur donde se encuentra el campo Écatl la respuesta de los atributos coincide en su mayoría con las zonas estructurales más altas conforme el geocuerpo se desarrolla hacia el Norte hacia la zona del campo Fósil, deja de coincidir con las zonas más altas de la estructura y en algunos casos tiene una buena expresión aun en partes bajas de la estructura como en la zona donde se localizan los pozos Écatl-28 y Fósil-16; pero que, a partir de la nueva información generada por el Operador, ha determinado que existe la posibilidad de

que la extensión del mismo continue hacia los flancos (en posiciones estructurales más bajas y guiadas por la respuesta de atributos sísmicos). Estas zonas se visualizan principalmente al Este (a nivel del OV-26 y OV-28), las cuales se encuentran en su mayoría fuera de los actuales polígonos de desarrollo, por lo que requieren ser corroboradas a través de actividades de Evaluación para que, en su caso, pueda ser factible incorporar dicha área y su respectivo volumen, en el Plan de Desarrollo para la Extracción.

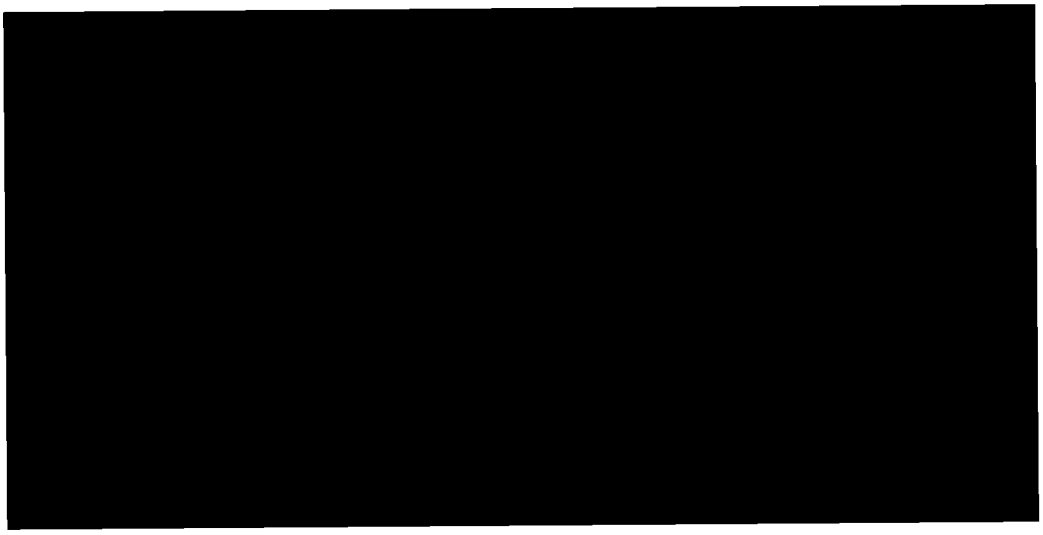


Figura 4. (a) Mapa de atributo RMS a nivel de OV-26 y esquema de un complejo de barras de desembocadura; (b) Mapa estructural en profundidad.
Fuente: Operador.

Cabe mencionar, que el Operador documenta que con el desarrollo de las actividades de evaluación, ha sido posible identificar probables extensiones del campo hacia los flancos (en posiciones estructurales más bajas y guiadas por la respuesta de atributos sísmicos). Estas zonas se visualizan principalmente al Este (a nivel del OV-26 y OV-28), las cuales se encuentran en su mayoría fuera de los actuales polígonos de desarrollo, por lo que su evaluación, potencialmente permitirá la actualización de los polígonos de desarrollo y consecuentemente, el incremento de las reservas en el campo.

Campo Rusco

El campo Rusco es productor a nivel de la arena OV-3. En esta arena se tienen identificadas las arenas OV-3_1 y OV-3_2 como productoras e incluidas en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente. Cabe mencionar, que el Operador documenta que mediante el análisis de las pruebas de producción se identificó un ensayo en el pozo Rusco-34 con

aporte de gas; sin embargo, el intervalo no cuenta con historia de producción. Dicho intervalo corresponde a la arena OV-3_3 la cual se identifica en todos los pozos del campo que alcanzan a perforar el horizonte asociado. En tal sentido, el Operador pretende hacer la evaluación del potencial petrolero de dicha arena que subyace concordantemente a las arenas productoras en el campo. En caso de éxito, lo anterior permitiría el incremento de las reservas en el área.

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN

El proceso de evaluación técnica, económica y Dictamen Técnico para el Programa de Evaluación involucró la participación de la DGDE, la DGMyCP y la DGPyEE.

Además, la DGDE solicitó opinión a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), competente para llevar a cabo la evaluación del Porcentaje de Cumplimiento de Contenido Nacional y del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología; mientras que, en términos del artículo 8 de los Lineamientos, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia), la información para que lleve a cabo sus facultades y atribuciones en relación con el Sistema de Administración de Riesgos (en adelante, Sistema de Administración).

Por otra parte, la Figura 5 muestra la relación cronológica del proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa de Evaluación presentado por el Operador. Lo anterior, se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.003/2023 de la DGDE de esta Comisión.

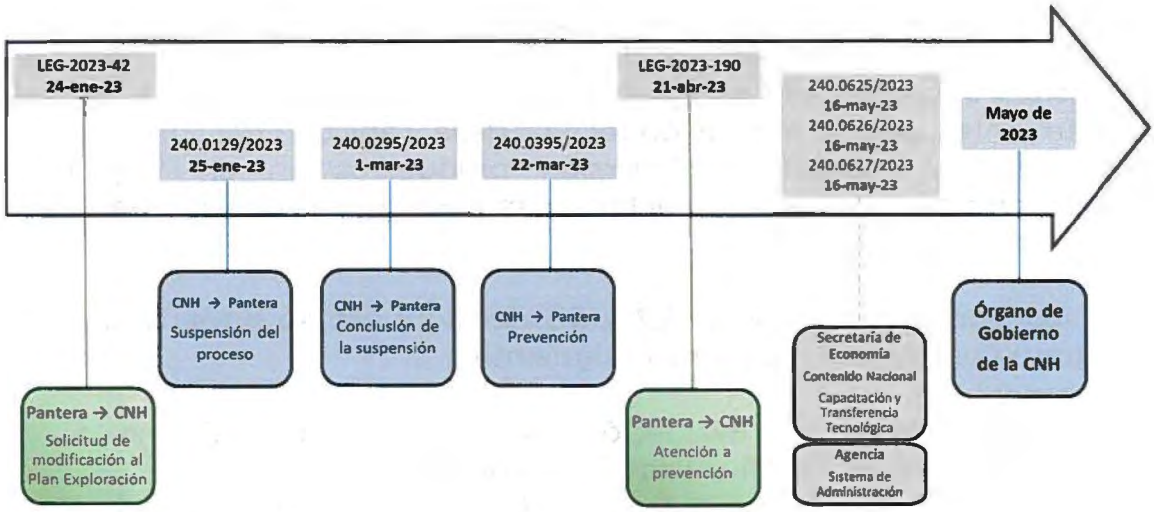


Figura 5. Relación cronológica para la evaluación, dictamen y resolución del Programa de Evaluación. Fuente: Comisión.

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO

Para llevar a cabo la dictaminación del Programa de Evaluación del Descubrimiento, la Comisión consideró para el presente análisis los principios y criterios técnicos establecidos en los artículos 19, 40, fracción III y 48 de los Lineamientos.

Asimismo, verificó que las actividades propuestas por el Operador en el Programa fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI 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;
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de Hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos, y
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

Asimismo, la Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 40, fracción III y 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, considerando también las características geológico-petroleras del Área Contractual.

Con relación a las Cláusulas 5.2 y 5.3 del Contrato se advierte que el Programa presentado contiene lo siguiente:

- El Programa de Evaluación fue presentado conforme a lo establecido en la Cláusulas 5.2 y 5.3 del Contrato;
- Considera una duración de hasta 36 meses a partir de su aprobación por tratarse de Descubrimientos de Gas Natural No Asociado;
- Se encuentra elaborado de conformidad con la normatividad aplicable;
- Cubre la extensión completa de la estructura donde se realizó el Descubrimiento, y
- Tiene un alcance suficiente para determinar si los Descubrimientos pueden ser considerados Descubrimientos Comerciales.
- Contempla la reevaluación de los Campos Rusco, Écatl Este y Fósil Norte.

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

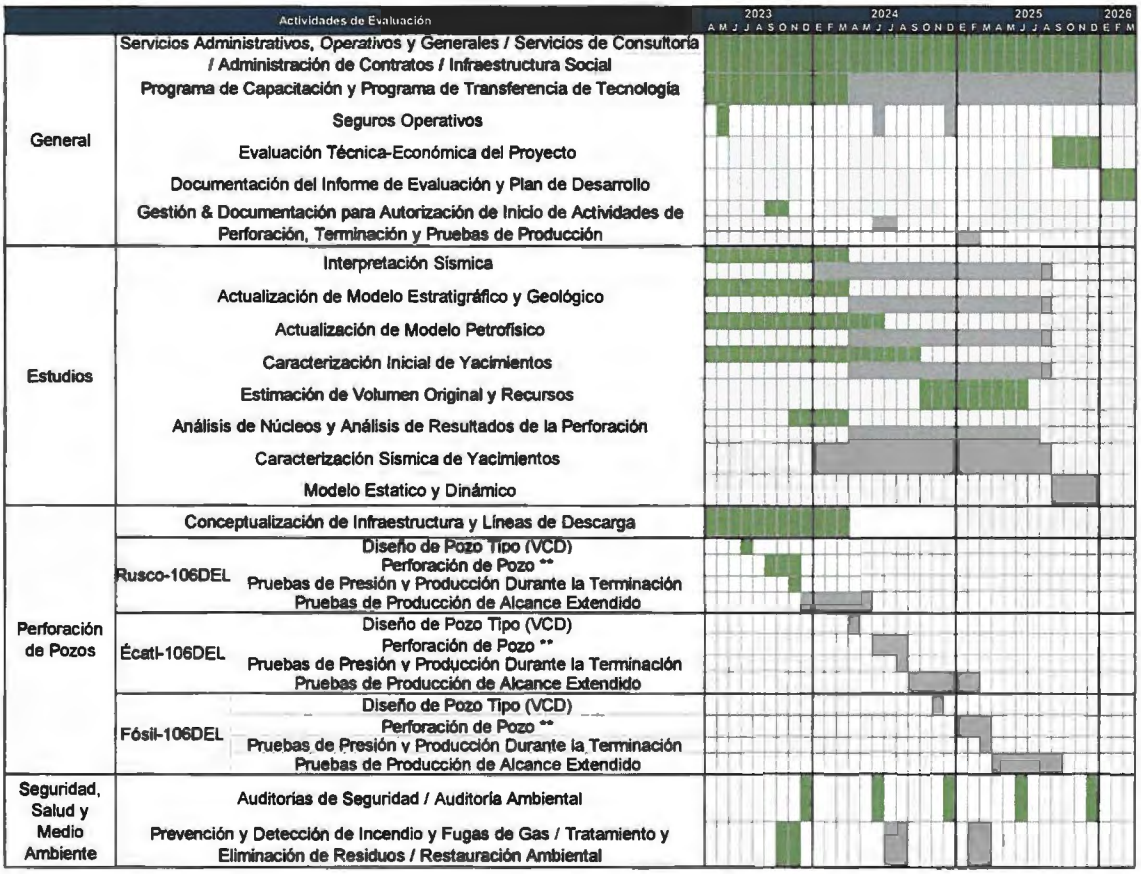
- El Contratista presentó el formato PE y su instructivo,
- Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo, y
- Presentó el documento que integra los apartados del Programa con el nivel de detalle establecido en el Anexo I de los Lineamientos.

V. PROGRAMA DE EVALUACIÓN

El objetivo del Programa de Evaluación es caracterizar y delimitar las estructuras geológicas completas que potencialmente forman parte de los yacimientos Rusco, Écatl y Fósil descubiertos por el Operador anterior, para poder determinar si dicha extensión puede considerarse como un Descubrimiento Comercial y eventualmente ser incorporada al Plan de Desarrollo del Área Contractual.

Para ello, el Operador propone llevar a cabo actividades mediante 2 escenarios operativos, un Escenario Base y un Escenario Opcional y/o Incremental (en adelante, Escenario Incremental). En este contexto, el Escenario base contiene las actividades mínimas a realizar que permitan confirmar la presencia del yacimiento asociado al Campo Rusco mediante la perforación de la localización de Rusco-106DEL, así como la actualización de diversos estudios y con ello sustentar la decisión de la perforación de los pozos delimitadores asociados al Escenario Incremental; mientras que el Escenario incremental considera la perforación de pozos delimitadores (Écatl-106DEL y Fósil-106DEL), pruebas de producción y adquisición de información de pozo, así como la actualización de los modelos del subsuelo.

A continuación, se presenta el cronograma de actividades considerado en el Programa de Evaluación para el Escenario Base y Escenario Incremental (Figura 6).



** Considera movilización, perforación (Toma de Muestras de Núcleos; Registros Geofísicos de Pozos; Registro de Hidrocarburos; Registro y Muestras MDT) y terminación del Pozo (PVT y Análisis Cromatográfico).

Figura 6. Cronograma de actividades propuestas por el Operador para el Programa de Evaluación. Fuente: Comisión con datos de Operador.

V.1 Actividades de Evaluación del Escenario Base

El Escenario Base del Programa de Evaluación considera la ejecución de estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos, además de la perforación del pozo delimitador Rusco-106DEL.

V.1.1 Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos

Actualización de Modelo Geológico	Generar un modelo estructural actualizado que soporte la ubicación de los pozos delimitadores que permita contar con un marco estructural que refleje las condiciones observadas en los pozos perforados, y que permita la actualización de los modelos estáticos y dinámicos del área.	Modelo estructural, basado en la interpretación sísmica de la zona, de acuerdo los modelos regionales y de evolución de la Cuenca.
Actualización de Modelo Estratigráfico	Generar un modelo de distribución de facies sedimentarias basado en los sistemas deposicionales de los horizontes objetivo para soportar la cuantificación de los volúmenes de hidrocarburos y el posicionamiento de los pozos delimitadores propuestos.	Mapas de distribución de facies a través de la elaboración e interpretación de atributos sísmicos calibrados con información de pozos, incluyendo registros y muestras de núcleo y canal.
Actualización de Modelo Petrofísico	Contar con parámetros petrofísicos actualizados y calibrados con información de pozos (antiguos y recientes) para soportar la actualización del cálculo del volumen de hidrocarburos y el diseño de las pruebas de presión-producción.	Actualización del cálculo de la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y espesor neto impregnado a partir de la interpretación de los registros geofísicos de pozo calibrados con las muestras de núcleos.
Interpretación Sísmica	Actualizar el marco estructural y estratigráfico para tener un mejor entendimiento del yacimiento respecto de su extensión espacial en sentido horizontal y vertical que permita asegurar que los límites actuales correspondan con el límite del área de los yacimientos.	Secuencias sísmicas interpretadas de los campos en evaluación y sectores aledaños con base en la información sísmica más actualizada y la información que se genere de actividades realizadas en el marco del Programa de Evaluación, así como del Plan de Exploración.
Estimación de Volumen Original y Recursos	Determinar el volumen de hidrocarburos en subsuelo, así como los recursos que podrían ser técnicamente recuperables.	Cuantificación de los hidrocarburos a partir de metodologías como la estimación a través de modelo numérico o fórmula volumétrica.

Caracterización Inicial de Yacimientos	Evaluar de manera integral las características físicas del yacimiento y sus dimensiones.	Integración de las características físicas del yacimiento en un entorno tridimensional, extensión espacial y las variaciones tanto verticales como horizontales.
Análisis de núcleos	Establecer las propiedades y heterogeneidad de la roca, salinidad, tipo de hidrocarburo y correlación con fluidos encontrados en campos vecinos.	Estudios de laboratorio y análisis de muestras de roca recuperadas durante la perforación.
Análisis de Resultados de la Perforación	Generar un informe completo y detallado de la información que se tomó durante la perforación y terminación, así como la interpretación de estos datos.	Obtener los datos necesarios para actualizar los modelos geológicos, petrofísicos y de yacimientos.
Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos *	Generar un estudio conceptual que permita identificar las necesidades superficiales para la construcción de infraestructura futura.	Identificar el estado y las condiciones superficiales existentes en las zonas cercanas al Descubrimiento.
Documentación de Plan de Desarrollo y/o Informe de Evaluación *	Desarrollar el informe de evaluación y establecer un modelo conceptual con las características operativas, requeridas para un eventual desarrollo de los yacimientos con base en las características técnicas, la disponibilidad y estado de instalaciones actuales, así como las requeridas para el manejo de la producción.	Informe de evaluación que permita plantear un plan de desarrollo conceptual basado en una estrategia de extracción.
Evaluación Técnica - Económica del Proyecto *	Establecer la posible comercialidad de la extensión de las áreas a evaluar.	Análisis integrado de las características técnicas del descubrimiento, los resultados del desarrollo conceptual, el entorno económico actual y futuro para poder definir si las áreas extendidas pueden ser considerado comercial.

* No se consideran en la contabilización de Metas Físicas.

Tabla 5. Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos a realizar en el Escenario Base del Programa de Evaluación. Fuente: Comisión con información del Operador.

V.1.2 Perforación de pozos

En las actividades del Programa de Evaluación para el Escenario Base el Contratista propone la perforación de la localización Rusco-106DEL con el objetivo de reducir la incertidumbre sobre la probable extensión y calidad de yacimiento de una arena adicional (OV-3_3) que subyace concordantemente a las 2 arenas (OV-3_1 y OV-3_2) actualmente productoras en el Campo Rusco (Figura 7).

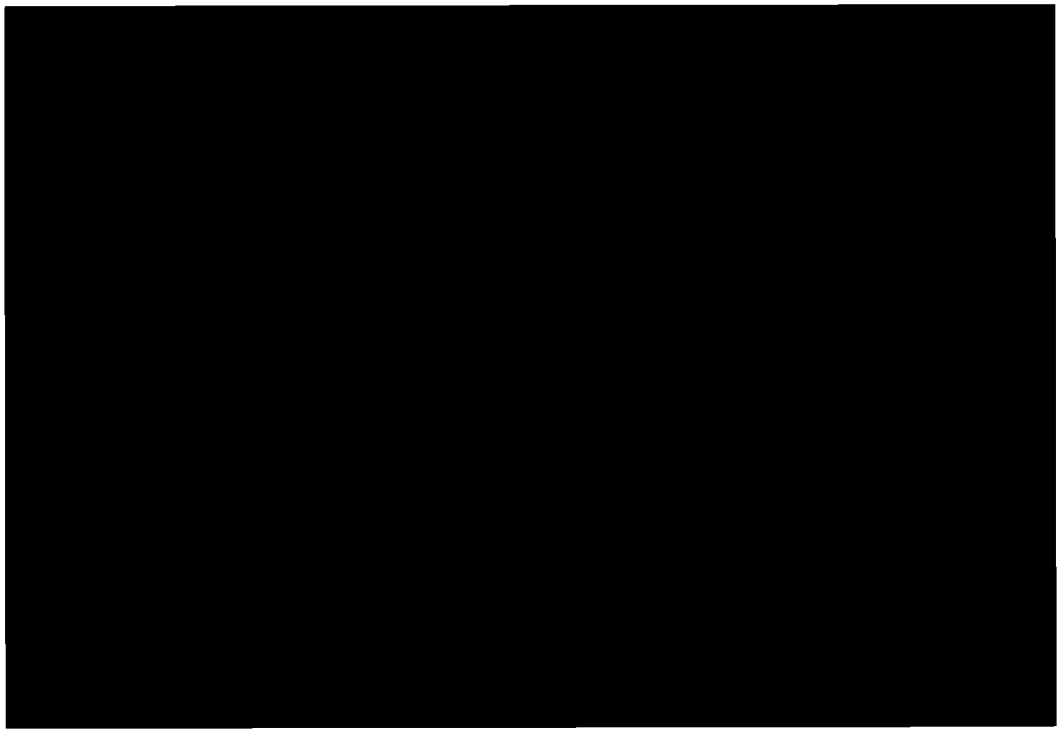


Figura 7. Localización de los prospectos a perforar.
Fuente: Comisión con datos del Contratista.

La localización Rusco-106DEL tiene como objetivo el intervalo OV-3_3 dentro de la Formación Vicksburg (Figura 8), que se ha visualizado con potencial dentro del campo Rusco y que se han delimitado con base en la estructura y la distribución del yacimiento observado en algunos pozos. La localización considera un diseño con trayectoria tipo "S" planteado hasta llegar a una profundidad total programada de 2,502 md, con el que pretende alcanzar el objetivo geológico (cima en 2,371 md y base en los 2,402 md). Cabe señalar que si bien el pozo delimitador Rusco-106DEL tiene como objetivo de evaluación la arena OV-3_3, el pozo atravesará diversos intervalos que son de interés petrolero, pero estos corresponden al área de desarrollo del mismo campo Rusco.

La Figura 9 muestra el polígono asociado a la evaluación el cual se define mediante el control de pozos y contornos estructurales. Cabe mencionar que a la fecha no ha sido posible establecer posibles limites empleando atributos sísmicos; sin embargo, la alta densidad de pozos que han penetrado la sección de la arena OV-3_3 permite delimitar el área de evaluación propuesta. Para la evaluación del área en el Campo Rusco, el Operador plantea el objetivo de evaluar un Recurso Contingente 3C estimado en 4.1 miles de millones de pies cúbicos (en adelante, MMMPC) de gas y 38.1 millones de barriles (en adelante, MMb) de Condensado.

[redacted]

Figura 8. *Sección sísmica en profundidad mostrando la trayectoria del pozo delimitador Rusco-106DEL. Fuente: Información del Operador.*

[redacted]

Figura 9. *Mapa estructural en profundidad de la cima del yacimiento OV-3_3, de la localización Rusco-106DEL. Fuente: Información del Operador.*

V.2 Actividades de Evaluación del Escenario Incremental

El Escenario Incremental del Programa de Evaluación considera la actualización de diferentes modelos (geológico, estratigráfico y Petrofísico), interpretación sísmica, Caracterización sísmica de

Yacimientos, Caracterización inicial de yacimientos, perforación de hasta 2 pozos delimitadores, pruebas de presión producción durante la terminación, Pruebas de alcance Extendido, modelos estáticos y dinámicos, análisis de núcleos y resultados de la perforación, actividades asociadas a la perforación, los cuales se describen a continuación.

V.2.1 Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos

Estudio	Objetivo	Alcance
Actualización del Modelo Geológico	Generar un modelo estructural donde se integré los resultados de los pozos delimitadores perforados.	Modelo estructural basado en los resultados de los pozos delimitadores perforados
Actualización del Modelo Estratigráfico	Generar un modelo de distribución de facies sedimentarias basado en la información obtenida de los pozos delimitadores perforados.	Mapas de distribución de facies, mediante la elaboración e interpretación de atributos sísmicos.
Actualización del Modelo Petrofísico	Contar con parámetros petrofísicos actualizados y calibrados con información de los pozos delimitadores perforados	Actualización de los parámetros petrofísicos.
Interpretación sísmica	Generar un marco estructural y estratigráfico del área actualizado.	Asegurar que los límites actuales correspondan con el límite del área de los yacimientos a partir de la Interpretación de secuencias sísmicas correspondientes en las zonas con cubrimiento sísmico
Caracterización Inicial de Yacimientos	Evaluar de manera integral las características físicas del yacimiento y sus dimensiones.	Integración de las características físicas del yacimiento en un entorno tridimensional, extensión espacial y las variaciones tanto verticales como horizontales.
Caracterización sísmica de yacimientos	Caracterizar la respuesta sísmica del yacimiento para determinar propiedades, presencia de fluidos, geometría y extensión	Análisis de la reflectividad del yacimiento a partir de atributos de AVO (atributos de Amplitudes versus Ángulo de Incidencia), y de la comparación entre la respuesta del modelado sísmico mediante sustitución de contenido de fluidos.
Análisis de núcleos	Establecer las propiedades y heterogeneidad de la roca, salinidad, tipo de hidrocarburo y correlación con fluidos de campos vecinos	Evaluar con mayor certeza las características del sistema poroso y la heterogeneidad de la permeabilidad a lo largo del yacimiento.
Análisis de resultados de la perforación	Informe de la información obtenida durante la perforación y terminación.	Obtener los datos necesarios para actualizar los modelos geológicos, petrofísicos y de yacimientos.
Modelo Estático	Distribuir espacialmente las propiedades petrofísicas del yacimiento y determinar el	Obtener un cálculo de volumen de hidrocarburos inicial

	volumen de hidrocarburos de la manera más precisa posible, de acuerdo con la disponibilidad de información.	
Modelo Dinámico	Obtener pronósticos de producción confiables para utilizarse en la evaluación económica de alternativas de desarrollo del campo.	Se considera realizar distintas estrategias de desarrollo que contemplen el rango de incertidumbre en los recursos y área a desarrollar.

Tabla 6. Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos a realizar en el Escenario Incremental del Programa de Evaluación.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

V.2.2 Perforación de Pozos

La estrategia del Programa de Evaluación para el Escenario incremental el Contratista propone la perforación de hasta 2 localizaciones delimitadoras Écatl-106DEL y Fósil-106DEL (Figura 10), con el objetivo de determinar la extensión de los yacimientos asociados a los Campos Écatl y Fósil.

[redacted]

Figura 10. *Ubicación de los pozos delimitadores propuestos en el Escenario Incremental del Programa de Evaluación.*
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

- **Écatl-106DEL**

La localización Écatl-106DEL se encuentra al Este del área de desarrollo del campo Écatl, y pretende evaluar una zona al Este del campo, correspondiente a la continuación echado abajo de la estructura de dicho campo la cual, de acuerdo con el modelo geológico inicial, no formaba parte de la estructura geológica del yacimiento, motivo por el que, dicho bloque se ubica preferencialmente fuera del área de Desarrollo del campo Écatl. En tal sentido, la perforación del pozo delimitador Écatl-106DEL tiene como objetivo determinar si el bloque al Este pertenece al Campo Écatl y en caso de así serlo, extender el área de extracción asociada, a través de una modificación al Plan de Desarrollo correspondiente, de acuerdo con la normativa.

De manera preliminar, el Operador indica que este pozo se perforaría con trayectoria vertical a 3,059 m, con el que pretende alcanzar los objetivos geológicos OV-26 (cima en 2,029 m y base en los 2,104 m) y OV-28 (cima en 2,449 m y base en los 2,629 m). El Operador documenta un Recurso Contingente 3C estimado en 28.5 MMMPC de gas y 146.3 MMb de Condensado.

- **Fósil -106DEL**

La localización Fósil-106DEL tiene por objetivo evaluar los yacimientos OV-26 y OV-28 al Norte del campo en posiciones estructurales más bajas respecto a los pozos existentes; sin embargo, al tratarse de una trampa con una componente estratigráfica preponderante, los análisis geológico-estructurales sugieren una mejor calidad de los yacimientos en dicha zona. De acuerdo con el modelo geológico inicial, este bloque no formaba parte de la estructura geológica del yacimiento, motivo por el que, dicho bloque se ubica preferencialmente fuera del área de Desarrollo del Campo Fósil. En tal sentido, la perforación del pozo delimitador Fósil-106DEL tiene como objetivo determinar si el bloque al Norte pertenece al campo Fósil y en caso de así serlo, extender el área asociada, a través de una modificación al Plan de Desarrollo correspondiente, de acuerdo con la normativa.

En este sentido, es importante precisar que para el caso particular de la eventual perforación de la localización Fósil-106DEL y del análisis realizado a la información proporcionada, se infiere que la estructura geológica asociada, podría exceder los límites del Área Contractual, por lo que en el supuesto de que se compruebe la extensión del área y de que el Contratista reúna elementos suficientes que le permitan inferir la posible extensión de un yacimiento compartido, deberá atender al

procedimiento establecido en la Clausula 9.2 del Contrato, así como en el artículo 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

De manera preliminar, el Operador indica que este pozo se perforaría con trayectoria vertical a 2,707 m, con el que pretende alcanzar los objetivos geológicos OV-26 (cima en 1,935 m y base en los 2,020 m) y OV-28 (cima en 2,429 m y base en los 2,557 m). El Operador documenta un Recurso Contingente 3C estimado en 16.4 MMMPC de gas y 51.1 MMb de Condensado.

V.3 Pruebas de producción

El Programa de Evaluación considera la ejecución de 3 Pruebas de Presión-Producción Convencionales (en adelante, PPP) durante la Terminación, una en el Escenario Base (en la localización delimitadora Rusco-106DEL) y dos el Escenario Incremental (en las localizaciones delimitadoras Écatl-106DEL y Fósil-106DEL); adicionalmente, el Operador tiene considerado para el Escenario Incremental realizar 3 Pruebas de Alcance Extendido (en adelante, PAE), para las 3 localizaciones delimitadoras. Es importante mencionar que, derivado de los resultados de las PPP de Rusco-106DEL, Écatl-106DEL y Fósil-106DEL y de las características estáticas y dinámicas del yacimiento, el Operador llevará a cabo una PAE para cada Pozo. En caso de que se disponga de varios intervalos con potencial, la PAE se realizará en el intervalo que muestre un mayor potencial durante la PPP.

Los detalles del diseño preliminar de las pruebas (PPP y PAE) que realizará el Operador con el objetivo de caracterizar y delimitar dinámicamente los yacimientos se describen a continuación:

V.3.1. Modelo Numérico

El modelo numérico elaborado para predecir el comportamiento de las PPP considera almacenamiento en pozo y flujo radial homogéneo en un sistema cerrado.

En la Tabla 7 se presentan las premisas de la simulación para los yacimientos que serán evaluados con los pozos delimitadores.

Propiedad	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Tipo de Hidrocarburo	[redacted]		
Formación Objetivo			
Espesor neto [ft]			
Porosidad (%)			
Saturación de agua (%)			
Presión inicial (psia)			
Temperatura (°F)			
Bg (ft^3 cy/ft^3 cs)			
Viscosidad del gas [cp]			
Permeabilidad [md]			
Espaciamiento de pozos (ft)			
Número de pruebas de producción			
Tiempo de apertura (días)			
Tiempo de cierre (días)			
Producción diaria (MMpcd)			
Volumen de producción total de la prueba (MMMpc)			

MMMpc: miles de millones de pies Cúbicos diarios.

Tabla 7. *Premisas de diseño para las pruebas de producción del Programas de Evaluación*
Fuente: Comisión con información del Operador.

V.4.2. Pruebas de Presión-Producción Convencionales (durante la terminación)

El objetivo de las pruebas es determinar las características del sistema roca-fluido dentro de los yacimientos. Cada prueba tendrá una duración estimada de 13 días considerando la movilización, instalación de equipos, las pruebas de decremento e incremento y finalmente la desinstalación y movilización de los equipos.

Los objetivos para los periodos de apertura y cierre de la PPP se describen a continuación:

Periodo de apertura (Prueba de Decremento)

- Duración 72 horas:
- Objetivos durante el periodo de flujo.
    - Monitoreo de presión de fondo fluyente (Pwf) con un sensor de fondo.
    - Medición continua al gasto de producción.

- Determinación de la curva de oferta y demanda.
- Determinación de los parámetros de declinación bajo las condiciones de flujo.

Periodo de Cierre (Prueba de Incremento)

- Duración 168 horas:
- Objetivos durante el periodo de cierre.
    - Información base para el cálculo de la reserva de gas.
    - Conocer la permeabilidad efectiva del gas.
    - Conocer la presión actual del yacimiento.
    - Determinar el daño de la formación y analizar su posible origen.
    - Determinar el área de drene de las formaciones en evaluación.

V.4.3. Pruebas de Alcance Extendido (PAE)

El Operador plantea la ejecución de hasta 3 PAE asociadas al Escenario Incremental, una para cada localización delimitadora (Rusco-106DEL, Écatl-106DEL y Fósil-106DEL) y se llevarán a cabo al finalizar la etapa de terminación del pozo y concluida la PPP. Las PAE tendrán una duración estimada de 6 meses. El proceso general de la PAE se muestra en la Figura 11.

[redacted]

***Figura 11**. Proceso representativo de las PAE.*
(Fuente: Información del Operador).

En el caso de los pozos en los cuales se prevé la evaluación de técnicas de estimulación de pozos (Estimulación hidráulica) se proponen las etapas (Pre-Estimulación y Pos-Estimulación) que a continuación se detallan, es necesario conocer el comportamiento de presión-producción antes de decidir la estimulación en pozos para optimizar el comportamiento del yacimiento.

- **Pre-Estimulación**

Consiste en un periodo de flujo de 4 días (Prueba de Decremento) y un periodo de cierre de 6 días (Prueba de Incremento), con la finalidad de elaborar el modelo analítico del pozo sin estimulación y determinar la necesidad de esta, y en su caso, elaborar el diseño de la estimulación hidráulica.

Figura 13. *Diseño de la prueba de producción, Pre Estimulación.*
Fuente: Información del Operador.

- **Post-Estimulación**

Considera periodos de flujo de 20 días (Prueba de Decremento) y periodos de cierre de 10 días (Prueba de Incremento) con diferentes diámetros de estrangulador; con los parámetros obtenido, realizar el ajuste del modelo analítico del pozo posterior a la estimulación, así como, realizar simulaciones para predecir el comportamiento del pozo.

Figura 14. *Diseño de la prueba de producción, Pos Estimulación.*
Fuente: Información del Operador.

Posterior a la etapa pre y post estimulación se realizará la PAE, el tiempo que duré la prueba dependerá de los efectos de transmisibilidad del yacimiento, del comportamiento de afluencia en las etapas anteriores, con la finalidad de analizar la productividad del pozo y la viabilidad de la construcción de infraestructura.

- **Prueba de Gasto Variable**

Una vez seleccionado el diámetro óptimo del estrangulador con el cual se operaría el pozo de manera extendida. El Operador considera periodos de flujo de 20 días (Prueba de Decremento) y cierre de 10 días (Prueba de Incremento) con diferentes diámetros de estrangulador.

Objetivos generales:

- Validar la consistencia del gasto de producción en periodos más extensos.
- Detectar o confirmar la existencia de fallas, fracturas naturales o inducidas y su conectividad entre ellas.
- Este objetivo en particular es importante para efectos del presente Programa. Muchos pozos producen a través de fracturas o fallas, dominados por regímenes de flujo con geometrías distintas a las tradicionales. Este tipo de prueba permite hallar la presencia de fracturas; fallas ya sean conductivas, semipermeables o impermeables Figura 18.
- Determinar la capacidad máxima de flujo de cada pozo y la sustentabilidad en el tiempo.
- Efectividad de la estimulación a largo plazo.
- Validar el efecto sobre la productividad del pozo de diferentes condiciones de operación.
- Validar los requerimientos de infraestructura para manejar el gasto identificado como sustentable.

[redacted]

Figura 15. *Gráfica log-log, ajuste de curvas tipo.*
Fuente: Información del Operador.

Conclusiones con relación a las Pruebas de Producción

1. Con relación a la estrategia de evaluación propuesta por el Operador, esta Comisión advierte que, en caso de que se ejecuten únicamente las actividades del Escenario Base del presente Programa de Evaluación, no llevaría a cabo 2 PPP y 3 PAE. Por lo anterior, el Operador carecería de información dinámica de los yacimientos considerando que actualmente cuenta con información dinámica escasa y se mantendría la incertidumbre sobre las condiciones de flujo de Hidrocarburos.

2. De llevarse a cabo las PAE el operador tendrá los insumos para definir la estrategia de desarrollo con mayor certidumbre y eventual presentación del Plan de Desarrollo para el Campo.

3. Derivado de que el Operador pretende llevar a cabo sus pruebas en las localizaciones delimitadoras, la Comisión le recuerda al Operador que deberá incluir como parte del Informe de Evaluación, que eventualmente presente a esta Comisión, el sustento técnico detallado (premisas, consideraciones, metodología y casos de aplicación), que le permitieron caracterizar y delimitar cada uno de los yacimientos sujetos a evaluación, lo anterior con el objetivo de fundamentar técnicamente los requerimientos establecidos, de manera enunciativa más no limitativa, en el apartado V, numeral 2.8,

2.9, 2.10, 3.1 y 3.2 del Anexo I de los Lineamientos de manera independiente para cada yacimiento.

4. El Operador tiene la obligación de detener las pruebas y cerrar los Pozos si alcanzan los objetivos de estas en menor tiempo del planteado en sus diseños, cuidando siempre no poner en riesgo las condiciones del yacimiento, la productividad, el factor de recuperación, el medio ambiente, la seguridad o algún otro aspecto relevante.

5. Asimismo, la Comisión recomienda al Operador que conforme vaya adquiriendo información adicional de sus yacimientos y fluidos, realice los ajustes a sus modelos, de manera que le sea posible llevar a cabo sus pruebas por estranguladores que permitan obtener flujo de Hidrocarburos de forma sustentable y administrando posibles daños a los yacimientos.

6. De igual manera, la Comisión le recomienda al Operador que las actividades de estimulación hidráulica cuenten con un diseño óptimo cuidando en todo momento evitar daño a la formación y preservar las condiciones de integridad mecánica de los Pozos.

7. Analizando la información presentada por el Operador, se advierte que durante las PAE se estima, obtendrá una producción promedio acumulada de gas de 0.195 MMMpc. Por lo cual, esta Comisión le recuerda al Operador que la cantidad de gas que se produzca de las PAE debe ser aprovechado en apego a la cláusula 5.4 del Contrato.

8. Los resultados detallados de cada una de las pruebas que se realicen deberán estar plasmados en el Informe de Evaluación que el Operador presentará en su momento ante la Comisión de acuerdo con los Lineamientos, para cada uno de los intervalos del presente Programa de Evaluación.

9. Finalmente, el Operador deberá hacer uso comercial o aprovechar de conformidad con la Normatividad Aplicable, los Hidrocarburos líquidos y gaseosos que obtenga de las PAE. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en la Cláusula 5.4 del Contrato.

V.4 Manejo y Medición de Hidrocarburos

De acuerdo con la propuesta presentada por el Contratista para realizar el manejo y Medición de los Hidrocarburos asociados a los Pozos Delimitadores a perforar en el Área Contractual, esta se llevará mediante dos etapas citadas a continuación:

Etapa 1: consiste en la instalación en las macro peras en cada pozo que inicie pruebas de producción un equipo de separación trifásico instrumentado con elementos primarios de Medición para realizar la cuantificación de las diferentes fases que pudieran producirse (Gas, Condensado y Agua) en donde el Gas producto de la separación será cuantificado por un medidor de presión diferencial tipo Placa de Orificio en donde se propone su Punto de Medición provisional, mientras que en caso de producirse Condensados estos se cuantificaran operacionalmente a la salida del separador con un medidor tipo Turbina para posteriormente ser recolectado en presas metálicas de 200 bbl barriles de almacenamiento donde el Contratista propone su Punto de Medición provisional (Figura 16); para ser medido de manera estática con cinta petrolera y pasta marcadora, posteriormente enviarlos por unidades de presión y Vacío (UPV) a instalaciones propias a construir de acuerdo al programa de actividades presentado (Figura 17).

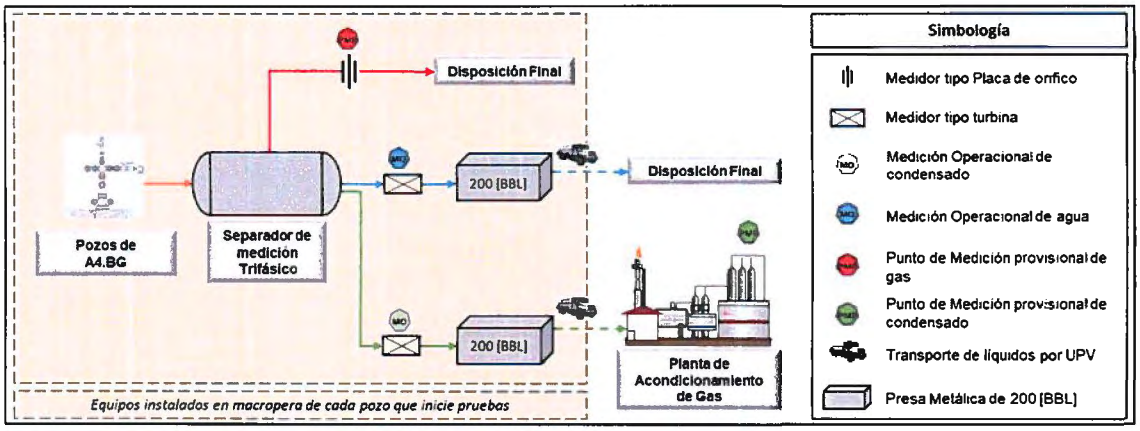


Figura 16. *Manejo y Medición para la Etapa 1 en los pozos asociados al Programa de Evaluación Fuente: Información del Contratista.*

En caso de producirse agua en superficie esta será cuantificada operacionalmente mediante un medidor de tipo Turbina instalado a la salida del separador trifásico para posteriormente ser recolectada en presas metálicas previo a ser enviada por UPV a su disposición final en alguna Estación cercana mismas que fueron descritas para el Condensado.

Etapa 2: a partir del cuarto trimestre de 2023, el Contratista manifiesta la construcción de una Planta de Acondicionamiento de Gas (PAG) donde se realizará el acondicionamiento de Gas y la recolección del Condensado de los pozos que resulten técnica y económicamente viables, posterior a su acondicionamiento, el Gas será enviado a una Estación de Regulación Medición (ERM) también por construir donde será cuantificado mediante un medidor másico tipo Coriolis identificado con el TAG ERM-Kan a la salida de la instalación y donde se propone su Punto de Medición provisional. Para el caso del Condensado, este al ser separado de la corriente de Gas en la PAG será recolectado en tanques verticales de capacidad 500 barriles con TAG de identificación TV-01 y TV-02 a instalar para ser cuantificado de manera estática con cinta petrolera y pasta marcadora y donde se proponen como Puntos de Medición provisional para Condensados (Figura 17).

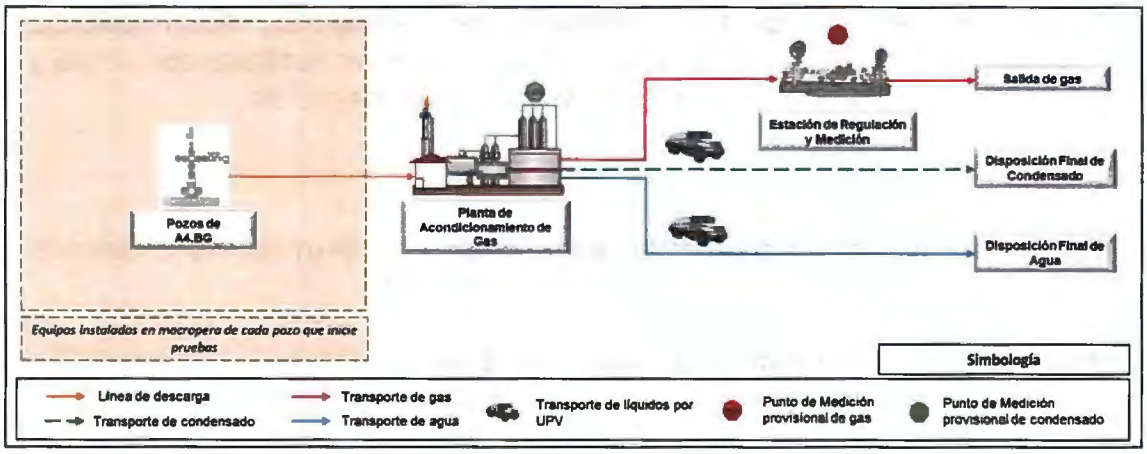


Figura 17. *Manejo y Medición para la Etapa 2 en los pozos asociados al Programa de Evaluación Fuente: Información del Contratista.*

Para esta Etapa 2, en caso de presentarse Agua en superficie, será separada del Condensado y recolectada en tanques verticales en la PAG para ser enviada en UPV para ser enviada a una Estación cercana o pozo letrina cercano al Área.

Por lo anteriormente descrito, el Contratista presenta como parte de su Programa de Evaluación la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 BIS, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH). Por lo anterior, la Comisión verificó la información de la propuesta de los Puntos de Medición provisional, con base en lo siguiente:

I. Identificación y Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto

Etapa 1

Punto de Medición provisional para Gas: Los Puntos de Medición provisional para Gas propuestos son los siguientes:

- **A boca de los Pozos Rusco-106DEL, Écatl-106DEL, Fósil-106DEL.** Sistemas de Medición con medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio como elemento primario de medición.

Punto de Medición provisional para Condensado: El Punto de Medición provisional para Condensado propuesto es el siguiente:

- **A boca de los Pozos Rusco-106DEL, Écatl-106DEL, Fósil-106DEL.** Sistemas de Medición TV-01 y TV-02 con medición estática con cinta y pasta marcadora como elemento primario de medición.

Etapa 2

Punto de Medición provisional para Gas: Los Puntos de Medición provisional para Gas propuestos son los siguientes:

- **Estación de Regulación y Medición (ERM)**: Sistemas de Medición ERM-KAN con medidor másico tipo Coriolis como elemento primario de medición.

Punto de Medición provisional para Condensado: El Punto de Medición provisional para Condensado propuesto es el siguiente:

- **Planta de Acondicionamiento de Gas (PAG):** Sistemas de Medición TV-01 y TV-02 con medición estática con cinta y pasta marcadora como elemento primario de medición.

Ubicación de los Puntos de Medición provisional propuestos: El Contratista manifestó que los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado se ubican a boca de Pozo para Etapa 1 y en la ERM y PAG para Etapa 2, asimismo, presentó las coordenadas geográficas asociadas (Tabla 8).

	Gas	**Condensado**
A4.BG	Boca de Pozo Rusco-106DEL Coordenadas: Latitud: 25° 15' 17.11780" N Longitud: 98° 24' 26.25541" W Boca de Pozo Ecatl-106DEL Coordenadas: Latitud: 25° 18' 53.12805" N Longitud: 98° 23' 47.10192" W Boca de Pozo Fósil-106DEL Coordenadas: Latitud: 25° 22' 02.55209" N Longitud: 98° 24' 25.23507" W	Planta de Acondicionamiento de Gas Kan Latitud: 25° 21' 14.4" N. Longitud: 98° 27' 46.8" W.
	Estación de Regulación y Medición Kan Coordenadas: Latitud: 25° 21' 08.15" N Longitud: 98° 27' 37.37" W	Planta de Acondicionamiento de Gas Kan Coordenadas: Latitud: 25° 21' 14.4" N. Longitud: 98° 27' 46.8" W.

Tabla 8. *Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado durante las etapas 1 y 2.*
Fuente: Comisión con información del Operador.

II. Responsable Oficial

Como parte de la propuesta del Punto de Medición provisional y de conformidad con lo establecido en el Artículo 42 BIS, fracción II de los LTMMH, donde se establece que la propuesta deberá de contener entre otras cosas, el Responsable Oficial de Medición, el Contratista entregó la información de los datos generales del Responsable Oficial y el oficio de designación correspondiente, conforme a lo estipulado en los artículos 9 y 42 inciso XIV de los LTMMH, mediante el cual se designa al Gerente de Operaciones como el Responsable oficial de la medición, es importante señalar que los datos del Responsable Oficial fueron entregados a esta Comisión y se encuentra bajo resguardo de la misma; aunado a ello, se acredita que el Responsable Oficial está facultado de conformidad con lo establecido en el artículo 9 y cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Petróleo y Gas asociados a los pozos del Área Contractual.

III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo

Conforme a lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, el Contratista presenta la propuesta del Punto de Medición provisional para cada tipo de hidrocarburo, así como los procedimientos para la medición, determinación, asignación y calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos provenientes de las pruebas de producción de los pozos Rusco-106DEL, Écatl-106DEL y Fósil-106DEL del Área Contractual.

Respecto al manejo y medición de los hidrocarburos producidos, este se realizará en dos Etapas, el Contratista considera para la Etapa 1 de medición, instalar en la macropera de cada pozo que inicie pruebas de producción convencionales, un equipo de separación trifásico para medir por separado el gas, condensado y agua producidos. El gas producto de las pruebas será cuantificado mediante un medidor tipo placa orificio a la salida del separador, donde se propone el Punto de Medición provisional de gas, para su posterior envío a disposición final. Respectivamente, el condensado será cuantificados mediante un medidor tipo turbina instalado a la salida del separador y será recolectado en presas metálicas instaladas en la macropera de cada pozo que inicie pruebas de producción convencionales, posteriormente será enviado mediante Unidades de Presión y Vacío (UPV) a tanques verticales para su medición estática, ubicados en la Planta de Acondicionamiento de Gas (PAG), donde se propone el Punto de Medición provisional de condensado. Respecto al agua en superficie, esta será cuantificada mediante un medidor tipo turbina instalado a la salida del separador previo a su recolección en presas metálicas, posteriormente se enviará mediante UPV a una estación o pozo letrina cercano al Área Contractual.

Para la Etapa 2 de medición, el Contratista considera el envío de la producción desde los pozos propuestos hasta la PAG, para acondicionar tanto el gas como el condensado. El gas producido durante las pruebas de producción de alcance extendido, después de su acondicionamiento será enviado a una Estación de Regulación y Medición (ERM), donde se propone el Punto de Medición provisional de gas, para su cuantificación mediante un medidor tipo Coriolis instalado a la salida de la instalación en mención, posteriormente se inyectará al gasoducto de 42" India Bonita - Divisadero. Respectivamente, en la PAG serán separados el condensado y agua de la corriente de gas, para su recolección y medición estática en tanques verticales ubicados dentro de la instalación en mención, donde se propone el Punto de Medición provisional de condensado. Respecto al

agua en superficie, después de su recolección y medición estática en tanques verticales instalados en la PAG, se enviará mediante UPV a una estación o pozo letrina (Fósil-10, Sigma-31, Torrecillas-36 o Cuitláhuac-607) cercano al Área Contractual.

Respecto a la asignación de producción en la Etapa 1, para los Puntos de Medición provisional de gas solicitados a boca de pozo, dado que los volúmenes son medidos de manera independiente en las macroperas de cada pozo, la medición del volumen corresponderá a la obtenida de cada uno de los pozos. Para el caso de la medición del volumen de condensado, este se realizará mediante los aforos, así como la medición estática que se realice en los tanques verticales de la PAG, mediante el uso del "Procedimiento para la asignación de producción de hidrocarburos". Respecto a la asignación de producción de gas y condensado de los pozos que inicien pruebas de alcance extendido, en diferentes tiempos durante la Etapa 2, su medición corresponderá a la producción de cada pozo, y se realizará conforme a procedimiento para su asignación, cumpliendo con los elementos necesarios para dicho proceso.

Para la determinación de la calidad de gas y condensados, en la Etapa 1 se tomarán muestras de hidrocarburos por única ocasión durante la ejecución de las pruebas de producción convencionales, las muestra de condensado serán tomadas en presas metálicas y las muestras de gas en una toma posterior a la salida del separador de medición trifásico. Iniciada la Etapa 2, se tomarán muestras de hidrocarburos de manera mensual, la toma de muestra de gas se llevará a cabo en la ERM, mientras que la toma de muestra de condensado en los tanques verticales a instalar en la PAG. Lo anterior, conforme a los estándares GPA 2166 y API MPMS 8.1, 9.0, 10.0, así como ASTM D-287, D-1298, D-4377, D-4006, D-4007, D-473, D-445, D-3230 y D-4294, para su análisis en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA).

Comercialización de los Hidrocarburos

Se establece que el Contratista da cumplimiento a las fracciones 5.4, 5.5 y 5.6 del Anexo I de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos toda vez que, se visualiza el manejo de la molécula desde los pozos hasta la ubicación en la que se entregarán los Hidrocarburos al Comprador.

En sustento a lo anterior, es importante señalar que la medición durante el programa de evaluación se dividirá en dos etapas, la primera tendrá una duración de 10 días y corresponde a las mediciones a realizar como parte de las pruebas de producción posteriores a la perforación y terminación

de los pozos propuestos, la segunda etapa corresponderá a la medición a realizar una vez que inicien las pruebas de producción de alcance extendido.

Durante la primera etapa, la producción se enviará a un separador trifásico ubicado a boca de pozo, donde se contabilizará por separado cada una de las fases a producir (agua, gas y condensado), posterior a la separación y una vez contabilizado, el gas se enviará a su disposición final, mientras que, en caso de existir producción de agua o condensado, estos se medirán de forma estática en las presas metálicas que se instalen para su almacenamiento, posteriormente se enviarán por medio de unidades de Presión y Vacío (en adelante, UPV) a los tanques verticales TV-1 y TV-2 ubicados en la Planta de Acondicionamiento de Gas Kan (en adelante, PAG Kan).

Para la segunda etapa de medición, se considera el tendido de líneas de descarga para el manejo de la producción, para su envío a la PAG Kan, donde se separarían los líquidos del gas, el gas separado, se enviaría a la Estación de Regulación y Medición Kan (en adelante, ERM Kan), donde será inyectado en la red de distribución de SISTRANGAS para su posterior comercialización.

Por otra parte, en caso de que se presenten líquidos durante la ejecución de las pruebas de producción de alcance extendido, estos serían separados en la PAG Kan, donde será comercializado.

En cuanto a la ubicación en la que se entregarán los hidrocarburos producidos al Comprador, se señala que en lo que respecta al gas producido en la segunda etapa de medición, este se comercializará por medio de la red de distribución de SISTRANGAS, mientras que en caso de existir producción de condensado durante cualquiera de las dos etapas de medición este se entregará al Comprador en la PAG Kan.

En cuanto la calidad del condensado a producir, se espera que esta ronde entre los valores siguientes:

Propiedad	Valor (Rango)	Unidad
Gravedad API	45 - 50.7	[°API]
Temp. Inicial de Ebullición	81 - 85	[°C]
Temp. Final de Ebullición	319 - 387	[°C]
Color	0.5	Color ASTM
Presión de Vapor Reid	3 - 7.5	[psi]

Tabla 9. *Calidad estimada del condensado a producir.*
Fuente: Comisión con información del Operador.

Por otra parte, se espera que la calidad del gas a producir ronde en los valores siguientes:

Metano	92.39	91.08	94.47
Etano	3.43	5.24	3.17
Propano	1.33	1.48	0.77
i-Butano	0.57	0.44	0.21
n-Butano	0.55	0.34	0.16
i-Pentano	0.21	0.16	0.08
n-Pentano	0.20	0.10	0.05
C6+	0.29	0.25	0.17
N2	0.48	0.24	0.15
H2S	0.00	0.00	0.00
CO2	0.55	0.67	0.77
Poder Calorífico [BTU/PC]	1,041.14	1,045.00	1,023.00

Tabla 10. *Calidad estimada del gas a producir.*
Fuente: Comisión con información del Operador.

IV. Programa de Diagnósticos

El Contratista presenta el programa de trabajo para el Diagnostico de los Sistemas de Medición, el cual contempla actividades entre las que se encuentran la calibración, mantenimiento, estimación de incertidumbre y verificación metrológica de los sistemas de Medición con el cual se planea garantizar el aseguramiento en el resultado de las mediciones en los Puntos de Medición provisional para Gas y Condesados propuestos, dando cumplimiento con lo establecido en los LTMMH.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición provisional mediante el Oficio 250.445/2023 de fecha 24 de abril de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-059 de fecha 25 de abril de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición provisional, presentados como parte del Programa de Evaluación asociado al Área Contractual A4.BG,"*...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta*",

manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de medición de hidrocarburos.
2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.
3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los Hidrocarburos por medir en los Puntos de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la CNH.
4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Puntos de Medición provisional propuestos por el Contratista cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo en los pozos asociados al Área Contractual A4.BG y su Programa de Evaluación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

Obligaciones del Contratista:

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Programa de Evaluación por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.

2. El Contratista deberá reportar la producción de los volúmenes de hidrocarburos del Contrato y los pozos asociados a este, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los LTMMH.

3. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos líquidos y gas producidos en el Área Contractual, deberá de presentarse de manera mensual y estar acompañado por los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido, así mismo,

en caso de que ocurran eventos o contingencias operativas, se deberá de reportar a la comisión en los formatos correspondientes.

4. La información de producción y balance del hidrocarburo en el Área Contractual deberá de presentarse de manera mensual en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.

5. El Contratista deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, inciso b de los LTMMH

6. El Contratista deberá llevar a cabo un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

7. El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición provisional.

8. De conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas, que en su caso requiera el Programa de Evaluación, en relación con los Puntos de Medición provisional aprobado mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los LTMMH. Por lo que para el caso de que el Contratista requiera o solicite la aprobación o modificación de un Punto de Medición provisional este deberá solicitarse a través de una solicitud de modificación del Programa de Evaluación o como una adición al mismo, cumpliendo con lo establecido en el Artículo 42 Bis. y/o artículo 42 Quater de los LTMMH.

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado a producir en los Pozos asociados al Programa de Evaluación durante dos etapas, para la etapa 1 los cuales (Puntos de Medición provisional) serán ubicados en cada una de las Macroperas los Sistemas de Medición PO Rusco-106DEL, PO Écatl-106DEL, PO Fósil-106DEL para el gas y para los Condensados los Sistemas de medición estática TV-01 y TV-02 a ubicarán la Planta de Acondicionamiento de Gas PAG KAN, mientras que para la etapa 2, se proponen los Puntos de Medición provisional la PAG en caso de Condensado y en la ERM para el caso del Gas con TAG de identificación ERM-01 para Gas y TV-01 y 02 para Condensado, en cuanto a la identificación, Ubicación, Responsable Oficial, Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, el Programa de Diagnósticos fueron presentados con lo cual se da cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 42 bis así como a lo referido en el artículo 43, fracción IV de los LTMMH, por lo que la DGMyC de la Producción concluye que la propuesta es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir durante el Programa de Evaluación asociado al Área Contractual.

V.5 Metas físicas

Considerando la información que integra el Programa de Evaluación, las actividades a desarrollar por el Operador se resumen en la Tabla 11.

Actividad	Escenario base	Escenario incremental	Total
Perforación de pozos	1	2	3
Prueba de producción convencional	1	2	3
Prueba de Producción de alcance extendido	0	3	3
Estadística	8	10	18

Tabla 11. Metas físicas asociadas al Programa de Evaluación.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

V.6 Unidades de Trabajo Asociadas al Programa de Evaluación

El compromiso adquirido por el Operador es realizar 8,300 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) como Programa Mínimo de Trabajo más un incremento de 21,200 UT, además de 10,600 UT como parte del compromiso asociado al Periodo Adicional, dando un total de 40,100 UT.

Se advierte que a la fecha el Operador ha acreditado un total de 27,474 UT por la ejecución de diferentes actividades petroleras en el Área Contractual. Asimismo, las actividades propuestas en el Programa de Evaluación se asocian a un estimado de 6,987 UT para el Escenario Base, mientras que para el Escenario Incremental se asocian hasta 17,917 UT.

Las actividades incluidas en el presente Dictamen Técnico y documentadas por el Operador en el Programa de Evaluación se podrán acreditar como UT. Dicha acreditación por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles a acreditar UT, y únicamente en los términos definidos en el Anexo 5 del Contrato.

De conformidad con el artículo 103, fracción II, inciso B de los Lineamientos, el indicador de evaluación del cumplimiento del Plan corresponde al total de las actividades que permitan el cumplimiento del PMT.

VI. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

La opinión económica relativa al Programa de Evaluación del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión. Al respecto, a continuación, se presentan:

a. Descripción del Programa de Inversiones;
b. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas, y
c. Opinión.

Lo anterior, con base en lo establecido en el Anexo I, apartado II, numeral 4 así como en los Artículos 11, 45 y 48 de Lineamientos.

a. Descripción del Programa de Inversiones

En el Programa de Inversiones asociado al Programa de Evaluación, el Operador propone dos Escenarios, el Escenario Base de [redacted] dólares donde se propone realizar estudios, una PPP y la perforación y terminación de un pozo delimitador, y el Escenario Incremental, de 14.05 millones de dólares donde se añaden dos PPP, 3 PAE y la perforación de hasta 2 pozos delimitadores.

Escenario Base

[redacted]

Figura 18. *Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad-Escenario Base*
Fuente: Análisis de la Comisión con base en información presentada por el Operador.

Actividad Petrolera	Sub-actividad petrolera	2023	2024	2025	2026	Total
Evaluación	General	[redacted]				
	Geofísica					
	Geología					
	Ingeniería de Yacimientos					
	Otras Ingenierías					
	Perforación de Pozos					
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente					
Total						

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.
Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.

Tabla 12. *Desglose del Programa de Inversiones – Escenario Base*
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

Escenario Base + Incremental

[redacted]

Figura 19. *Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad-Escenario Base + Incremental*
Fuente: Análisis de la Comisión con base en información presentada por el Operador.

Evaluación	General	[redacted]
	Geofísica	
	Geología	
	Ingeniería de Yacimientos	
	Otras Ingenierías	
	Perforación de Pozos	
	Pruebas de Producción	
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	
Total		

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.
Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.

Tabla 13. *Desglose del Programa de Inversiones – Escenario Base + Incremental*
Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador.

b. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que los costos presentados como parte de la presentación del Programa de Evaluación son consistentes con las actividades físicas propuestas a ejecutar. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con

el archivo *Tabla I.1. Programa de Inversiones* solicitado en los Lineamientos.

c. Opinión

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 del Programa de Evaluación y fue presentado de conformidad con el archivo *Tabla I.1. Programa de Inversiones* de los Lineamientos.

VII. PROGRAMAS ASOCIADOS

VII.1 Cumplimiento de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología

Mediante oficio 240.0625/2023, del 16 de mayo de 2023, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Asimismo, mediante el oficio 240.0626/2023, del 16 de mayo de 2023, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con las opiniones que le corresponde a la SE emitir, en el ámbito de sus atribuciones, sobre los Programas de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia de Tecnología, motivo por el cual, una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Programa.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos; 20, fracción I de los Lineamientos y tomando en consideración la competencia de la SE en materia de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Programa de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

VII.2 Cumplimiento del Sistema de Administración de Riesgos

Mediante oficio 240.0627/2023, del 16 de mayo de 2023, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

Adicionalmente, esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1280/2017 del 11 de diciembre de 2017, otorgando el Número de Autorización ASEA-PAE17305C/AI1617.

En tal sentido, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión se pronuncie respecto del Programa de Evaluación materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación del Operador 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.

VIII. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de las actividades propuestas para el Programa de Evaluación presentado por el Operador de conformidad con el artículo 39 fracciones I, III, IV y VI de la LORCME, 40, fracción III, 48 y 49 de los Lineamientos, así como las Cláusula 5.2 y 5.3 del Contrato.

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

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** En relación con las actividades propuestas en el Programa de Evaluación, esta Comisión identifica que resultan adecuadas para llevar a cabo la evaluación de la extensión de los Campos Rusco, Écatl y Fósil, dichas actividades permitirían alcanzar los objetivos planteados mediante estudios que sustenten la viabilidad técnica y económica para la perforación de un pozo delimitador en cada una de las áreas a evaluar y, en su caso, las PPP y PAE de las cuales se espera obtener los elementos que permitan incorporar Reservas adicionales.

- **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 al conjunto de actividades que integran el Programa de Evaluación, esta Comisión señala que el Operador dispondría de mayores elementos técnicos para estar en posibilidades de confirmar la extensión de los Campos, actualizar el cálculo de los volúmenes originales de hidrocarburos, y de manera preliminar poder estimar las Reservas en el Área de Evaluación.

- **La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.** La Comisión concluye que el Programa de Evaluación considera la aplicación de tecnologías adecuadas para la evaluación del yacimiento, la cual le permitirá al Operador obtener la información necesaria para llevar a cabo una oportuna toma de decisiones. La tecnología por utilizar se asocia principalmente a la actividad de perforación, así como a la toma de información, a través de registros geofísicos, muestras roca y fluidos, pruebas de producción y su correspondiente análisis.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.** Con base en la información que integra el Programa de Evaluación y de los resultados que el Operador espera del total de sus actividades, principalmente, la perforación de pozos delimitadores, la toma registros y las PPP y PAE, el Operador estará en posibilidades de determinar la comercialidad del Descubrimiento aunado a la generación de nueva información geológica del subsuelo. En este sentido, se señala que dichas actividades, 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.** De acuerdo con la información presentada en el Programa de Evaluación, el Operador espera la producción de Gas no asociado el cual será aprovechado en términos de lo previsto en la Cláusula 5.4.

- **La observancia de las mejores prácticas de la Industria a nivel internacional para la Caracterización y Delimitación.** Se señala que la secuencia de actividades del Programa de Evaluación es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la Caracterización y Delimitación del Área de Evaluación. En este sentido, el Operador tiene programados estudios, perforación de 3 pozos delimitadores, toma de información con registros geofísicos, núcleos y muestras de canal, así como las PPP y PAE, entre otras. Por lo tanto, se identifica que las

actividades del Programa de Evaluación son acordes con las Mejores Prácticas en el contexto internacional para la fase de evaluación.

- **La congruencia del Programa de Evaluación con el Plan de Exploración.** Las actividades detalladas en el presente documento son congruentes con las actividades exploratorias que permitieron visualizar a partir de la actualización de los modelos geológicos que las estructuras de los descubrimientos podrían extenderse más allá de lo previsto en el Plan de Desarrollo para la Extracción, ya que están orientadas a reducir la incertidumbre respecto a la extensión de las estructuras y continuidad de los yacimientos, de conformidad con 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 consistente con evaluar el Oligoceno (Formación Vicksburg), por lo que las actividades del Plan de Exploración vigente podrán continuar en la prospección de nuevas oportunidades en el Área Contractual, incluso en los traslapes con el área de Evaluación, siempre que estas sean debidamente identificadas con las que corresponden a la evaluación, objeto del presente documento, con las que sean exploratorias.

- **Cumple con las obligaciones del Operador previstas en el Contrato, en el que se detallan brevemente los siguientes rubros:**

- La duración del Programa de Evaluación considerando el Periodo de Evaluación establecido en la Cláusula 5.3 del Contrato de hasta 36 meses a partir de su aprobación.

En este sentido, el desarrollo de las actividades propuestas en el Programa de 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.

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

El Programa de Evaluación presentado fue elaborado conforme a lo establecido en el Anexo I, apartado II, de los Lineamientos, de conformidad con la Cláusulas 5.2. y 5.3 del Contrato, así como la demás normatividad aplicable.

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

Se observa que, con los estudios propuestos, la perforación de los pozos delimitadores y la integración e interpretación de la información que se obtenga, se tendrán elementos suficientes para la evaluación de las estructuras completas asociadas a la conceptualización de la extensión de los Campos Écatl y Fósil, en los niveles OV-26 y OV-28, así como el Campo Rusco en el nivel OV-3_3.

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

Se identifica que con las actividades propuestas por el Operador obtendrá elementos técnicos para definir con mayor certidumbre la volumetría de las áreas a evaluar y en su caso, llevar a cabo la Declaratoria de Comercialidad. Para lo cual, al concluir las actividades del Programa de Evaluación deberá integrar y presentar ante esta Comisión, un Informe de Evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 52 y en su caso, la Declaración de Descubrimiento Comercial conforme al artículo 56 de los Lineamientos.

- Que la solicitud considera la reevaluación de los Campos Rusco, Écatl y Fósil en términos de la Cláusula 5.2 del Contrato.

De manera adicional se observa que, con el eventual desarrollo de las actividades establecidas en el Programa de Evaluación, estaría ejerciendo su derecho plasmado en el Contrato en materia de la reevaluación de campos.

Es de destacar que el presente Dictamen, relacionado con el Programa de Evaluación, la Comisión se pronuncia únicamente por aquellas actividades comprendidas a partir de la fecha de solicitud de aprobación del Programa de Evaluación hacia adelante en el tiempo hasta la conclusión de la última actividad del Programa de Evaluación.

Finalmente, se hace del conocimiento del Operador la presente aprobación no representa un pronunciamiento respecto de las obligaciones relacionadas con lo estipulado en la Clausula 7 del Contrato.

IX. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la DGDE, la DGMyCP y la DGPyEE proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido **favorable** la aprobación del Programa de Evaluación para los Campos Rusco, Écatl y Fósil asociados al Contrato.

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, 45, 47, 48, 49 y el Anexo I apartado II de los Lineamientos, así como el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI y de la LORCME y las Cláusulas 5.2 y 5.3 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, 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 menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Programa, el Operador deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato.

Elaboró	**Validó**
Mtra. Sandra Valle Hernández Subdirectora de Área	**Ing. Jennifer Elliott Cruz** Directora General de Dictámenes de Exploración

Autorizó

Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
Titular de la Unidad Técnica de Exploración
y su Supervisión