

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

2023



Dictamen Técnico Programa de Evaluación asociado al Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017

Operador: Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

Mayo de 2023

A handwritten signature in blue ink, followed by a large, stylized scribble or flourish.

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	DATOS GENERALES	5
II.1	DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA	5
II.2	DATOS DEL CONTRATO	5
II.3	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	6
II.4	DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN	8
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN	11
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTÁMEN TÉCNICO	12
V.	PROGRAMA DE EVALUACIÓN	13
V.1	OBJETIVO DEL PROGRAMA	13
V.2	ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN DEL ESCENARIO BASE	16
V.2.A	ESTUDIOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	16
V.2.B	PERFORACIÓN DE POZOS	17
V.3	ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN DEL ESCENARIO INCREMENTAL	20
V.3.A	ESTUDIOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	20
V.3.B	PERFORACIÓN DE POZOS	21
V.4	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	26
V.5	MANEJO Y MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	32
V.4	METAS FÍSICAS	43
V.5	UNIDADES DE TRABAJO ASOCIADAS AL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	44
VI.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	45
VI.1	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE INVERSIONES	45
VI.2	LA CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN ECONÓMICA Y LAS ACTIVIDADES PROPUESTAS	47
VI.3	OPINIÓN	47
VII.	PROGRAMAS ASOCIADOS	47
VII.1	CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	47
VII.2	CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	48
VIII.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	49
IX.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	52



I. INTRODUCCIÓN

El presente Dictamen Técnico se refiere al Programa de Evaluación de la Zona Norte, Zona Galaneño y Campo Parritas, correspondientes al Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017 (en adelante, Contrato) 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 Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración mediante Resolución CNH.E.11.006/19 de fecha 25 de febrero de 2019.

Posteriormente mediante Resolución CNH.E.72.002/2021 del 12 de octubre de 2021 la Comisión aprobó el Periodo Adicional de Exploración hasta por 2 años adicionales contados a partir del vencimiento del Periodo Inicial de Exploración.

Derivado de lo anterior, mediante la Resolución CNH.E.07.001/2022 de fecha 27 de enero de 2022, esta Comisión aprobó la modificación al Plan de exploración para el Periodo Adicional de Exploración y finalmente, modificado mediante Resolución CNH.E.87.002/2022 de 29 de noviembre de 2022

Por otra parte, mediante la Resolución CNH.E.11.007/19 de fecha 25 de febrero de 2019, la Comisión aprobó el Programa de Evaluación el cual fue modificado mediante Resolución CNH.E.55.001/2021 del 3 de agosto de 2021, mismo que consistió en reevaluar los Campos Zona Norte (Euro, Villa Cárdenas, Lempira, Cobres, Guillermo Prieto), Zona Galaneño, Parritas y Dieciocho de marzo.

Asimismo, mediante escrito LEG-2022-792 recibido en esta Comisión el 14 de diciembre de 2022, el Operador presentó el informe de Evaluación asociado a los Campos en reevaluación. Derivado de lo anterior, mediante oficio 240.0251/2023 la Comisión concluyendo, entre otras cosas, que respecto Zona Norte (Euro, Villa Cárdenas, Lempira, Cobres y Guillermo Prieto) y Zona Galaneño (Galaneño, Andrómeda y Elizondo) el Contratista no obtuvo los elementos técnicos suficientes para determinar las dimensiones y extensión de los Campos, volumen original de Hidrocarburos y el potencial productivo, por lo que le informó los

Campos Zona Norte y Zona Galaneño no cumple con los criterios señalados en el artículo 55 de los Lineamientos.

Al respecto, cabe señalar que mediante escrito LEG-2023-08 recibido en esta Comisión el 10 de enero de 2023, el Operador presentó para aprobación de esta Comisión el Programa de Evaluación asociado la reevaluación de las Áreas de Evaluación Zona Norte (Euro, Villa Cárdenas, Lempira, Cobres, Guillermo Prieto), Zona Galaneño (Galaneño, Andrómeda y Elizondo) y Parritas Oeste, 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 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.

[Énfasis añadido]

Cabe señalar que, mediante oficio 240.0120/2023 se suspendió el proceso de evaluación del Programa de Evaluación a partir del 10 de enero de 2023 dado que la Comisión estaba en proceso de análisis del Informe de Evaluación y mediante oficio 240.0263/2023 se concluyó la suspensión del procedimiento.

Para llevar a cabo el análisis técnico del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en el Programa de Evaluación, la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (en adelante, DGMycP) y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPyeE) de la Comisión consideraron el cumplimiento de los artículos 45, 46, 47, 48 y 49 y el Anexo I, apartado II de los Lineamientos.

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

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

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y

II. DATOS GENERALES

II.1 Datos generales del Contratista

El Contratista promovente del Programa de Evaluación para el Área Contractual, es la empresa Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., la cual es una sociedad mercantil constituida 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

Las generalidades del Contrato se muestran en la Tabla 1.

Operador	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
Tipo de Contrato	Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres
Número del Contrato	CNH-R02-L02-A7.BG/2017
Modalidad	Licencia

Vigencia	30 años a partir de la fecha efectiva del Contrato (8 de diciembre de 2017)
Periodo de Evaluación	Hasta veinticuatro (24) meses contados a partir de la aprobación del Programa de Evaluación, en el caso de descubrimiento de Gas Natural No Asociado, tendrá una duración de hasta treinta y seis (36) meses.

Tabla 1. Datos del Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contrato)

II.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual se ubica al norte del estado de Tamaulipas entre los municipios de Valle Hermoso y Matamoros, dentro de la provincia Petrolera de Burgos. Cuenta con un área aproximada de 445.008 km², con elevaciones del terreno que van de 0 a 30 metros sobre el nivel del mar (Figura 1). Los límites del Área Contractual se encuentran definidos por los vértices que se muestran en la Tabla 2.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97° 43' 30"W	25° 51' 00"N	9	97° 45' 00"W	25° 33' 30"N
2	97° 41' 00"W	25° 51' 00"N	10	97° 48' 00"W	25° 33' 30"N
3	97° 41' 00"W	25° 49' 00"N	11	97° 48' 00"W	25° 39' 00"N
4	97° 39' 00"W	25° 49' 00"N	12	97° 46' 00"W	25° 39' 00"N
5	97° 39' 00"W	25° 45' 30"N	13	97° 46' 00"W	25° 48' 00"N
6	97° 40' 00"W	25° 45' 30"N	14	97° 50' 00"W	25° 48' 00"N
7	97° 40' 00"W	25° 35' 30"N	15	97° 50' 00"W	25° 55' 00"N
8	97° 45' 00"W	25° 35' 30"N	16	97° 43' 30"W	25° 55' 00"N

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.
(Fuente: Comisión, con información del Contratista).

Las actividades amparadas en el Contrato pueden ser realizadas sin restricciones de profundidad en toda la columna geológica dentro del Área Contractual.

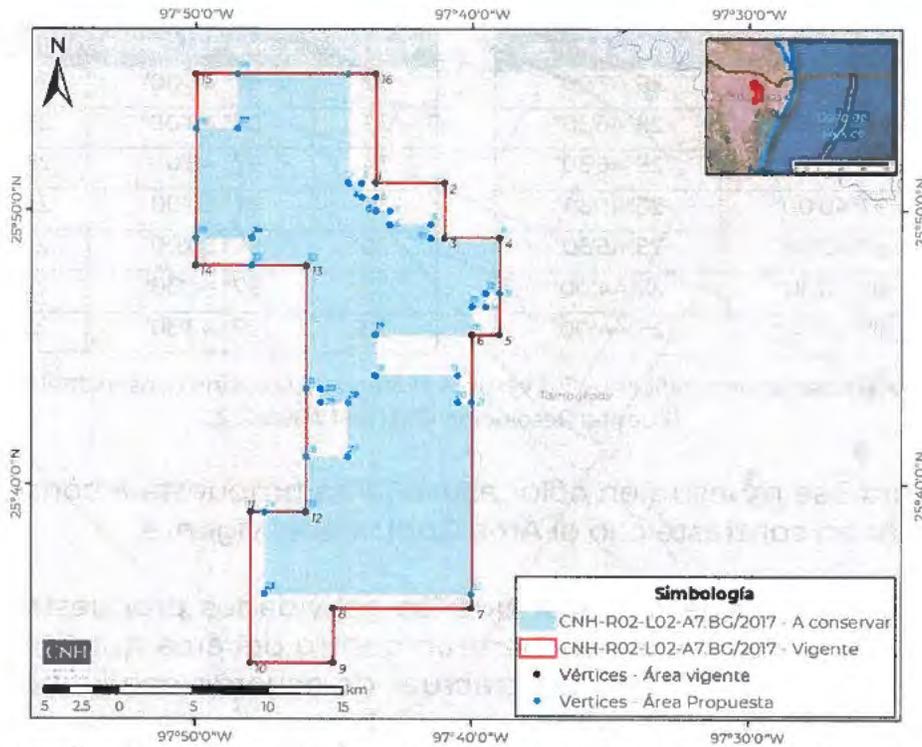
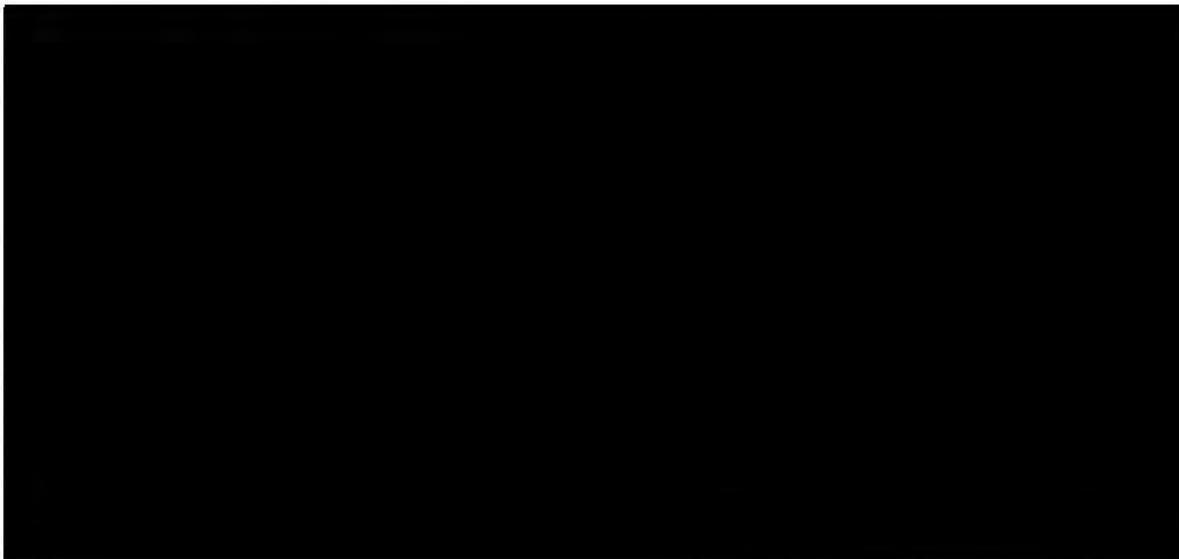


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual vigente y área que el Operador propone conservar.

(Fuente: Comisión con datos de Operador)

Asimismo, cabe señalar que mediante Resolución CNH.E.91.009/2022 de fecha 13 de diciembre de 2022, esta Comisión inició e instruyó la tramitación del procedimiento de Terminación Anticipada por reducción y devolución de una parte del área Contractual del Contrato, que en su Considerando **TERCERO. ÁREA OBJETO DE DEVOLUCIÓN** indica que la solicitud del Operador considera los vértices geográficos que continuaran siendo objeto del Contrato los que se muestran en la siguiente tabla:



[Handwritten signature and initials in blue ink]

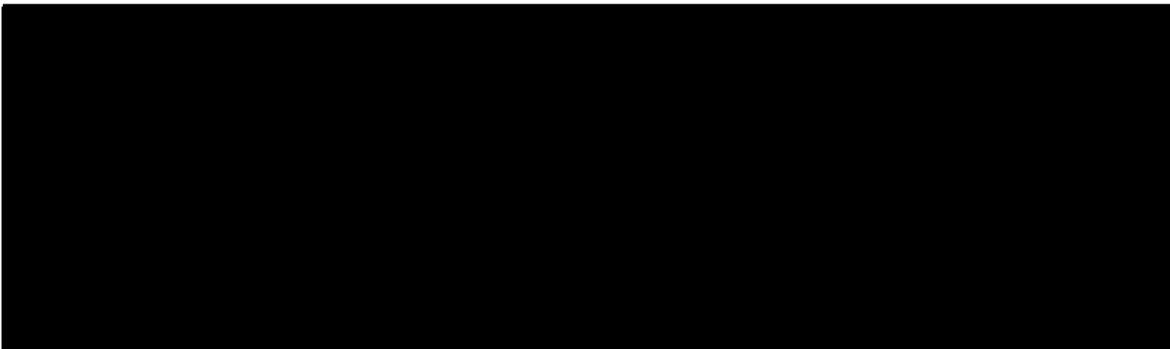


Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices el área que propone conservar el Operador.
(Fuente: Resolución CNH.E.91.009/2022)

En la Figura 1 se muestra en color azul el área propuesta a conservar por el Operador en contraste con el Área Contractual vigente.

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.91.009/2022, sin embargo, se advierte que no es materia de aprobación dentro del presente Dictamen Técnico.

II.4 Datos del Área de Evaluación

En relación con el análisis de la información existente, el Área de Evaluación correspondiente con la reevaluación de los campos Euro, Villa Cárdenas, Guillermo Prieto, Galaneño y Parritas, los cuales el Operador ha a consolidado en 3 áreas de evaluación, que agrupa de la siguiente manera:

Zona Norte

Corresponde a la reevaluación de los campos Euro, Villa Cárdenas y Guillermo Prieto, así como los pozos Lempira-1 y Cobres-1 (ubicados en la parte norte del Área Contractual), los cuales de acuerdo con el nivel de conocimiento que cuenta el Operador determinó que los campos se encuentra dentro de la misma estructura geológica y han sido productores en las Formaciones [REDACTED] lo anterior dado que el Operador no ha identificado que existan cambios de facies significativos y/o elementos estructurales que supongan una compartimentalización dentro de la estructura geológica, con las siguientes características:





Tabla 4. Datos generales del área de Evaluación Zona Norte.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Las coordenadas que delimitan el área de Evaluación Zona Norte se circunscriben con los vértices que se enlistan en la Tabla 5.

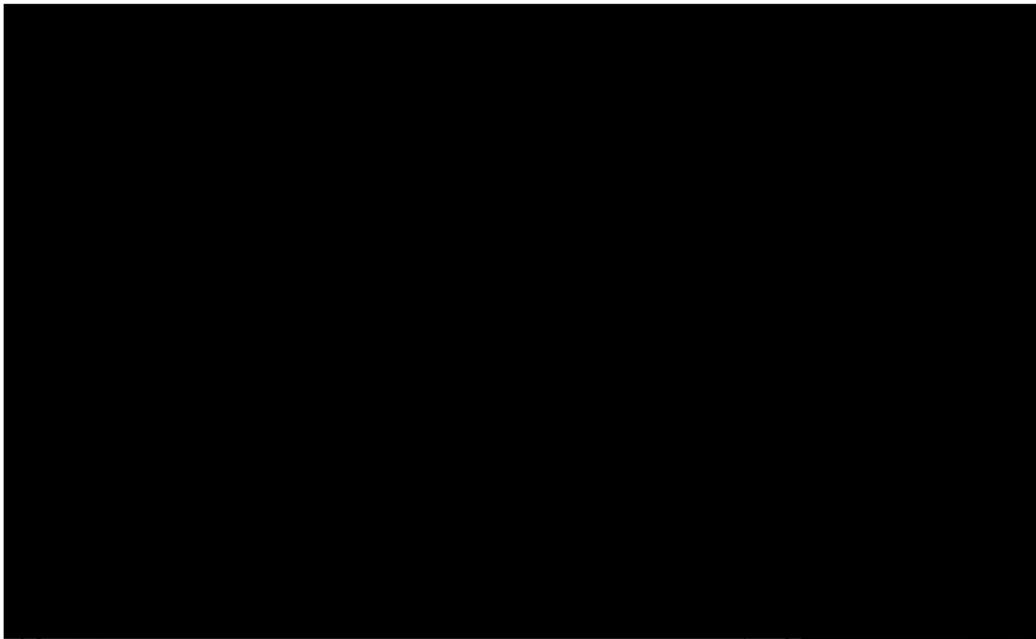


Tabla 5. Coordenadas geográficas de los vértices del Área de Evaluación del Zona Norte.
(Fuente: Operador)

Parritas Oeste

El Operador indica que derivado de la reinterpretación sísmica que ha realizado en el área Contractual identificó un ambiente fluvio-deltaico que proporcionó depósitos de lutitas alternadas con areniscas, el modelo estructural definido por el operador identifica al que el campo Parritas se divide en dos bloques Oeste y Este divididos por una falla no conductiva, por lo que propone la reevaluación de este campo.

El Área de Evaluación se concentra en el bloque Oeste y cuenta con las siguientes características:



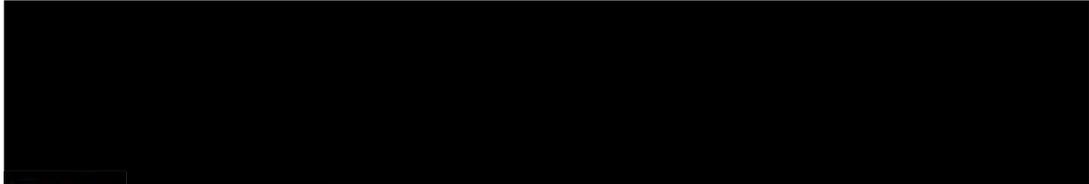


Tabla 6. Datos generales del área de Evaluación Parritas Oeste.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Las coordenadas que delimitan el Área de Evaluación asociada al campo Parritas Oeste se enlistan en la Tabla 7.

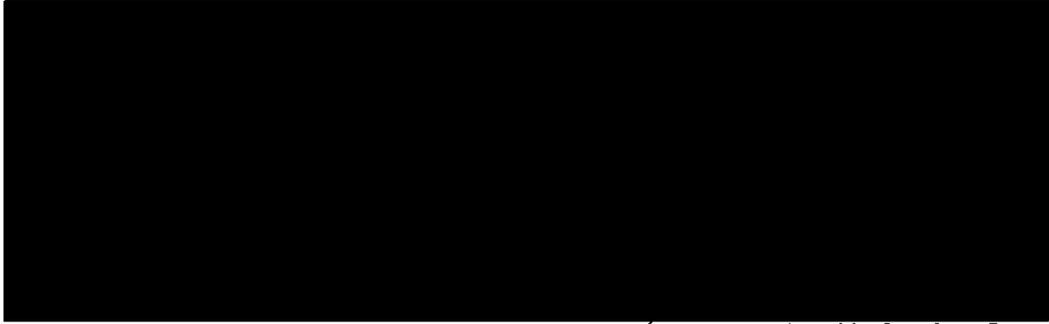


Tabla 7. Coordenadas geográficas de los vértices del Área de Evaluación Parritas Oeste.
(Fuente: Operador)

Zona Galaneño

El Operador indica que los pozos Galaneño-1 y Andromeda-1 se localizan dentro de la misma estructura principal, asimismo, no ha identificado cambios de facies que supongan compartimentalización, por lo que consolida los campos Galaneño, Elizondo y Andrómeda en una sola estructura a la que denomina Zona Galaneño, en este sentido propone la reevaluación de esta área.

El Área de Evaluación Zona Galaneño de manera general cuenta con las siguientes características:

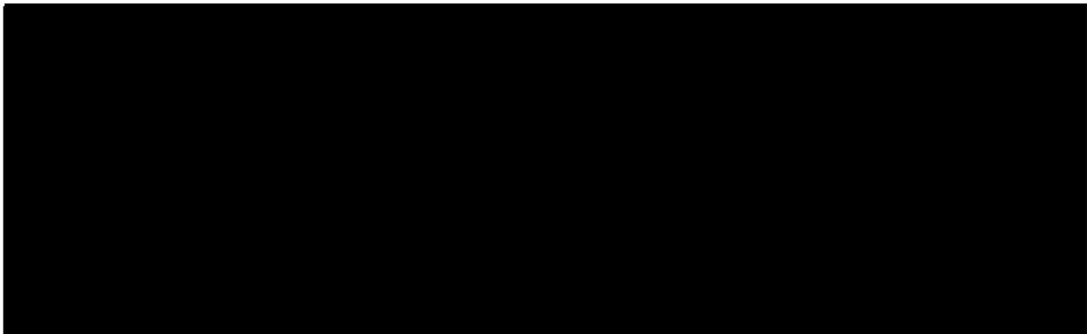


Tabla 8. Datos generales del área de Evaluación Zona Galaneño.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Las coordenadas que delimitan el área de Evaluación Zona Galaneño se circunscriben con los vértices que se enlistan en la Tabla 9.



Tabla 9. *Coordenadas geográficas de los vértices del Área de Evaluación del Zona Galaneño.*
(Fuente: Operador)

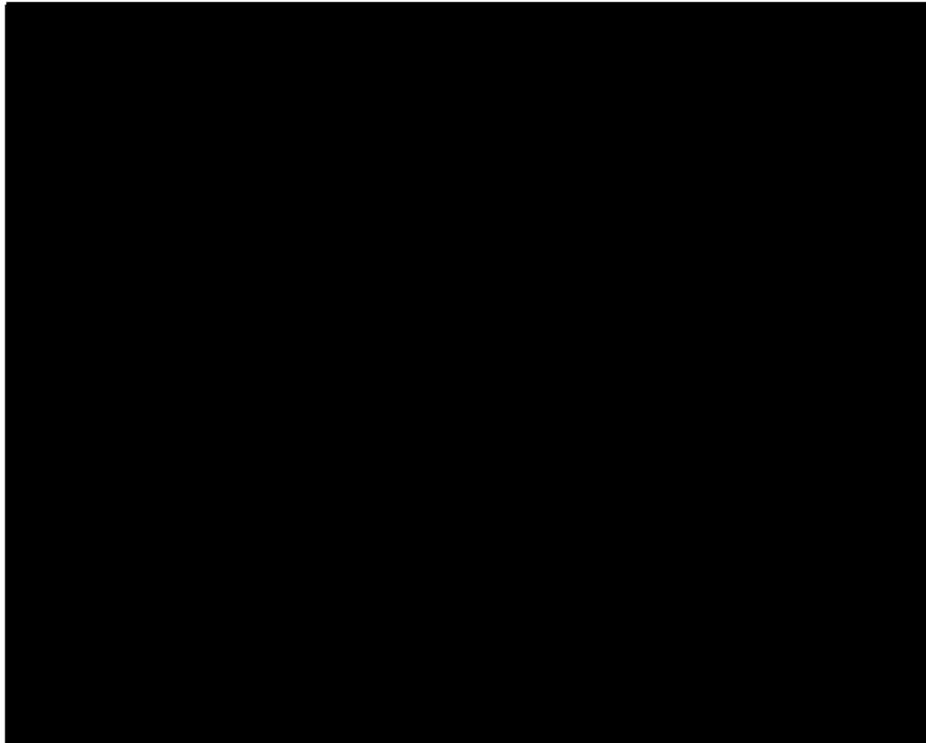


Figura 2. *Localización de las Áreas de Evaluación y vértices asociados.*
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

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

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen para el Programa de Evaluación involucró la participación de las DGDE, DGMycP y DGPyEE.

Además, se envió la información proporcionada por el Operador a la Secretaría de Economía (en adelante, Secretaría) y a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA o Agencia) para que, en el ámbito de sus competencias, dichas instituciones realicen la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional y Programa de Capacitación y

Transferencia de Tecnológica y del Sistema de Administración de Riesgos, respectivamente.

La Figura 3 muestra, en un contexto generalizado, la relación cronológica para la 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.002/2023 de la DGDE de esta Comisión.

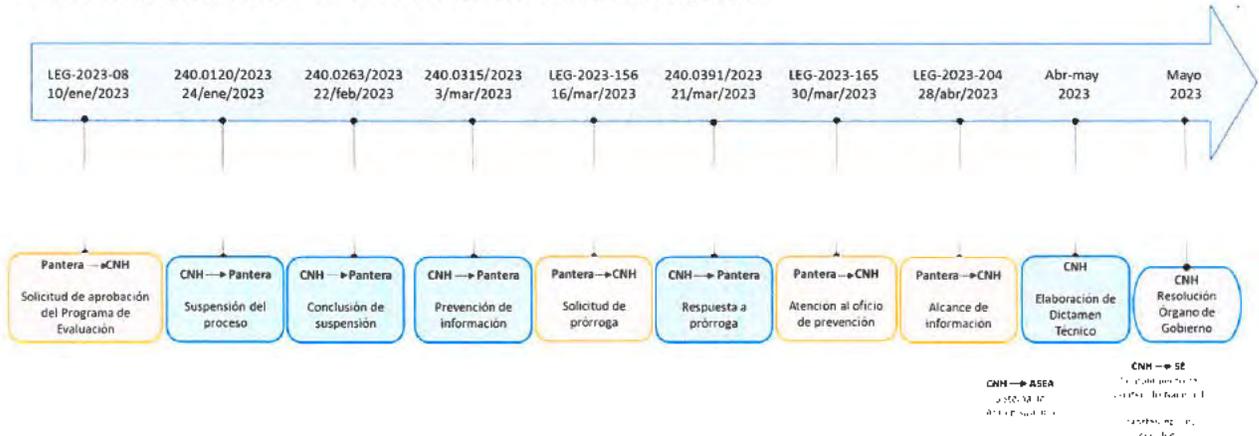


Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión)

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTÁMEN 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, se verificó que las actividades propuestas el Operador en el Programa de Evaluación fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética respecto a la observancia de las siguientes bases:

- o Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- o La reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos contingentes, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- o La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de Hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;

- o Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos en beneficio del país, y

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 Zona Norte, Zona Galaneño y Parritas Oeste.

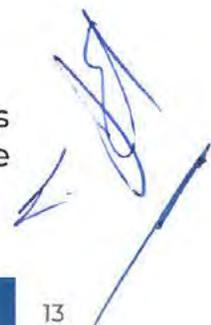
Asimismo, la Solicitud de aprobación del Programa cumple con los requisitos establecidos en el artículo 45 de los Lineamientos, conforme a los siguiente:

- 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

V.1 Objetivo del Programa

El objetivo del Programa de Evaluación es caracterizar y delimitar las estructuras geológicas completas que potencialmente forman parte de



los yacimientos Zona Norte, Zona Galaneño y Parritas Oeste descubiertos por el Operador anterior, para poder determinar si dichas extensiones pueden considerarse como Descubrimientos Comerciales y eventualmente ser incorporados al Plan de Desarrollo del Área Contractual.

Para completar su objetivo, el Operador propone llevar a cabo actividades distribuidas en 2 escenarios operativos a los que define como Escenario Base y Escenario Opcional y/o Incremental. En este contexto, el Escenario base contiene las actividades mínimas a realizar que permitan confirmar la presencia del yacimiento asociado a la Zona Norte mediante la perforación de localizaciones delimitadoras así como actualizar las estimaciones realizadas y con ello sustentar la decisión de la perforación de pozos delimitadores en el Escenario Incremental en la Zona Galaneño y Parritas, así como pruebas de producción y adquisición de información de pozos y 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 4).



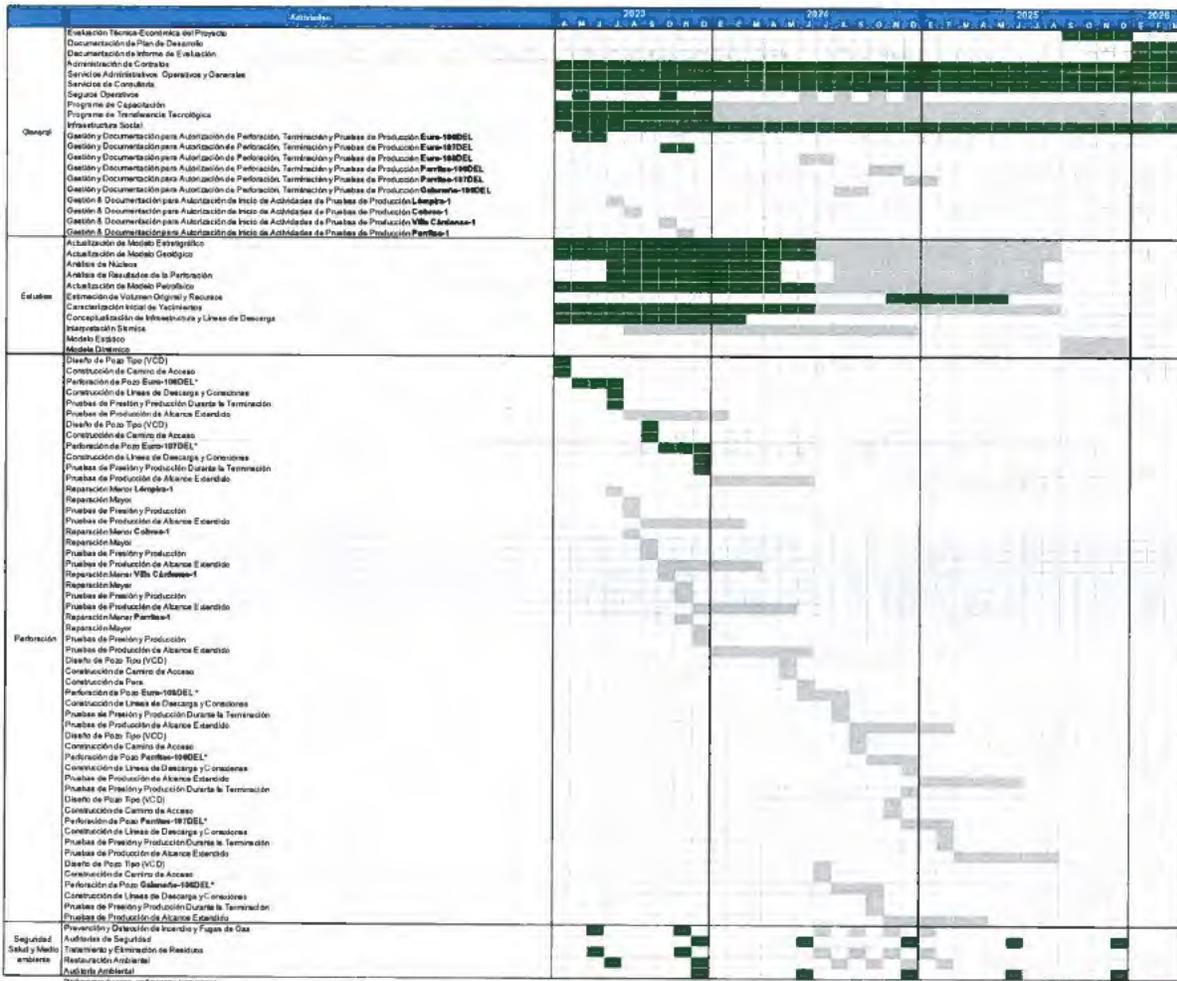


Figura 4. Cronograma de Actividades propuesto por el Operador para el Programa de Evaluación.
(Fuente: Operador)

Como parte de las actividades propuestas en el Programa de Evaluación, existen algunas cuya ejecución podría haber iniciado previo a la emisión del presente Dictamen Técnico, situación que corresponde a la naturaleza técnica de las mismas, que son necesarias y se identifican como actividades de gabinete, sin que ello implique trabajo de campo.

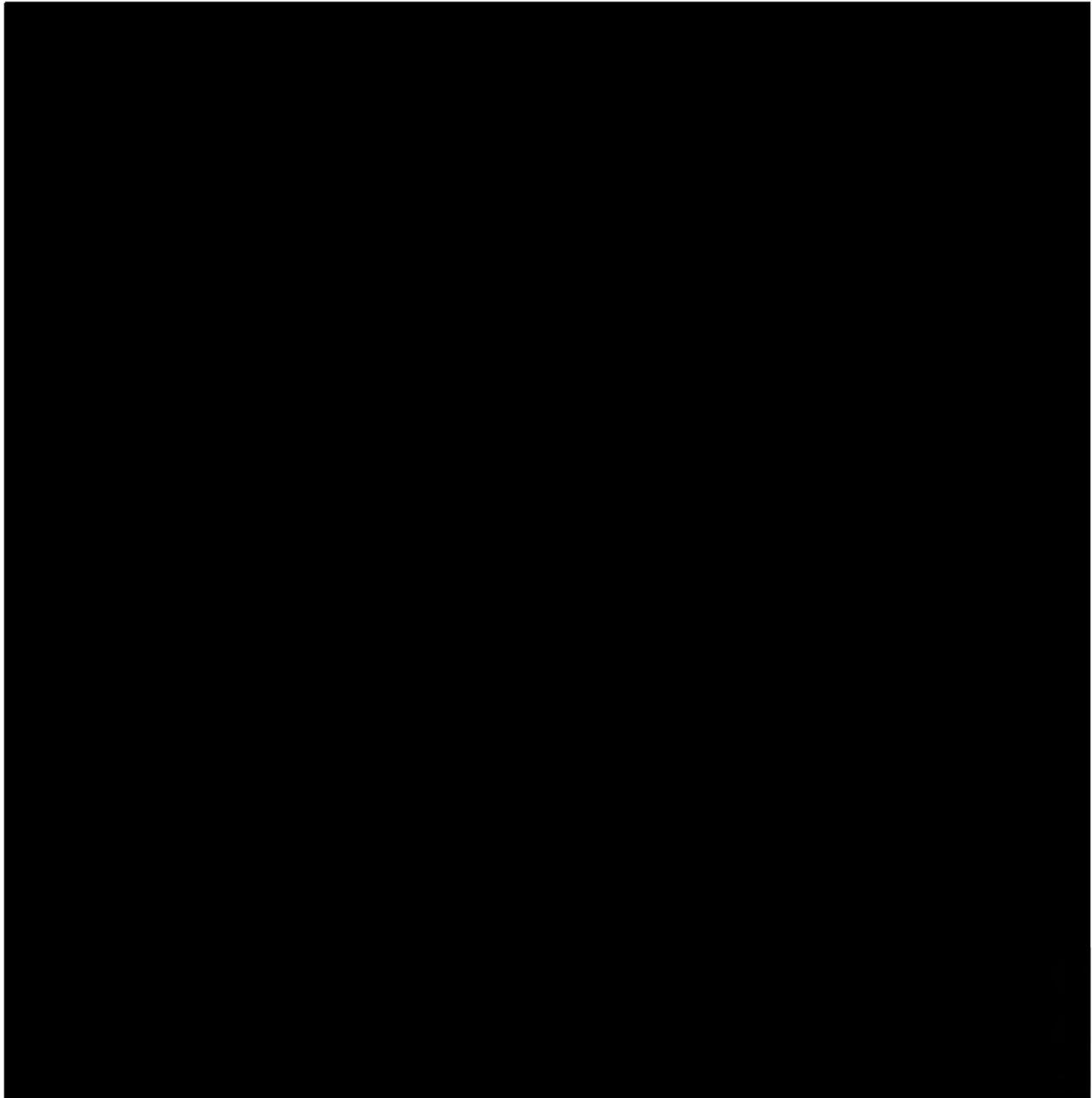
No obstante, para aquellas actividades que no son de gabinete, el Operador deberá tener la aprobación del Programa de Evaluación, y en su caso, las autorizaciones correspondientes para iniciar su ejecución.

Asimismo, se advierte que, una vez que el Operador cuente con los elementos técnicos necesarios que permitan definir la ejecución del Escenario Incremental al amparo del Programa de Evaluación, deberá dar aviso a esta Comisión.

V.2 Actividades de Evaluación del Escenario Base

El Escenario Base del Programa de Evaluación considera la actualización de diferentes modelos (geológico/estructural, estratigráfico y Petrofísico), Estimación de volumen Original y Recursos, Caracterización Inicial de Yacimientos, perforación de 2 pozos delimitadores, pruebas de presión producción durante la terminación, análisis de núcleos y resultados de la perforación, actividades asociadas a la perforación, las cuales se describen a continuación.

V.2.a Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos



Handwritten blue ink marks, including a signature and a checkmark, are visible in the bottom right corner of the page.

Tabla 10. 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.2.b Perforación de pozos

En las actividades del Programa de Evaluación el Contratista propone la perforación de 2 localizaciones delimitadoras (Euro-106DEL y Euro-107DEL) con el objetivo de evaluar el área de Evaluación a la que el Operador denomina Zona Norte, que de acuerdo con las interpretaciones del Contratista se caracteriza como una estructura plegada con eje Norte-Sur, encontrándose su parte más alta hacia el sur y decreciendo hacia el Norte.

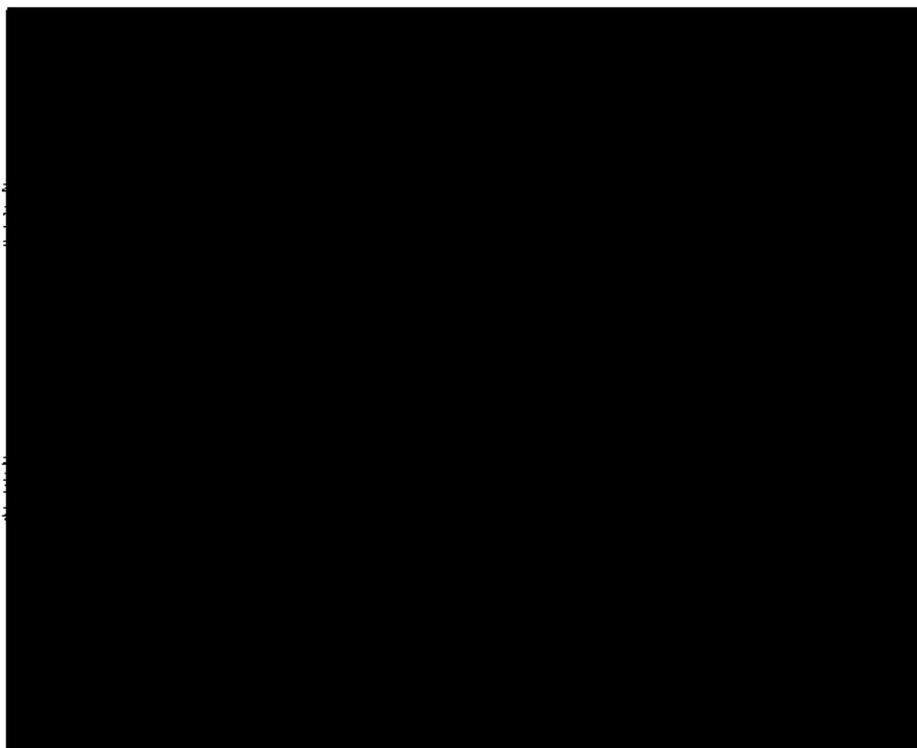
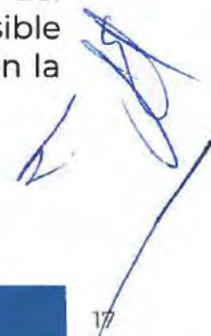


Figura 5. Ubicación de los pozos delimitadores propuestos en el Escenario Base del Programa de Evaluación.

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Asimismo, en relación con la ubicación geográfica de las Áreas de Evaluación y en función de las interpretaciones que se observan en los mapas estructurales y secciones sísmicas (proporcionados por el Operador), se infiere que la estructura geológica asociada a los yacimientos que se están reevaluando, podría extenderse más allá del límite del Área Contractual, por lo que, en relación con un posible yacimiento compartido, el Operador deberá atender lo establecido en la Cláusula 9 del Contrato en materia de Unificación.



- **Euro-106DEL**

La localización Euro-106DEL se ubica en la parte norte de la estructura que el Operador define como Zona Norte, tiene por objetivo evaluar el volumen de hidrocarburos remanente y la extensión hacia el norte de las formaciones [REDACTED] cuyas cimas el Operador determina en las siguientes profundidades:

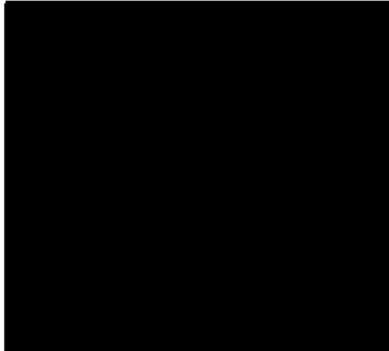


Tabla II. Profundidad de la cima de los objetivos de la localización Euro-106DEL.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

La localización considera un diseño con trayectoria tipo "S" con el que pretende alcanzar los objetivos geológicos planteados hasta llegar a una profundidad total programada de [REDACTED]

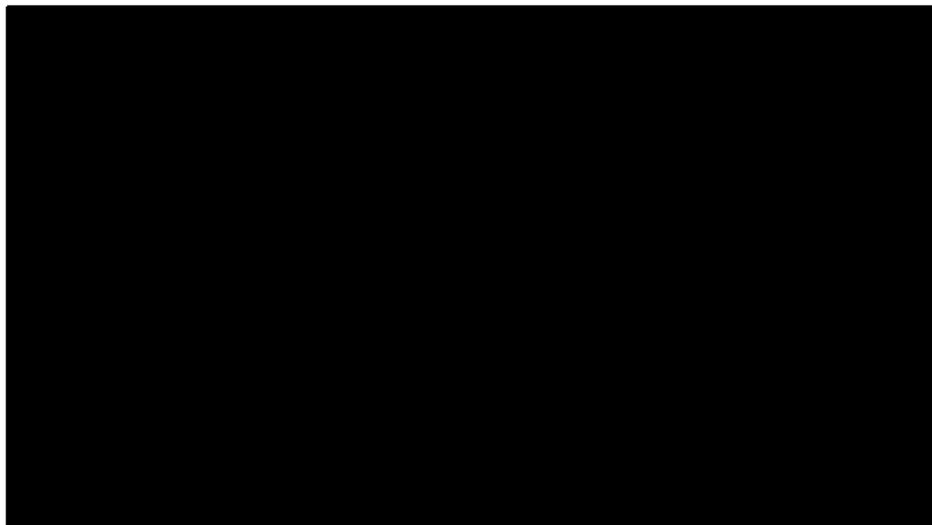


Figura 6. Sección sísmica en profundidad mostrando la trayectoria del pozo delimitador Euro-106DEL
(Fuente: Información del Operador)

- **Euro-107DEL**

La localización Euro-107DEL se localiza en la parte suroeste del área de Evaluación Zona Norte tiene por objetivo evaluar la extensión de las



formaciones [REDACTED] hacia el sur de la estructura, donde el Operador indica que ha observado potencial. Para la perforación del delimitador Euro-107DEL el Operador considera una trayectoria vertical hasta alcanzar los objetivos geológicos cuyas cimas se encuentran en las siguientes profundidades:



Tabla 12. Profundidad de la cima de los objetivos de la localización Euro-107DEL.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

La localización Euro-107DEL considera una profundidad total programada de [REDACTED]

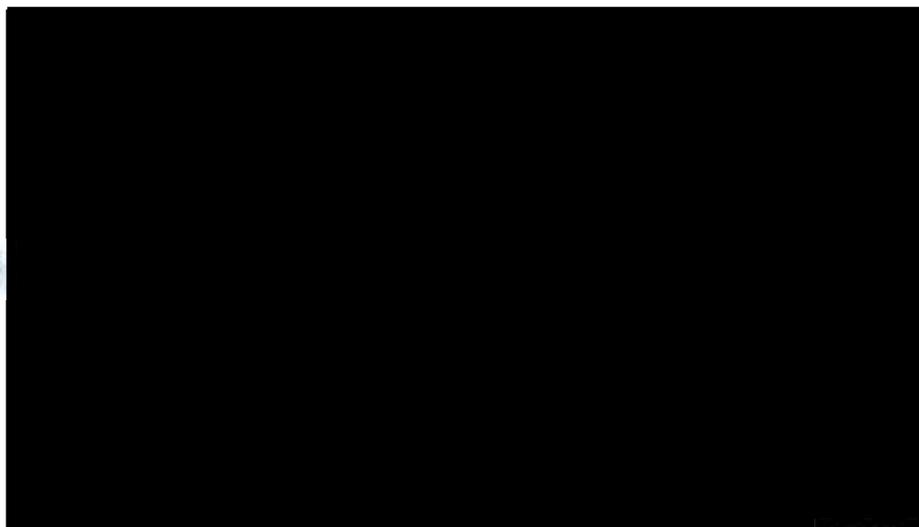


Figura 7. Sección sísmica en profundidad mostrando la trayectoria del pozo delimitador Euro-107DEL.
(Fuente: Información del Operador)

- **Columna geológica estimada de las localizaciones delimitadoras del Escenario Base**

De acuerdo con las interpretaciones sísmico-estructurales realizadas por el Operador supone que la columna geológica probable, es la que se muestra en la Tabla 13.

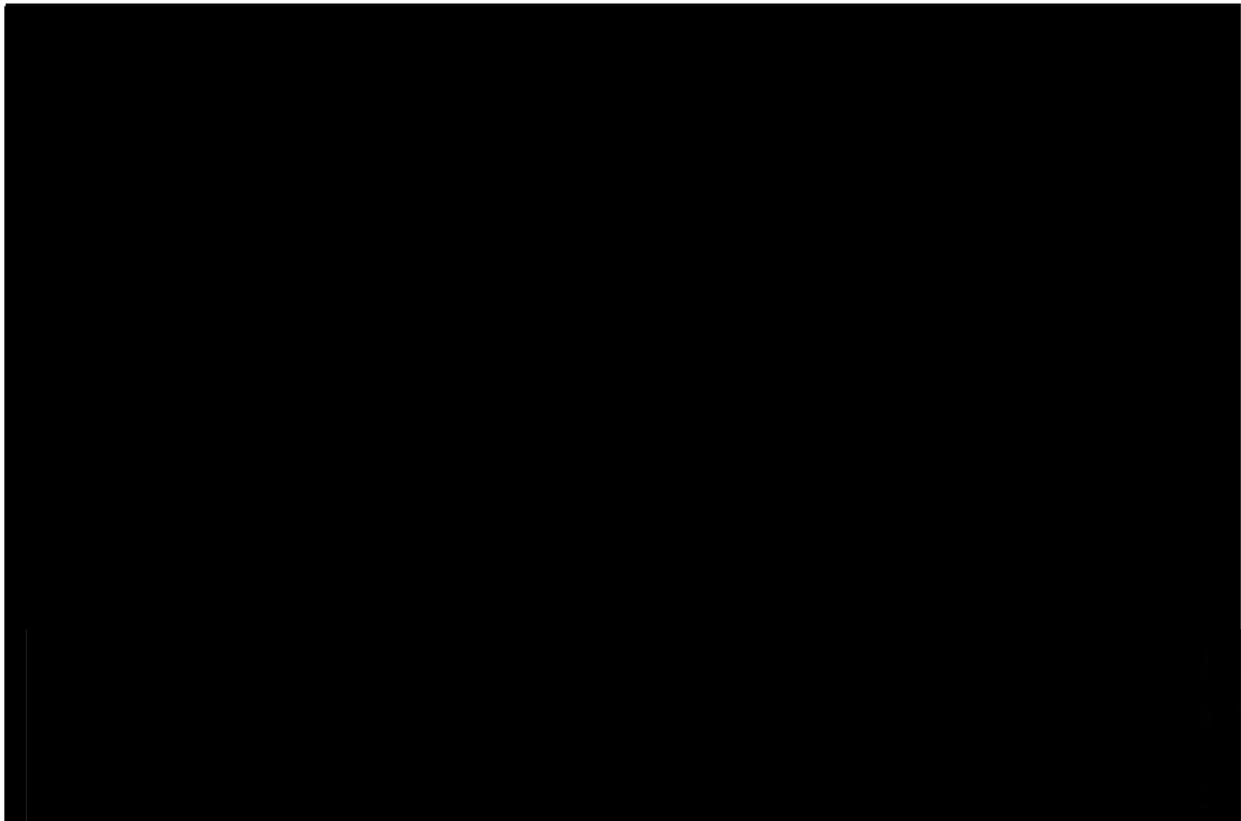


Tabla 13. Columna geológica probable de los pozos delimitadores del Escenario Base.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

V.3 Actividades de Evaluación del Escenario Incremental

El Escenario Incremental del Programa de Evaluación considera la actualización de diferentes modelos (geológico/estructural, estratigráfico y Petrofísico), interpretación sísmica, Caracterización sísmica de Yacimientos, perforación de hasta 4 pozos delimitadores, pruebas de presión producción durante la terminación, Pruebas de alcance Extendido, Reparaciones Mayores (RMA) y Reparaciones Menores (RME), modelos estáticos y dinámicos, análisis de núcleos y resultados de la perforación, actividades asociadas a la perforación, los cuales se describen a continuación.

V.3.a Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos



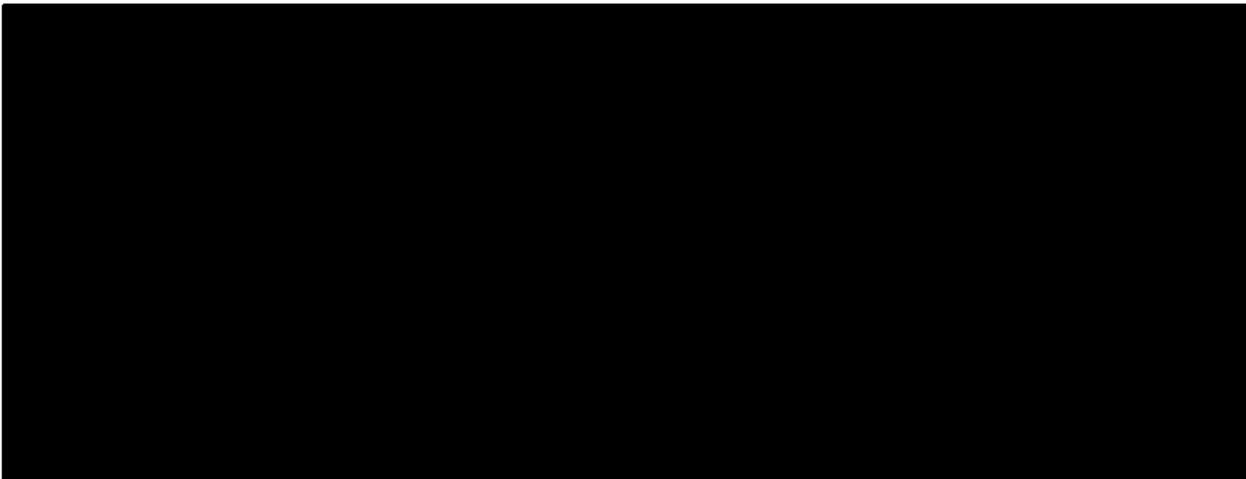


Tabla 14. Estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos a realizar en el Escenario Incremental del Programa de Evaluación.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

V.3.b Perforación de pozos

En las actividades del Programa de Evaluación para el Escenario incremental el Contratista propone la perforación de hasta 4 localizaciones delimitadoras (Euro-108DEL, Galaneño-106DEL, Parritas-106DEL y Parritas-107DEL) con el objetivo de determinar la extensión de los yacimientos asociados a la zona Galaneño (Campo Galaneño, pozo Andromeda-1) y campo Parritas Oeste descubiertos por el Operado anterior.

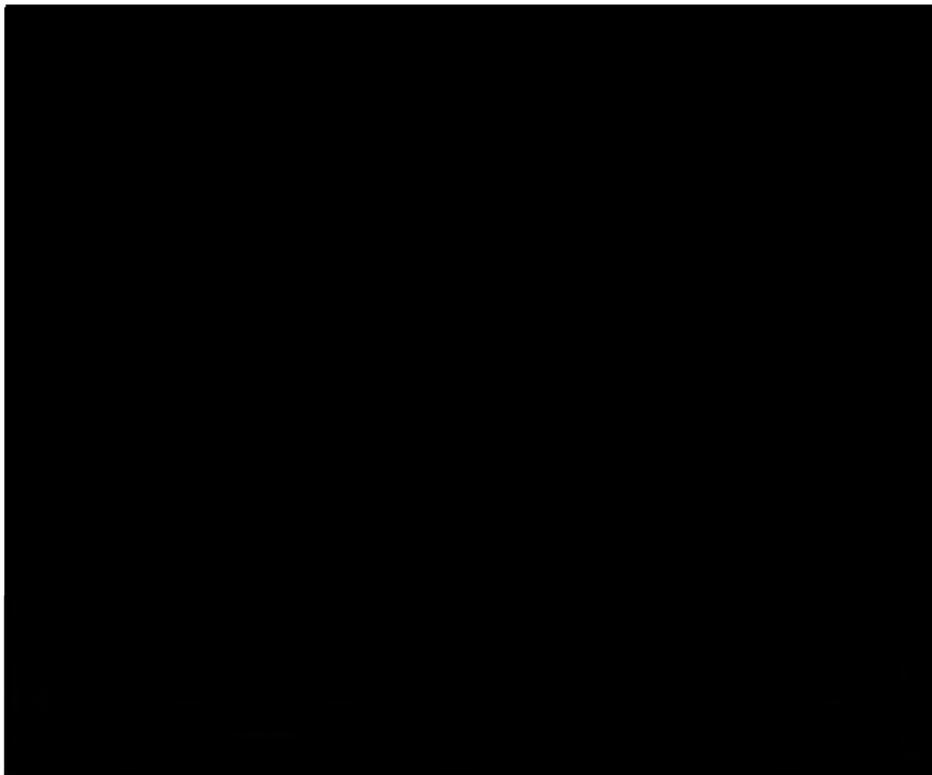


Figura 8. Ubicación de los pozos delimitadores propuestos en el Escenario Incremental, así como las RME y RMA propuestas en el Escenario Incremental del Programa de Evaluación.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

- **Euro-108DEL**

Se localiza en la parte sureste de la estructura que el Operador define como Zona Norte tiene por objetivo evaluar la extensión hacia el sur de las formaciones [REDACTED] cuyas cimas el Operador determina en las siguientes profundidades:

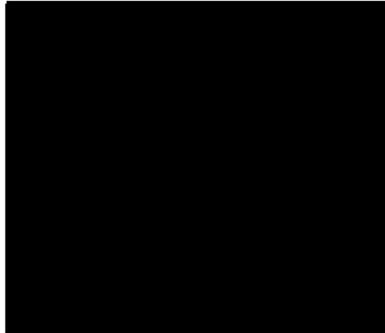


Tabla 15. Profundidad de la cima de los objetivos de la localización Euro-108DEL.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

La localización considera un diseño con trayectoria vertical con el que pretende alcanzar los objetivos geológicos planteados hasta llegar a una profundidad total programada de [REDACTED]

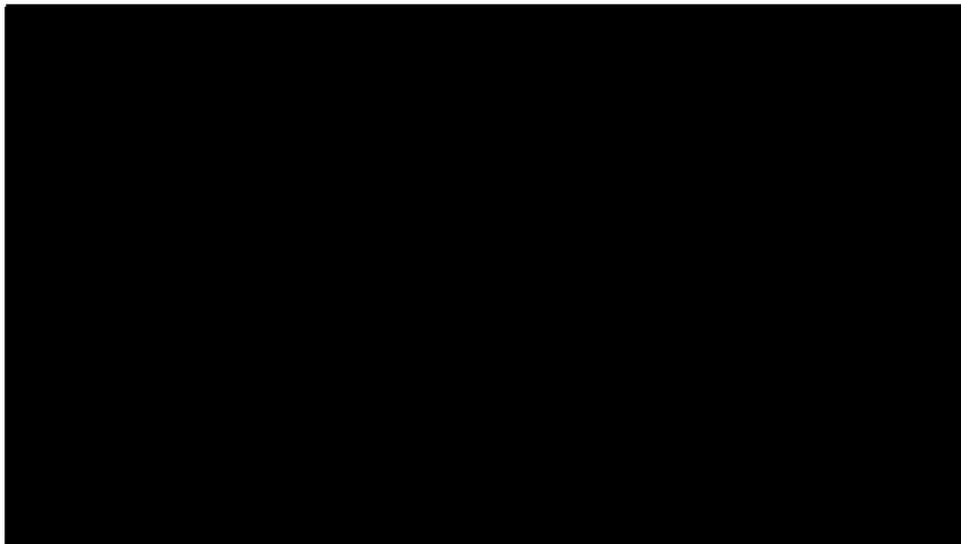


Figura 9. Sección sísmica en profundidad mostrando la trayectoria del pozo delimitador Euro-108DEL
(Fuente: Información del Operador)

- **Parritas-106DEL**

En relación con el área de evaluación asociada al campo Parritas el Operador propone la perforación de las localizaciones delimitadoras

Parritas-106DEL y Parritas-107DEL, para este campo el Operador identifica una estructura dividida en dos sectores principales, Bloque Norte y Bloque Sur, asimismo, de acuerdo con el nivel de información con la que cuenta, el Operador sugiere que el sector norte de la estructura se divide en Bloque Oeste y Bloque Este por una falla no conductiva.

La localización Parritas-106DEL se localizaría en el Campo Parritas en se localiza en la parte central de la estructura asociada al campo Parritas pretende evaluar las formaciones [REDACTED] [REDACTED] considera una trayectoria vertical hasta alcanzar los objetivos geológicos cuyas cimas se encuentran en las siguientes profundidades:

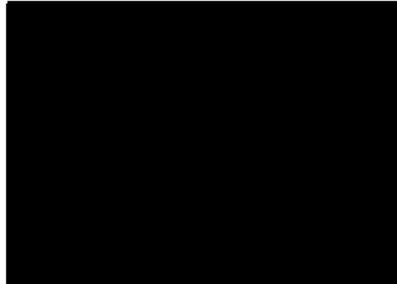


Tabla 16. Profundidad de la cima de los objetivos de la localización Parritas-106DEL.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

La localización Parritas-106DEL considera una profundidad total programada de [REDACTED]

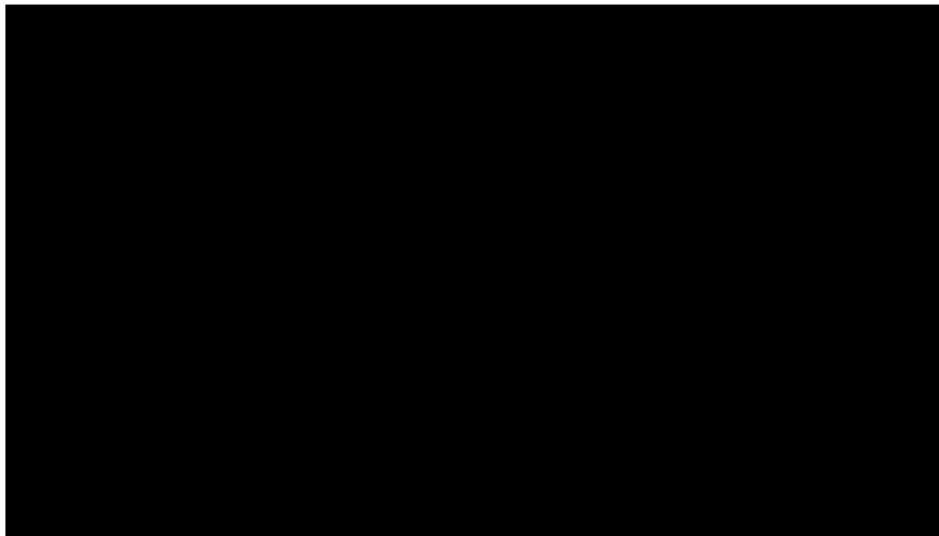
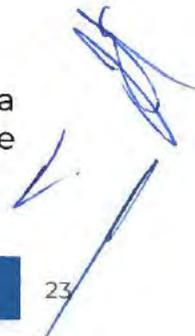


Figura 10. Sección sísmica en profundidad mostrando la trayectoria del pozo delimitador Parritas-106DEL
(Fuente: Información del Operador)

- **Parritas-107DEL**

Parritas-107DEL se localizaría en el Campo Parritas al sur de la localización delimitadora Parritas-106DEL, busca evaluar la extensión de



las formaciones [REDACTED]
considera una trayectoria vertical hasta alcanzar los objetivos geológicos
cuyas cimas se encuentran en las siguientes profundidades:



Tabla 17. Profundidad de la cima de los objetivos de la localización Parritas-107DEL.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

La localización Parritas-107DEL considera una profundidad total
programada de [REDACTED]

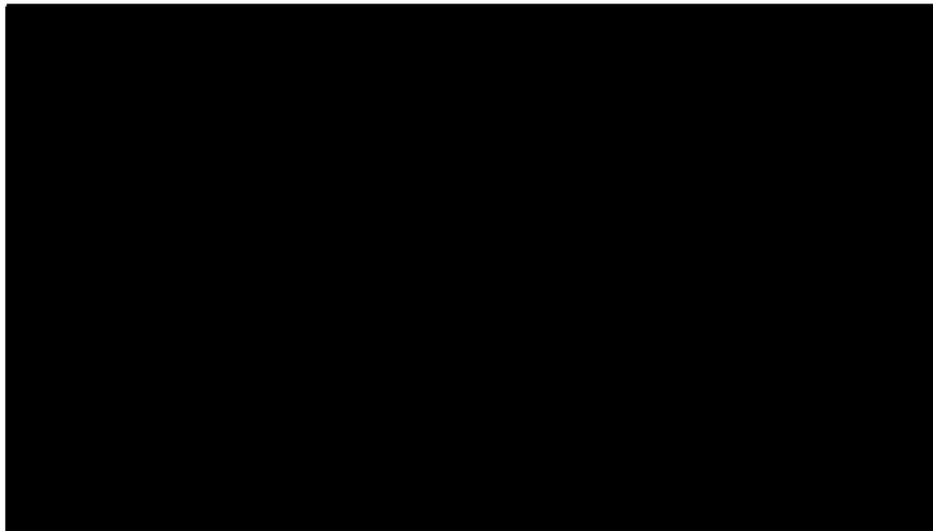


Figura 11. Sección sísmica en profundidad mostrando la trayectoria del pozo delimitador
Parritas-107DEL
(Fuente: Información del Operador)

- **Galaneño-106DEL**

El área evaluación de la Zona Galaneño, de acuerdo con las interpretaciones del Operador se caracteriza por ser una estructura anticlinal que ha mostrado potencial en la formación [REDACTED] para la evaluación de esta área propone la perforación de la localización Galaneño-106DEL.

Esta localización busca evaluar la zona Galaneño, se ubica en la parte central de la estructura cuenta con [REDACTED]
[REDACTED] considera una trayectoria vertical hasta alcanzar los objetivos

geológicos planteados cuyas cimas se encuentran en las siguientes profundidades:



Tabla 18. Profundidad de la cima de los objetivos de la localización Galaneño-106DEL
(Fuente: Comisión con información del Operador)

La localización Galaneño-106DEL considera una profundidad total programada de 

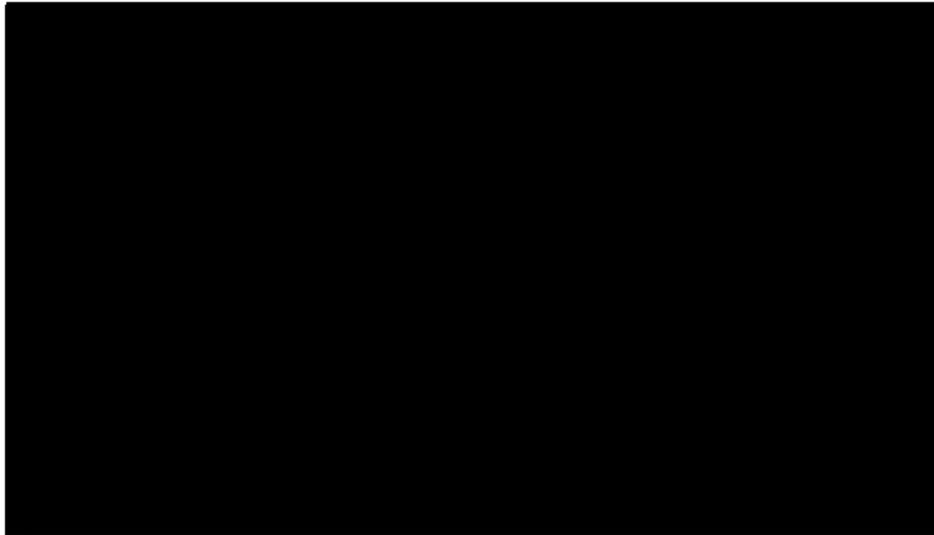


Figura 12. Sección sísmica en profundidad mostrando la trayectoria del pozo delimitador Galaneño-106DEL
(Fuente: Información del Operador)

- **Columna geológica estimada de las localizaciones delimitadoras del Escenario Incremental**

De acuerdo con las interpretaciones sísmico-estructurales realizadas por el Operador supone que la columna geológica probable, es la que se muestra en la Tabla 19.



Tabla 19. Columna geológica probable de los pozos delimitadores del Escenario Incremental.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

V.4 Pruebas de producción

El Programa de Evaluación presentado por el Operador considera la ejecución de 2 Pruebas de Presión-Producción Convencionales (en adelante, PPP) durante la Terminación para el Escenario Base, en las localizaciones delimitadoras Euro-106DEL, Euro-107DEL y 8 PPP considerados en su Escenario Incremental, de las cuales 4 se realizarán en las localizaciones delimitadoras Euro-108DEL, Parritas-106DEL, Parritas-107DEL, Galaneño-106DEL, y 4 en los pozos Lémpira-1, Cobres-1, Villa Cárdenas-1 y Parritas-1.

En caso de que las PPP no proporcione suficiente información para estimar el comportamiento del yacimiento, el Operador considera realizar Pruebas de Alcance Extendido (en adelante, PAE). Los detalles 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.4.a. 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 20 se presentan las premisas de la simulación para los yacimientos que serán evaluados con los pozos delimitadores.

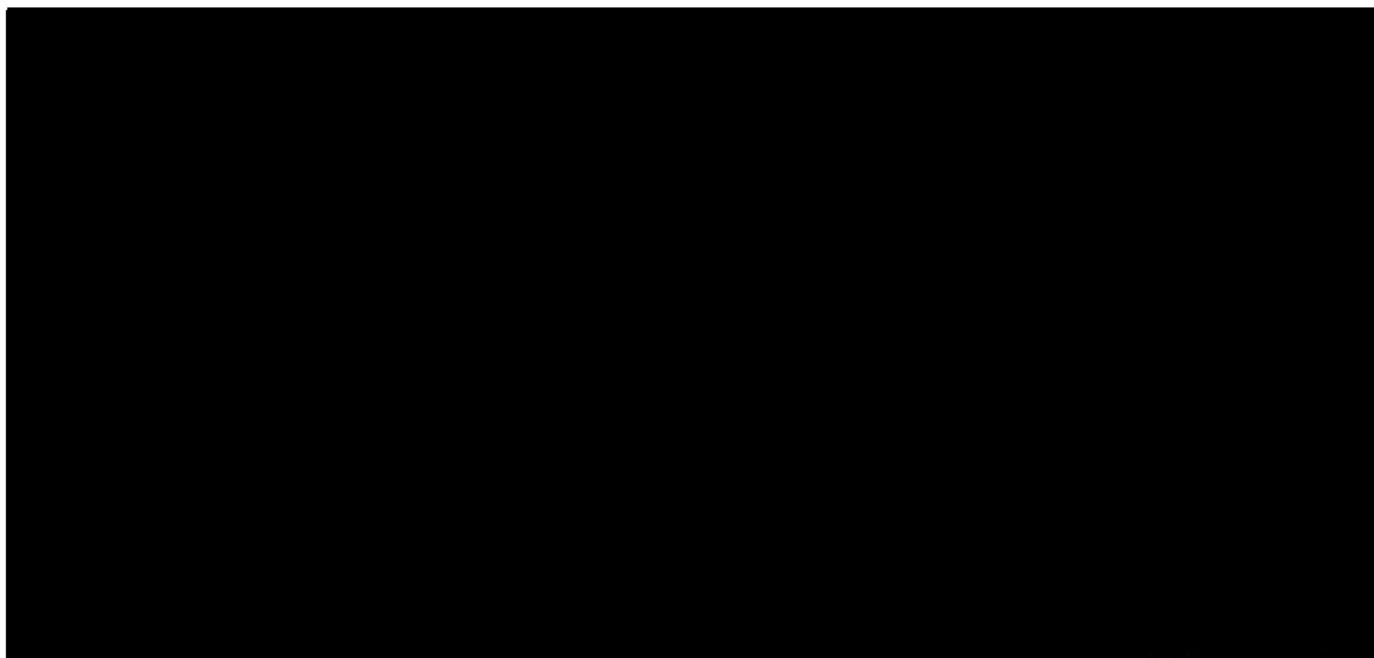
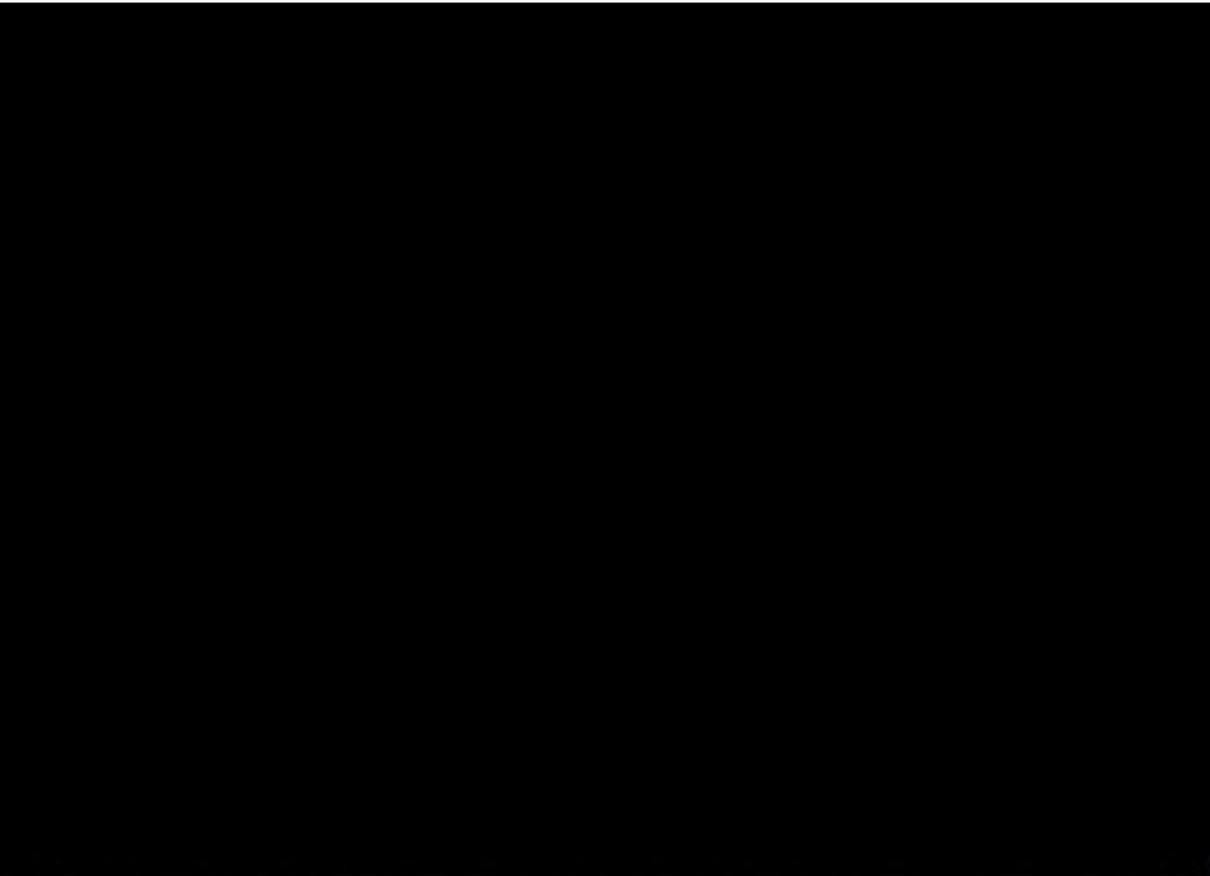


Tabla 20. Premisas de diseño para las pruebas de producción del Programa de Evaluación
(Fuente: Comisión con información del Operador)

V.4.b. 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

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



Los periodos de flujo esperados en cada yacimiento se muestran en la Figura 13.

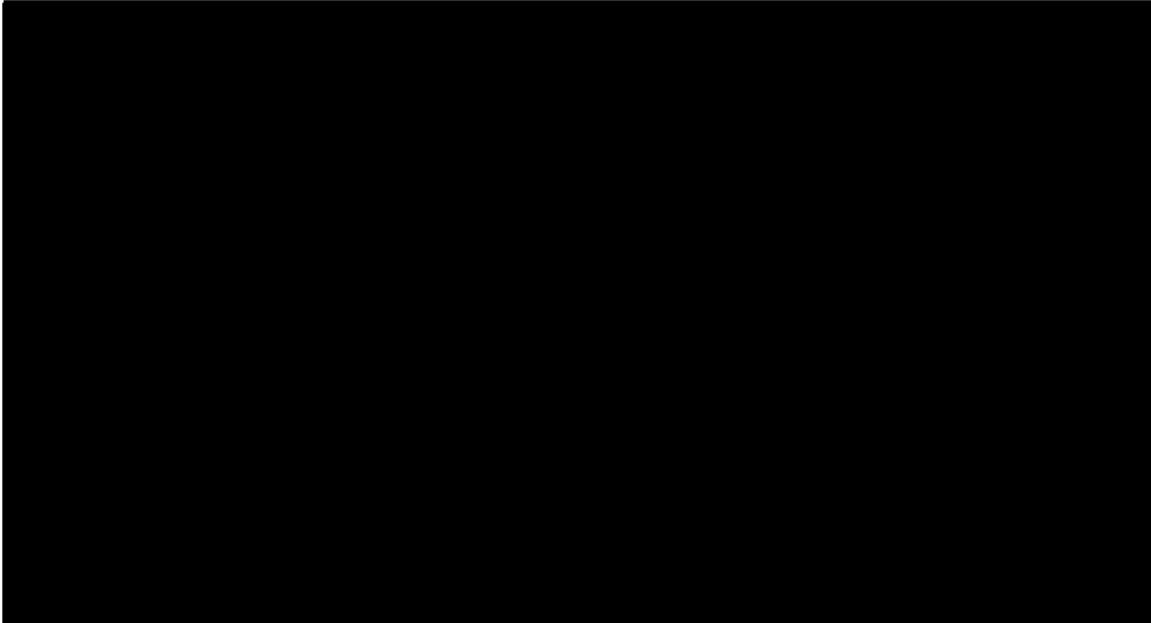


Figura 13. Interpretación de los periodos de flujo.
(Fuente: Información del Operador).

V.4.c. Reparaciones Menores y Mayores

El Operador considera realizar 4 reparaciones Menores (en adelante, RME) y 4 reparaciones Mayores (en adelante, RMA) en el Escenario Incremental con el objetivo de determinar el nivel de presión en los yacimientos con el fin de cuantificar las reservas remanentes en los pozos Lémpira-1, Cobres-1, Villa Cárdenas-1 y Parritas-1. Es de precisar que la ejecución de estas actividades dependerá de las condiciones mecánicas de dichos pozos particularmente por los riesgos operativos que pudieran presentarse. En la siguiente Tabla se muestran los objetivos de las reparaciones.

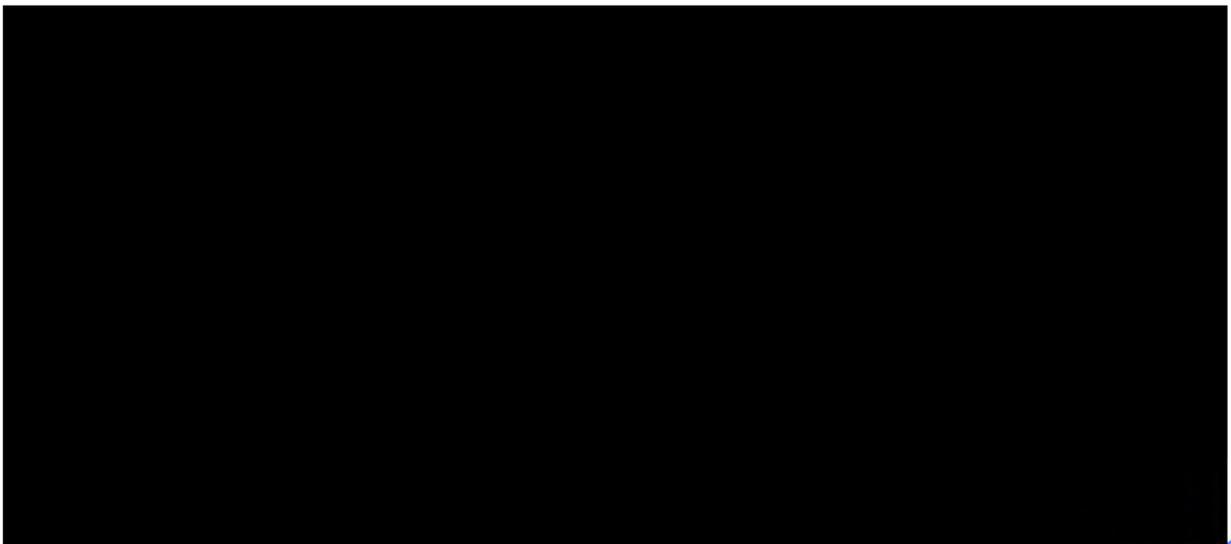


Tabla 21. *Objetivos de las RME y RMA del Escenario Incremental.*
(Fuente: Comisión con información del Operador)

V.4.c. Pruebas de Alcance Extendido (PAE)

El Operador plantea la ejecución de hasta 10 PAE para cada una de las localizaciones delimitadoras y en los pozos perforados. Las PAE tendrán una duración estimada de [REDACTED]

Los objetivos generales de las PAE son:

- Delimitar los horizontes identificados por el Operador para realizar una estimación del volumen original del yacimiento con la finalidad de plantear nuevos pozos de desarrollo.
- Evaluar los distintos intervalos probados por el Operador anterior.
- Evaluar la implementación de nuevas tecnologías de terminación y estimulación hidráulica óptimas para futuros pozos de desarrollo.
- Identificar los límites observados en la información sísmica disponible respecto al contexto estructural y/o estratigráfico.

La Figura 14, se muestra el proceso general de la PAE que se llevará a cabo.

Figura 14. *Proceso representativo de las PAE.*
(Fuente: Información del Operador).

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.

Es importante mencionar que el Operador pretende realizar técnicas de estimulación hidráulica, que comprenden las etapas de Pre-Estimulación y Pos-Estimulación. En la etapa pre-estimulación permitirá conocer los parámetros del yacimiento y así definir el diseño de la estimulación. Para la etapa Post-Estimulación, con los resultados obtenidos, realizará el ajuste del modelo para futuros diseños de estimulación.

El comportamiento esperado de la presión y producción, considerando el tiempo de la prueba, a través de los diferentes periodos de cierre y apertura se muestran en la Figura 15.



Figura 15. Diseño de las PAE.
(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 8 PPP y las 10 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. Derivado de que el Operador pretende llevar a cabo sus pruebas en las localizaciones delimitadores y pozos, 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.

3. 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.
4. Asimismo, la Comisión recomienda al Operador que conforme vaya adquiriendo información adicional de sus yacimientos y fluidos, realice sus estimaciones de productividad de las localizaciones delimitadoras, 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.
5. De igual manera, la Comisión le recomienda al Operador que las actividades de estimulación de las localizaciones delimitadoras cuenten con un diseño óptimo cuidando en todo momento evitar daño a la formación y preservar las condiciones de integridad mecánica de los Pozos.
6. Analizando la información presentada por el Operador, se advierte que durante las PAE se obtendrá una producción promedio acumulada por pozo de [REDACTED]. 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.
7. 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.
8. Finalmente, el Operador deberá hacer uso comercial o aprovechar de conformidad con la Normatividad Aplicable, los Hidrocarburos líquidos y gaseosos que obtenga de las PPP y PAE. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en la Cláusula 5.4 del Contrato.

V.5 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 del Área Contractual A7.BG esta se llevará mediante dos etapas citadas a continuación:

Para la Etapa 1, (ver tabla 1) la Medición consiste en la instalación en las macro peras en cada pozo que inicie pruebas de producción un equipo

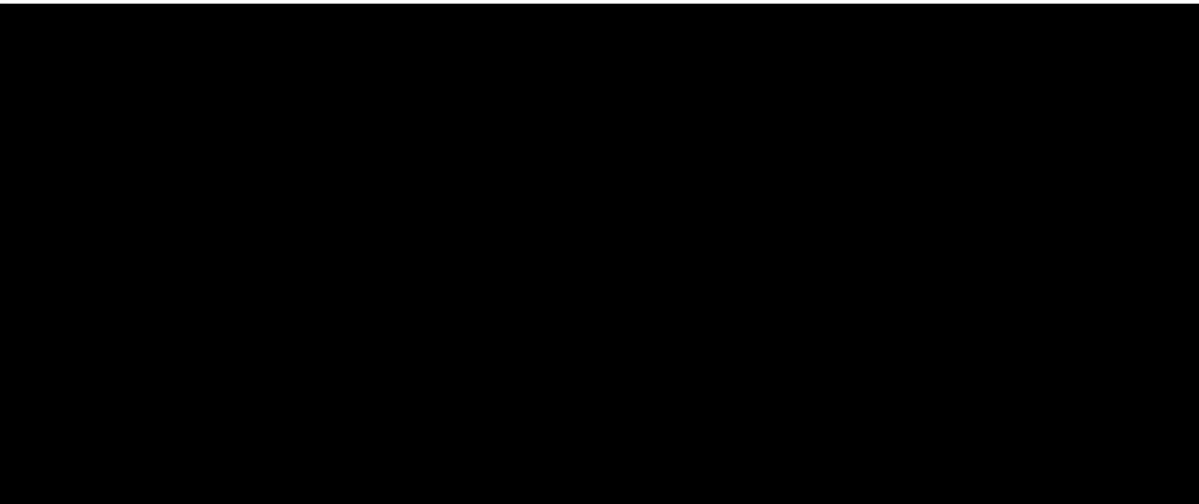
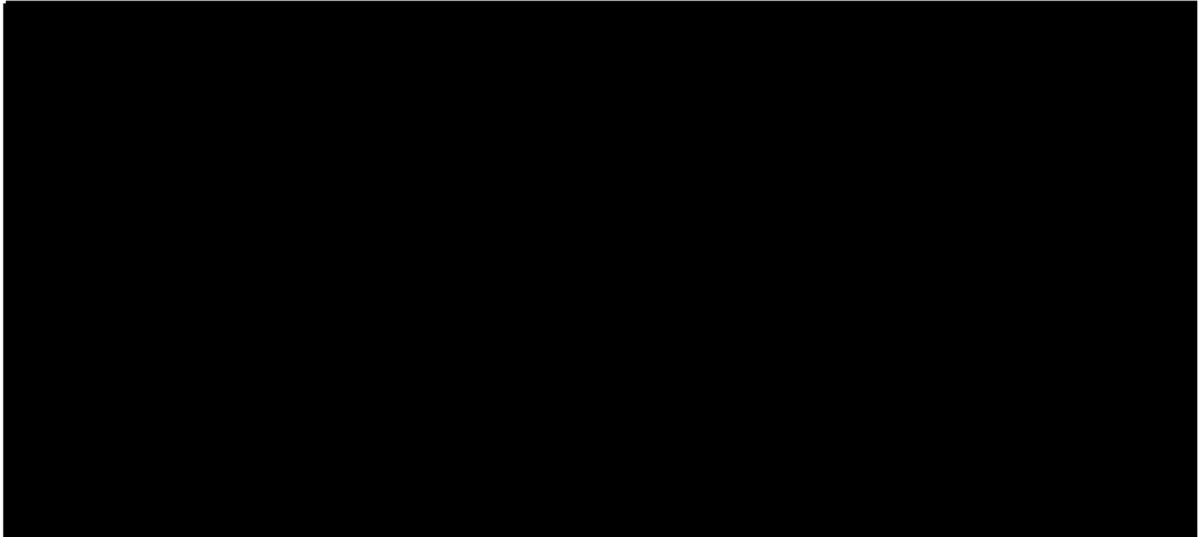
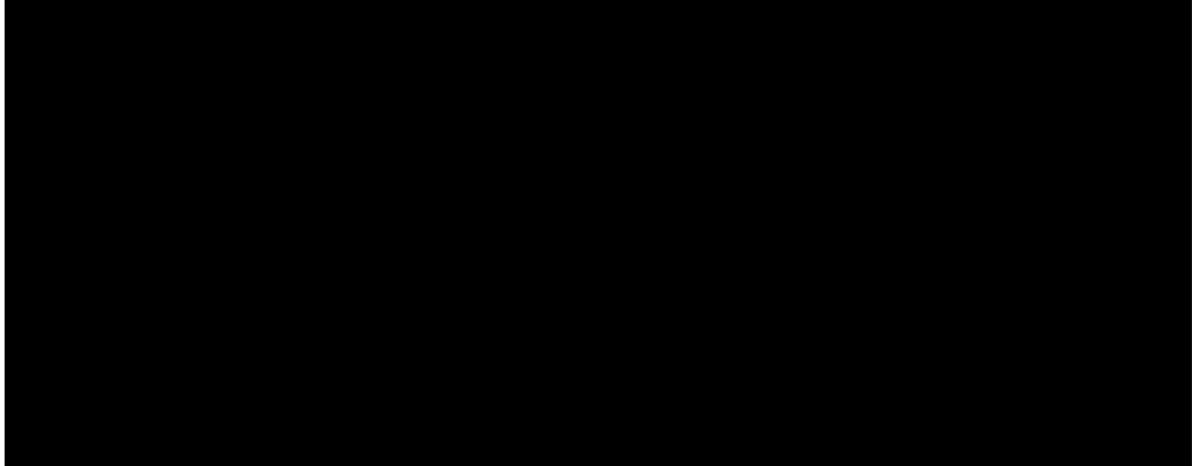


Figura 16 Manejo y Medición para la Etapa 1 en los pozos asociados al Programa de Evaluación del Contrato.
(Fuente: Operador).

En caso de producirse agua en superficie esta será cuantificada operacionalmente mediante



Para la Etapa 2, (ver tabla 2) a partir de septiembre de 2023, el Contratista manifiesta la construcción de una



Para esta Etapa 2, en caso de presentarse Agua en superficie,

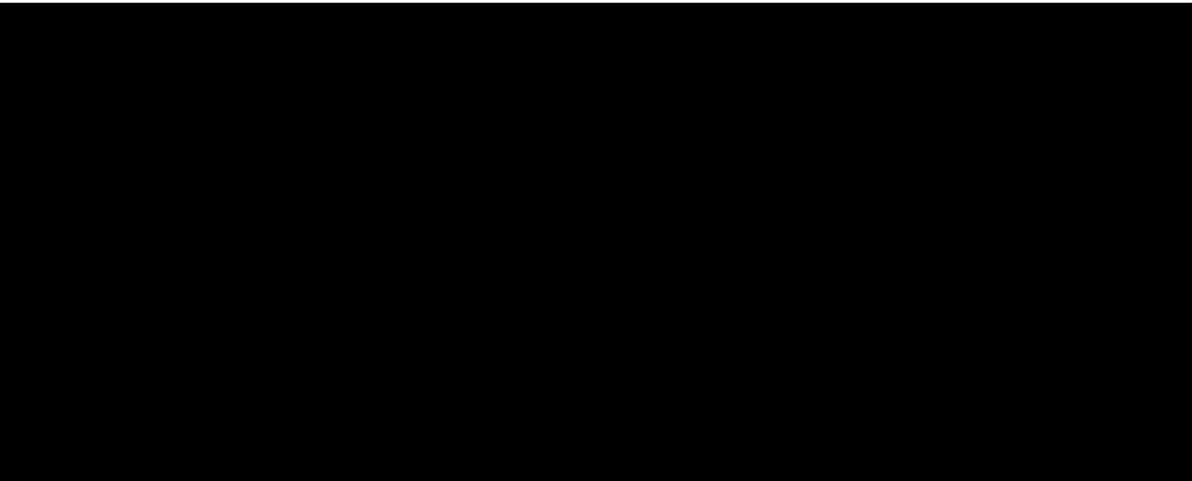
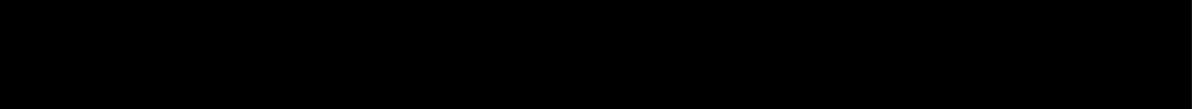


Figura 17. Manejo y Medición para la Etapa 2 en los pozos asociados al Programa de Evaluación del Contrato.
(Fuente: Operador).

A continuación, se detallan los cronogramas de las actividades relacionadas con la Etapa 1 y 2 de Medición y los tiempos de ejecución de cada una de ellas para los pozos asociados al Programa de Evaluación del Contrato. Ver tabla 22 y 23.

Sub-Tarea	Sub-Tarea	Para	Clase	Duración	Jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24
17A-049	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-050	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-051	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-052	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-053	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-054	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-055	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-056	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-057	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-058	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-059	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-060	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-061	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-062	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-063	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-064	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-065	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-066	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-067	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-068	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-069	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-070	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-071	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-072	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-073	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-074	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-075	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-076	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-077	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-078	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-079	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-080	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-081	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-082	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-083	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-084	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-085	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-086	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-087	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-088	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-089	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-090	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-091	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-092	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-093	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-094	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-095	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-096	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-097	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-098	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-099	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								
17A-100	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	Producción	3	12								

Tabla 22. Cronograma de actividades a realizar para la Etapa 1 de Medición.

Sub-Tarea	Sub-Tarea	Clase	Para	2023	2024	2025	2026
17A-093	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	BUFO-TOCDEL				
17A-094	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	BUFO-TOCDEL				
17A-095	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	BUFO-TOCDEL				
17A-096	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	Parícuti-TOCDEL				
17A-097	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	Parícuti-TOCDEL				
17A-098	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	COAHUILA-TOCDEL				
17A-099	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	LEÓN-TOCDEL				
17A-100	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	COAHUILA-TOCDEL				
17A-101	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	VIA CARRETERA-TOCDEL				
17A-102	Pruebas de Producción de Aceite Extendido (1) (Control y monitoreo)	2	Parícuti-TOCDEL				

Tabla 23. Cronograma de actividades a realizar para la Etapa 2 de Medición

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), el cual menciona lo siguiente:

“Artículo 42 BIS. Del Punto de Medición provisional. Tratándose de Asignaciones y contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de sus suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición incluyendo aquellos que se desarrollen en un programa de evaluación así como los derivados de un proceso de migración, de licitación o bien de producción temprana, conforme a los planes o programas respectivos, el Operador Petrolero, deberá presentar a consideración de la Comisión, dentro del plan o programa correspondiente, una propuesta de Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;
- II. El Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta del Operador

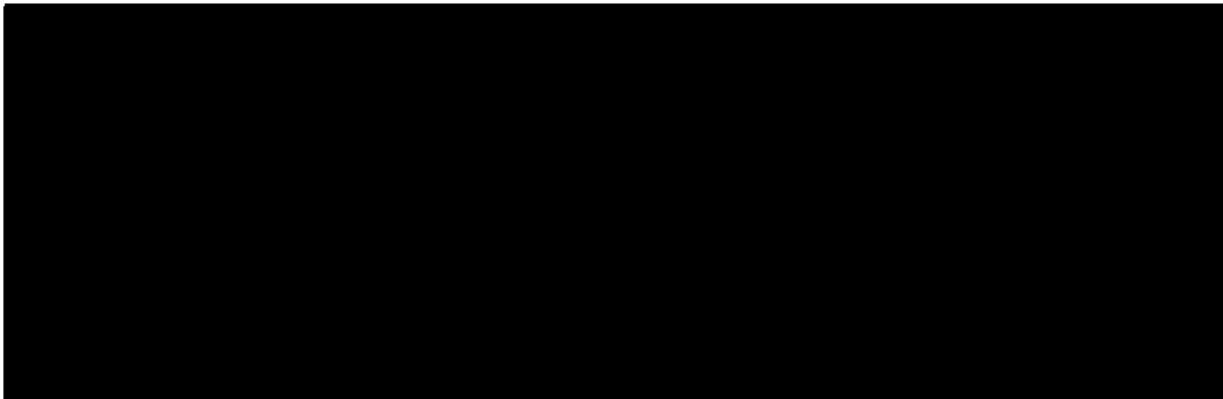
Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los presentes Lineamientos;

- 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, y*
- IV. El programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional."*

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

Etapas 1



Punto de Medición provisional para Condensado.

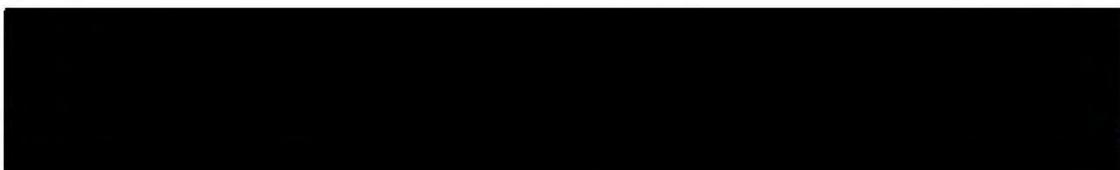
El Punto de Medición provisional para Condensado propuesto es el siguiente:



Etapas 2

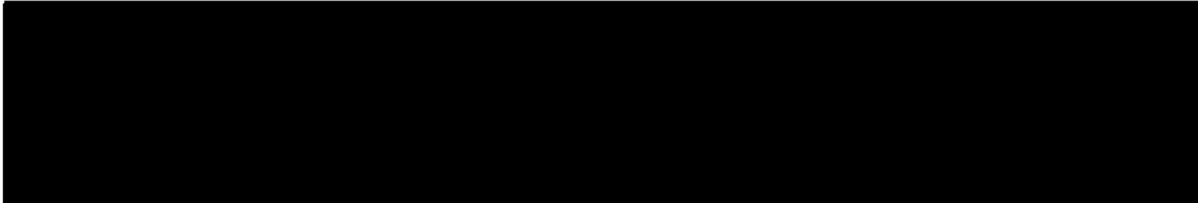
Punto de Medición provisional para Gas.

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



Punto de Medición provisional para Condensado.

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



**Etapa 1
Gas**

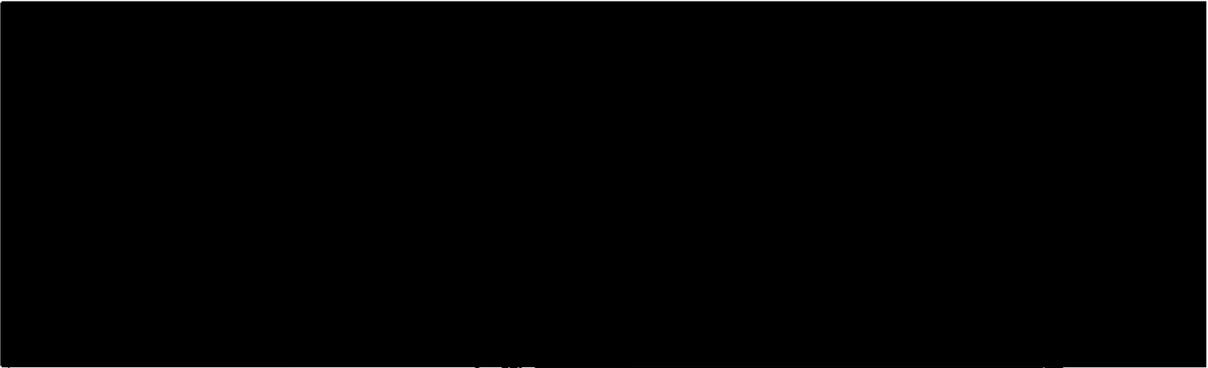


Tabla 24. *Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional para Gas (Etapa 1)*

**Etapa 1
Condensado**

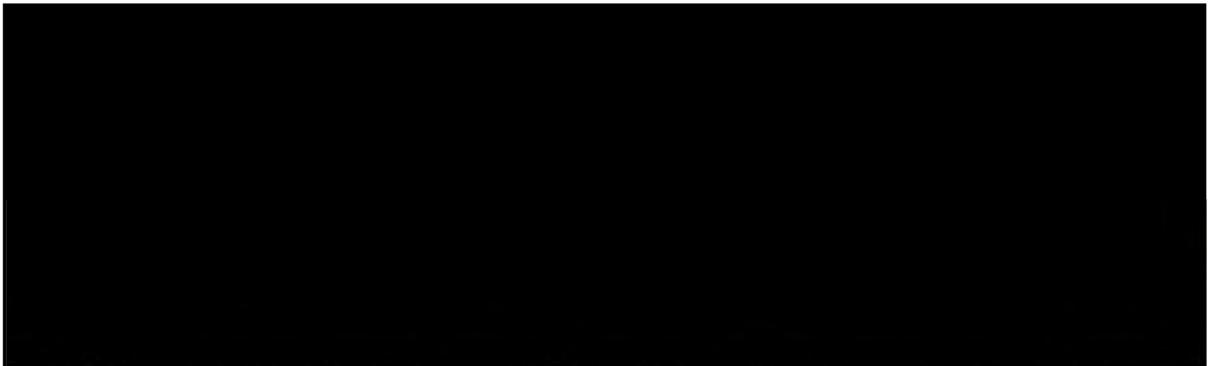


Tabla 25. *Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional para Condensado (Etapa 1)*

Etapa 2



A handwritten signature in blue ink, located on the right side of the page.

A handwritten signature in blue ink, located on the right side of the page.

Tabla 26. *Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional para Condensado y Gas (Etapa 2)*

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.

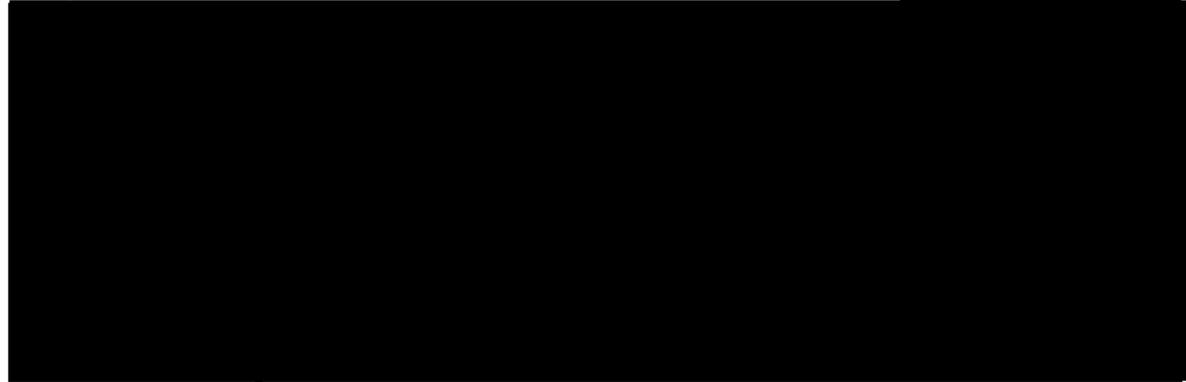
III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo

De conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, como parte de la solicitud de Modificación al Programa de Evaluación asociado al Área Contractual del Bloque A7.BG, el Contratista presenta para la Etapa 1 y 2 de medición la propuesta del Punto de Medición provisional de hidrocarburos, 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 del Área Contractual A7.BG, los cuales cumplen con los elementos necesarios para realizar dichos procesos.

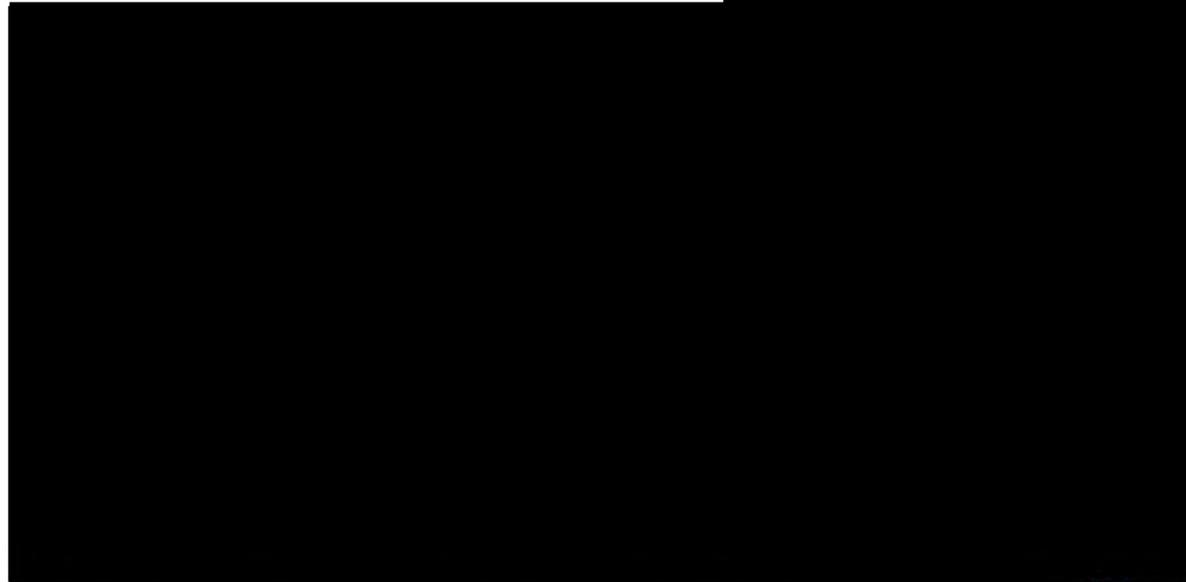
Para el manejo y medición de los hidrocarburos producidos, el contratista tiene contemplado para la Etapa 1 de medición, instalar en la macropera de cada pozo que inicie pruebas de producción convencionales



Respectivamente, la Etapa 2 de medición ocurrirá



Para determinar la calidad de hidrocarburos producidos en el Área Contractual A7.BG, el Contratista manifiesta



Comercialización de los Hidrocarburos

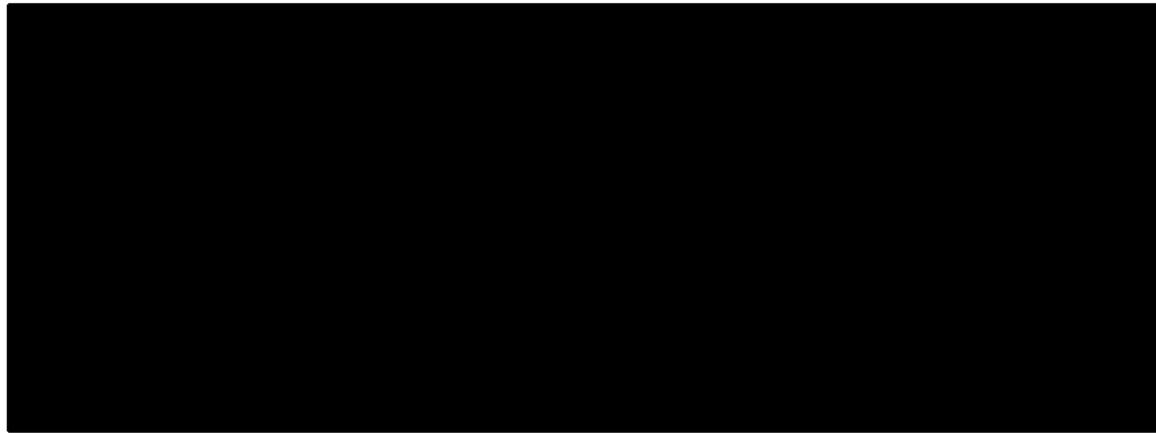
Se establece que el Contratista da cumplimiento a las Fracciones 5.4, 5.5 y 5.6 del Anexo I de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos toda vez que, se visualiza el manejo de la molécula desde los pozos hasta la ubicación en la que se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

Cabe señalar que, en el Plan de Evaluación presentado por el Operador, se visualizan dos posibles escenarios, en el Escenario Base se considera la perforación de dos pozos delimitadores (Euro-106DEL y Euro-107DEL) y dependiendo de los resultados obtenidos en estos dos pozos se consideraría un Escenario Incremental en el cual se perforarían hasta cuatro pozos delimitadores adicionales (Parritas-106DEL, Parritas-107DEL, Galaneño-106DEL y/o Euro-108DEL).

Cabe señalar que sin importar cuál de los dos escenarios mencionados previamente sea el que se desarrolle, el programa de evaluación se llevará a cabo en dos etapas, en la primera de ellas, los hidrocarburos producidos serán separados a boca de pozo. A la salida del separador trifásico, se ubicará el Punto de Medición provisional de gas, por lo que, una vez medido, este hidrocarburo se comercializará mediante gasoductos virtuales, en lo que respecta al condensado, en caso de presentarse

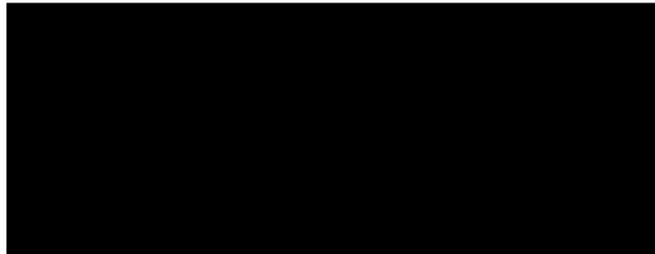
La segunda etapa dará comienzo

Es importante señalar que para aquellos pozos



Sin embargo, esta información será actualizada con los muestreos mensuales que se realicen cuando los pozos inicien producción.

Por otro lado, en caso de producir condensado en superficie se espera la calidad sea similar a la mostrada en la tabla siguiente:



Por último, se señala que en lo que respecta a los puntos donde se realizará la entrega de los hidrocarburos producidos al comprador, durante la Etapa 1, los puntos de entrega de gas se ubicarán a la salida de los Puntos de Medición propuestos ubicados en las macroperas de los pozos considerados en el presente Programa. Respecto del punto de entrega de condensado, este se ubicará en las estaciones de recolección donde el Operador llegue a un acuerdo para su comercialización.

Por otro lado, en cuando inicie la Etapa 2 el punto de entrega de gas se ubicará en la interconexión con la planta de generación eléctrica considerada, mientras que el punto de entrega de condensado se encontrará en la PAG.

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 Condensado y Gas 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 250.380/2023 de fecha 10 de abril de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-057 de fecha 11 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 A7.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 A7.BG y su Programa de Evaluación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

Obligaciones del Operador:

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 CNH-R02-L02-A7.BG y los pozos asociados a este, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
3. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos líquidos y gas producidos en el Área Contractual A7.BG, 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 A7.BG deberá de presentarse de manera mensual en los formatos definidos por la CNH, 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.

- 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, así como lo manifestado por el mismo, respecto de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Condensado y Gas a producir en los Pozos asociados al Programa de Evaluación del Área Contractual A7.BG, [REDACTED]

[REDACTED] 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 Dirección General de Medición y Comercialización 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 al Contrato.

V.4 Metas físicas

En función de lo señalado en este apartado y considerando la información que integra el Programa de Evaluación, las actividades a desarrollar por el Operador durante la etapa de evaluación se resumen en la Tabla 26.

Actividad	Escenarios	Número de actividades	Subtotal	Total
-----------	------------	-----------------------	----------	-------

Actividad	Escenarios	Número de actividades				Subtotal	Total
		2023	2024	2025	2026		
Estudios	Escenario Base	-	7	-	-	7	17
	Escenario Incremental	-	2	8	-	10	
Perforación de pozos	Escenario Base	2	-	-	-	2	6
	Escenario Incremental	-	3	1	-	4	
Terminación de pozos	Escenario Base	2	-	-	-	2	6
	Escenario Incremental	-	3	1	-	4	
PPP	Escenario Base	2	-	-	-	2	10
	Escenario Incremental	4	3	1	-	8	
PAE	Escenario Base	-	-	-	-	-	10
	Escenario Incremental	-	6	4	-	10	
RME	Escenario Base	-	-	-	-	-	4
	Escenario Incremental	4	-	-	-	4	
RMA	Escenario Base	-	-	-	-	-	4
	Escenario Incremental	4	-	-	-	4	

Tabla 27. Metas físicas asociadas al Programa de Evaluación.

V.5 Unidades de Trabajo Asociadas al Programa de Evaluación

El compromiso adquirido por el Operador es realizar 7,800 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) como Programa Mínimo de Trabajo más un incremento de 20,200 UT, además de 10,100 UT como parte del compromiso asociado al Periodo Adicional, dando un total de 38,100 UT.

Se advierte que a la fecha el Operador ha acreditado un total de [REDACTED] por la ejecución de diferentes actividades petroleras en el Area Contractual. Asimismo, el Escenario Base del Plan de Exploración vigente se asocia a un estimado de [REDACTED] mientras que el escenario Incremental se asocia a [REDACTED] además cuenta con un Programa de Evaluación asociado al Descubrimiento del pozo Dieciocho de marzo 36DEL que considera [REDACTED] en su Escenario Base y [REDACTED] en su Escenario Incremental.

Las actividades propuestas en el presente Programa de Evaluación se asocian a un estimado de [REDACTED] para el Escenario Base, mientras que para el Escenario Incremental se asocian hasta [REDACTED]

De lo anterior se advierte que, en el supuesto de la ejecución de la totalidad de las actividades consideradas únicamente en los Escenarios Base del Plan de Exploración vigente, del Programa de Evaluación asociado al Descubrimiento Dieciocho de Marzo y del Presente programa de Evaluación le permitiría acreditar hasta [REDACTED] con lo que podría dar cumplimiento al PMT y su incremento, así como al compromiso asociado al Periodo Adicional.

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 se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión. Al respecto, a continuación, se presentan:

- a. La 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.

VI.1 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] donde se propone realizar caracterización inicial del yacimiento, perforación de dos pozos delimitadores, pruebas de presión-producción durante la terminación, construcción de líneas de descarga, etc.

En el caso del Escenario Incremental, de [REDACTED] donde se realizará la caracterización sísmica de yacimientos, pruebas de presión-producción de alcance extendido, perforación de hasta 4 pozos delimitadores, análisis de resultados de perforación, actualización de modelos estáticos y dinámicos, etc. Sumando ambos escenarios resultan en [REDACTED]

Escenario Base

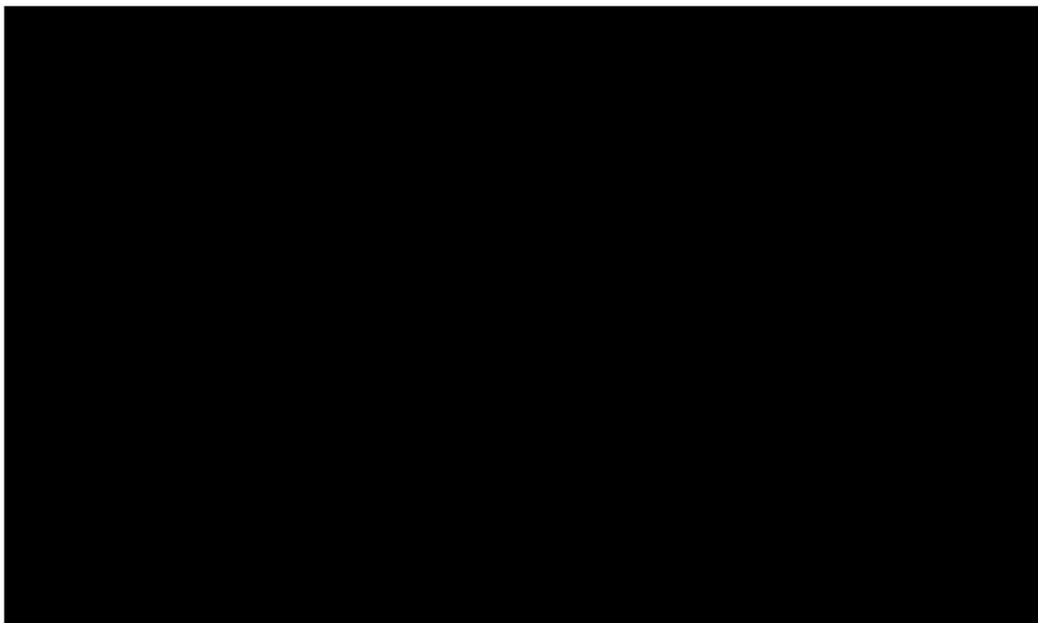


Figura 18. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad-Escenario Base
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en información presentada por el Operador)

Tabla 28. Desglose del Programa de Inversiones-Escenario Base
(Fuente: Información presentada por el Operador)

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

Escenario Base + Incremental

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)



Tabla 29. Desglose del Programa de Inversiones-Escenario Base + Incremental
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas: Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

Montos en millones de dólares de los Estados Unidos

VI.2 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 1.1. Programa de Inversiones, A7.BG (Evaluación)* solicitado en los Lineamientos.

VI.3 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 *Tabla 1.1. Programa de Inversiones, A7.BG (Evaluación)* de los Lineamientos.

VII. PROGRAMAS ASOCIADOS

VII.1 Cumplimiento del Sistema de Administración de Riesgos

Mediante el oficio 240.0630/2023 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 el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos (en adelante, Sistema de Administración).

Adicionalmente, esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1281/2017 de 11 de diciembre de 2017, la ASEA autorizó al Contratista el Sistema de Administración identificado con el número de CURR ASEA-PAE17305C/A11717.

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 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

VII.2 Cumplimiento de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología

Mediante oficio 240.0628/2023 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 240.0629/2023 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.

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 analizó la información del Programa de Evaluación con base en las siguientes consideraciones.

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** Derivado de la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra el área de Asignación, esta Comisión advierte que, las actividades propuestas para llevar a cabo la evaluación resultan adecuadas para alcanzar los objetivos planteados, dado que con la perforación de los prospectos delimitadores, las pruebas de presión producción convencionales y las pruebas de alcance extendido propuestas en cada uno de las localizaciones, aportarán mayores elementos técnicos que permitirán aumentar el conocimiento y entendimiento geológico-petrolero dentro del área, incentivando el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** Con relación a las actividades planteadas por el Operador, que integra en su Programa de Evaluación, esta Comisión señala que desde el punto de vista técnico son congruentes considerando el conocimiento actual de los campos Zona Norte, Zona Galaneño y Campo Parritas, por lo que, de ser ejecutadas en su totalidad coadyuvarían a disminuir la incertidumbre en relación con la delimitación de los yacimientos. Con lo antes expuesto, se estará en posibilidades de ajustar sus cálculos de los recursos contingentes de hidrocarburos, en el área de Evaluación.

- **La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos.** La Comisión observa que el Programa de Evaluación contempla la aplicación de tecnologías adecuadas, con la finalidad de evaluar los yacimientos, por lo que el Operador podrá obtener la información imprescindible para llevar a cabo una oportuna toma de decisiones. La principal tecnología por utilizar es toma de registros geofísicos especiales, ejecución e interpretación de la PPP y PAE. De lo anterior, se destaca que, mediante la ejecución de las actividades descritas en el presente documento, le será posible al Operador obtener información valiosa del subsuelo y con ello fortalecer el

conocimiento geológico del área y a su vez lograr la optimización de recursos.

En este sentido, la Comisión identifica que las tecnologías utilizadas por el Operador son las adecuadas, ya que están en función de los objetivos planteados en el Programa y son acordes con las Mejores Prácticas de la Industria.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** Con base en la información que integra el Programa de Evaluación y en un contexto generalizado, A partir de la información presentada, se destaca que el conjunto de actividades descritas en el punto anterior, le permitirán al Operador actualizar y calibrar sus modelos estático y dinámico, generando nueva información enfocada a la identificación de los límites físicos de los yacimientos, así como los contactos verticales presentes. Se advierte que las actividades referenciadas en el presente Dictamen promueven el desarrollo de las actividades de exploración y las encaminan hacia la explotación, en beneficio del país.

- **La observancia de las mejores prácticas de la Industria a nivel internacional para la Caracterización y Delimitación.** Se advierte que la secuencia de actividades planteadas en el Programa de Evaluación es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la caracterización y delimitación del área de Evaluación. En este contexto, y dentro de las mejores prácticas, el Operador documentó la ejecución de estudios, perforación de hasta 6 pozos delimitadores, toma de información, núcleos, muestras de canal, PPP y PAE, entre otros.

Por lo que, la Comisión observa que el Operador considera la aplicación de metodologías y tecnologías acordes con la etapa de exploración actual para las áreas de evaluación, las cuales atienden a las mejores prácticas en el contexto internacional para un Programa de Evaluación.

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

Asimismo, los objetivos del Programa de Evaluación del Descubrimiento están definidos en un marco de acción para evaluar los yacimientos [REDACTED] 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 estén debidamente identificadas las que corresponden con 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 y no contraviene disposición legal alguna.

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 principalmente a los yacimientos del [REDACTED] asociados a la Zona Norte, así como a los yacimientos del [REDACTED] asociados al campo Parritas y al Yacimiento del [REDACTED] asociado a la Zona Galaneño.

- 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 Zona Norte, Zona Galaneño y campo Parritas 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 asociado a la reevaluación de las Áreas de Evaluación Zona Norte, Zona Galaneño y Parritas [REDACTED]

[REDACTED] 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 DGMCP, la DGPEE y la DG5C, proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido **favorable** la aprobación del Programa de Evaluación asociado a la reevaluación de los campos Zona Norte, Zona Galaneño y Campo Parritas asociados al Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

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 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, incluyendo ambos escenarios operativos (Base e Incremental), fueron programadas conforme a las mejores prácticas de la industria y a la fecha puede considerarse que tienen un alcance suficiente para determinar la comercialidad de los Descubrimientos Zona

Norte, Campo Parritas y Zona Galaneño en los niveles estratigráficos del [REDACTED] Lo anterior, en cumplimiento a lo señalado en la Cláusula 5.2 del Contrato. Sin embargo, es de señalar y se hace del conocimiento del Operador que, en el supuesto de no ejecutar las actividades documentadas en el Escenario Incremental, deberá tomar las consideraciones necesarias para que en el informe de evaluación se sustenten las dimensiones de las áreas de Evaluación Campo Parritas y Zona Galaneño en toda su extensión y con un alcance suficiente para determinar si los Descubrimientos puede ser considerados un Descubrimiento Comercial, acorde con lo establecido en la Cláusula 5.2 del Contrato, así como el artículo 55 de los Lineamientos

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

Mtra. Luz Gisela Cortés Herrera
Directora de Área

Validó

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