

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

2022



Dictamen Técnico del Programa de Evaluación de los campos Patriota Norte y Yunque Oeste

Contrato: CNH-R02-L02-A5.BG/2017

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

Diciembre de 2022

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page.

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	10
II.5	DETALLES DE LOS DESCUBRIMIENTOS A EVALUAR	11
	PATRIOTA NORTE	11
	YUNQUE OESTE	13
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN	15
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	16
V.	PROGRAMA DE EVALUACIÓN	17
V.1	ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN DEL ESCENARIO BASE	20
V.2	ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN DEL ESCENARIO INCREMENTAL	21
V.3	MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	31
	COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	39
	OPINIÓN DE LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO	40
V.4	METAS FÍSICAS	44
V.5	UNIDADES DE TRABAJO ASOCIADAS AL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	44
VI.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.	44
VI.1	DESGLOSE DEL PROGRAMA DE INVERSIONES RELACIONADO CON EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.	45
VI.2	RESULTADO DE LA EVALUACIÓN	46
VII.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	47
VIII.	PROGRAMAS ASOCIADOS	47
VII.1	CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	47
VII.2	CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	48
IX.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	49
X.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	52

I. INTRODUCCIÓN

El presente Dictamen Técnico se refiere al Programa de Evaluación de la porción norte del Campo Patriota, así como la porción occidental del campo Yunque, correspondiente al Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017 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).

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.10.002/19 de fecha 19 de febrero de 2019. Asimismo, mediante Resolución CNH.E.60.005/2020 de fecha 12 de noviembre de 2020 la Comisión aprobó la modificación al Plan.

Posteriormente mediante Resolución CNH.E.03.002/2022 del 13 de enero de 2022 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.12.001/2022 de fecha 10 de febrero de 2022, esta Comisión aprobó la modificación al Plan de exploración para el Periodo Adicional de Exploración y finalmente, modificado mediante Resolución CNH.E.80.006/2022 de 10 de noviembre de 2022

Por otra parte, mediante la Resolución CNH.E.10.003/19 de 19 de febrero de 2019, la Comisión aprobó el Programa de Evaluación el cual fue modificado mediante Resolución CNH.E.13.001/2020 de 5 de marzo de 2020.

Finalmente, mediante Resolución CNH.E.21.002/2021 de fecha 18 de marzo de 2021, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato que considera, entre otros, los campos Patriota y Yunque.

Al respecto, cabe señalar que mediante oficio LEG-2022-648 recibido en esta Comisión el 26 de septiembre de 2022, el Operador presentó para aprobación de esta Comisión el Programa de Evaluación asociado a la extensión de los Descubrimientos Patriota y Yunque, 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.”*

En este contexto, cabe señalar que el Contratista a través de diversa información obtenida al amparo de las actividades desarrolladas al en los Planes y programas aprobados por la Comisión para el Área Contractual, obtuvo elementos técnicos con los cuales ha determinado que los campos Patriota y Yunque podrían extenderse más allá de los límites propuestos en su Plan de Desarrollo para la Extracción.

Sobre el particular, es importante destacar que los Descubrimientos a ser reevaluados corresponden a la extensión de los niveles estratigráficos productores en los campos Patriota y Yunque definidos a partir de los resultados obtenidos de la perforación de los pozos Patriota-106DEL y Patriota-4DES, 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 pozos delimitadores y estos, a su vez confirmen la extensión de los niveles productores.

Derivado de lo anterior, mediante escrito LEG-2022-648 recibido el 26 de septiembre de 2022, el Contratista presentó para su aprobación el Programa de Evaluación para el Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, el cual considera la reevaluación de los Descubrimientos.

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 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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 que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, 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 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:

- 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 representada por [REDACTED] en su carácter de representante legal.

II.2 Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L02-A5.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 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 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 está conformada por 2 polígonos (Polígono 5A y 5B), se localiza al norte del estado de Tamaulipas, el polígono 5A se ubica en el municipio de Reynosa mientras que el polígono 5B en el municipio de Río Bravo (Figura 1), dentro de la provincia geológica cuenca de Burgos, correspondiente a la provincia petrolera del mismo nombre. Los límites del Área Contractual se encuentran definidos por los vértices que se muestran en las Tablas 1 y 2.

Las actividades amparadas en Área Contractual pueden realizarse en todas las formaciones geológicas.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98° 27' 30"	26° 03' 00"	14	98° 27' 00"	25° 55' 30"
2	98° 27' 30"	26° 02' 30"	15	98° 31' 00"	25° 55' 30"
3	98° 27' 00"	26° 02' 30"	16	98° 31' 00"	25° 59' 00"
4	98° 27' 00"	26° 02' 00"	17	98° 31' 30"	25° 59' 00"
5	98° 25' 00"	26° 02' 00"	18	98° 31' 30"	25° 59' 30"
6	98° 25' 00"	26° 00' 00"	19	98° 32' 30"	25° 59' 30"
7	98° 24' 30"	26° 00' 00"	20	98° 32' 30"	25° 57' 30"
8	98° 24' 30"	25° 59' 00"	21	98° 35' 00"	25° 57' 30"
9	98° 23' 00"	25° 59' 00"	22	98° 35' 00"	26° 01' 00"
10	98° 23' 00"	25° 58' 30"	23	98° 28' 30"	26° 01' 00"
11	98° 22' 30"	25° 58' 30"	24	98° 28' 30"	26° 01' 30"
12	98° 22' 30"	25° 55' 00"	25	98° 28' 00"	26° 01' 30"
13	98° 27' 00"	25° 55' 00"	26	98° 28' 00"	26° 03' 00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual Polígono 5A.
(Fuente: Comisión, con información del Operador).

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98° 09' 30"	25° 49' 30"
2	98° 07' 00"	25° 49' 30"
3	98° 07' 00"	25° 43' 00"
4	98° 09' 30"	25° 43' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual Polígono 5B.
(Fuente: Comisión, con información del Operador).

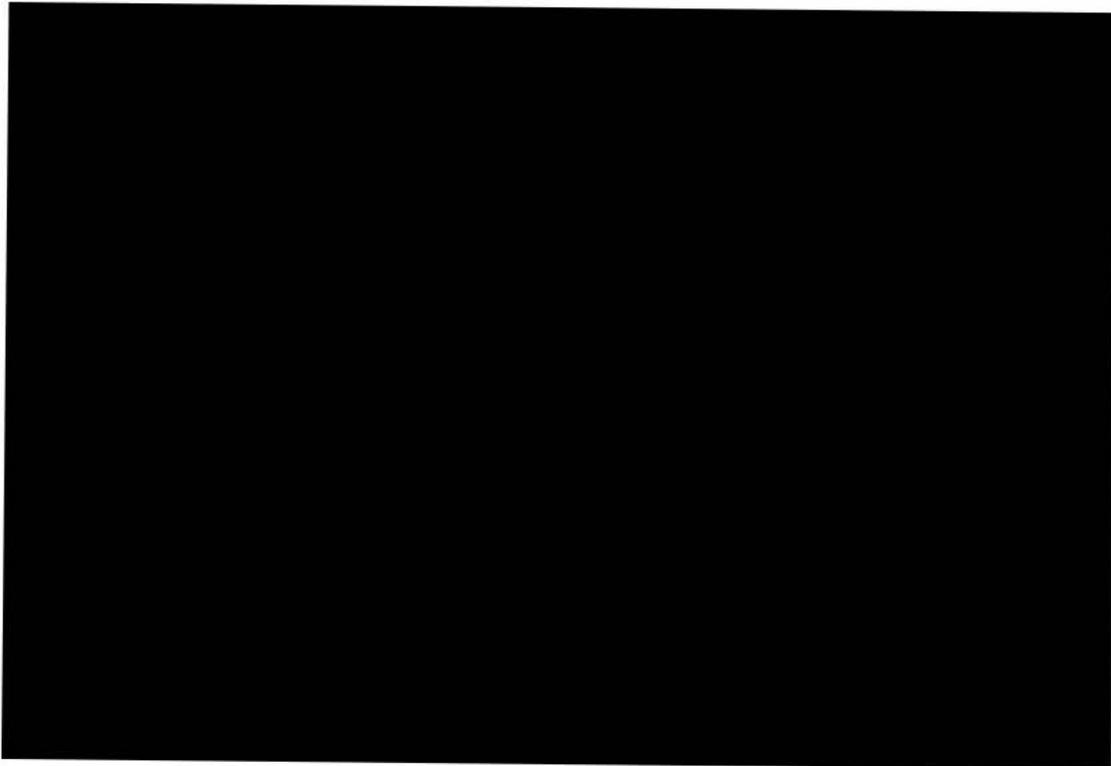


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual vigente y área que el Operador propone conservar.

(Fuente: Comisión con datos del Operador)

Asimismo, cabe señalar que mediante escrito LEG-2022-593, el Operador ingresó la notificación de renuncia y devolución del 50% del área Contractual en términos de lo establecido en la Cláusula 7.1 inciso b), mediante el cual propone conservar aproximadamente 135.91 km² del área Contractual vigente. En la Figura 1 se muestra en línea azul punteada el área propuesta por el Operador la cual divide en 4 bloques a los que denomina A5.BG-I, A5.BG-II, A5.BG-III y A5.BG-IV.

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, misma que el Operador define con las coordenadas que se muestran en las Tablas 3, 4, 5 y 6, sin embargo, no es motivo de aprobación dentro del dictamen Técnico.

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	98°34'00"	26°01'00"	7	98°33'30"	25°58'00"
2	98°32'30"	26°01'00"	8	98°34'00"	25°58'00"
3	98°32'30"	25°59'00"	9	98°34'00"	25°58'30"
4	98°33'00"	25°59'00"	10	98°35'00"	25°58'30"
5	98°33'00"	25°57'30"	11	98°35'00"	26°00'00"
6	98°33'30"	25°57'30"	12	98°34'00"	26°00'00"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices para el Polígono I propuesto.
(Fuente: Operador)

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	98°31'00"	26°00'30"	16	98°26'30"	26°00'30"
2	98°31'00"	26°01'00"	17	98°27'00"	26°00'30"
3	98°29'30"	26°01'00"	18	98°27'00"	26°00'00"
4	98°29'30"	26°00'00"	19	98°27'30"	26°00'00"
5	98°29'00"	26°00'00"	20	98°27'30"	25°58'00"
6	98°29'00"	26°01'00"	21	98°28'00"	25°58'00"
7	98°28'30"	26°01'00"	22	98°28'00"	25°57'30"
8	98°28'30"	26°01'30"	23	98°28'30"	25°57'30"
9	98°28'00"	26°01'30"	24	98°28'30"	25°57'00"
10	98°28'00"	26°03'00"	25	98°29'00"	25°57'00"
11	98°27'30"	26°03'00"	26	98°29'00"	25°55'30"
12	98°27'30"	26°02'30"	27	98°31'00"	25°55'30"
13	98°27'00"	26°02'30"	28	98°31'00"	25°59'00"
14	98°27'00"	26°02'00"	29	98°31'30"	25°59'00"
15	98°26'30"	26°02'00"	30	98°31'30"	26°00'30"

Tabla 4. Coordenadas geográficas de los vértices para el Polígono II propuesto.
(Fuente: Operador)

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	98°26'00"	25°56'00"	10	98°24'00"	25°59'00"
2	98°26'30"	25°56'00"	11	98°24'00"	25°57'00"
3	98°26'30"	25°59'30"	12	98°23'00"	25°57'00"
4	98°26'00"	25°59'30"	13	98°23'00"	25°56'30"
5	98°26'00"	26°00'30"	14	98°22'30"	25°56'30"
6	98°25'00"	26°00'30"	15	98°22'30"	25°55'00"
7	98°25'00"	26°00'00"	16	98°25'00"	25°55'00"
8	98°24'30"	26°00'00"	17	98°25'00"	25°55'30"
9	98°24'30"	25°59'00"	18	98°26'00"	25°55'30"

Tabla 5. Coordenadas geográficas de los vértices para el Polígono III propuesto.
(Fuente: Operador)

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	98°08'00"	25°46'30"	8	98°09'30"	25°43'00"
2	98°07'30"	25°46'30"	9	98°09'30"	25°44'00"
3	98°07'30"	25°45'30"	10	98°09'00"	25°44'00"
4	98°07'00"	25°45'30"	11	98°09'00"	25°45'00"
5	98°07'00"	25°44'30"	12	98°08'30"	25°45'00"
6	98°07'30"	25°44'30"	13	98°08'30"	25°45'30"
7	98°07'30"	25°43'00"	14	98°08'00"	25°45'30"

Tabla 6. Coordenadas geográficas de los vértices para el Polígono IV propuesto.
(Fuente: Operador)

II.4 Datos del Área de Evaluación

Las actividades propuestas en el Programa de Evaluación tienen por objetivo evaluar la extensión de diversas [REDACTED] dentro de una superficie de [REDACTED] de los cuales [REDACTED] corresponden al área denominada Patriota Norte y [REDACTED] al área identificada como Yunque Oeste (Figura 2). El área de Evaluación está delimitada por [REDACTED] polígonos cuyos vértices se enlistan en las tablas 7, 8 y 9.

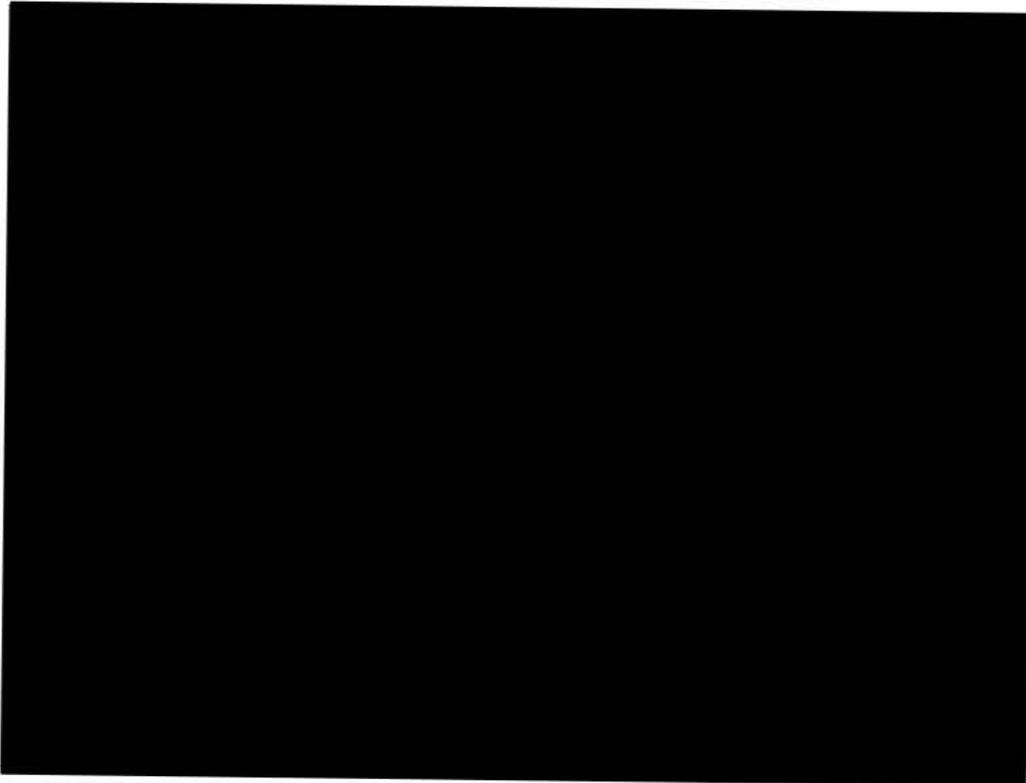


Figura 2. Localización del Área de Evaluación y vértices asociados.
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

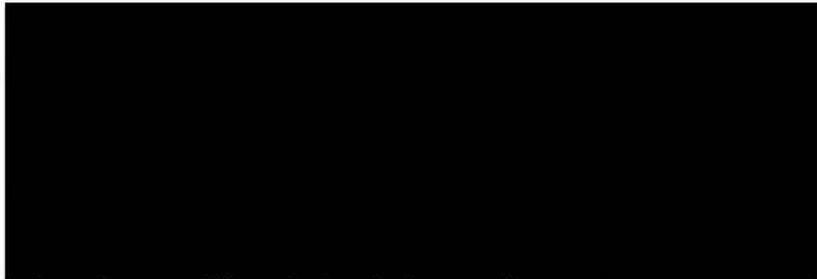


Tabla 7. Coordenadas geográficas de los vértices del Área de Evaluación del campo Patriota Norte.

(Fuente: Operador)



Tabla 8. Coordenadas geográficas de los vértices para el Área de Evaluación del campo Yunque Oeste, Polígono A.

(Fuente: Operador)



Tabla 9. Coordenadas geográficas de los vértices para el Área de Evaluación del campo Yunque Oeste, Polígono B.

(Fuente: Operador)

II.5 Detalles de los Descubrimientos a Evaluar

Como se mencionó anteriormente, el Operador propone evaluar la extensión de los campos Patriota y Yunque, más allá de los límites que fueron visualizados para el planteamiento del Plan de Desarrollo para la Extracción. A continuación, se describen los elementos que sustentan que dichos campos se puedan extender hacia las áreas denominadas Patriota Norte y Yunque Oeste.

Patriota Norte

El Plan de Desarrollo para la Extracción vigente considera los intervalos del [redacted] identificados como [redacted] [redacted] cuya extensión fue delimitada principalmente a partir del atributo de suma de amplitudes, acotado sobre la zona donde se encuentran los pozos hasta ahora perforados (Figura 3). Posteriormente, tras la perforación de los pozos [redacted] y [redacted] así como la

continuidad de los trabajos de interpretación sísmica y análisis de atributos, el Operador a interpretado que el área asociada al campo Patriota se alberga en [REDACTED] de tal manera que es posible que los niveles productores puedan presentar [REDACTED] de forma consistente con el análisis del atributo RMS utilizado para mapear la posible distribución de la roca con características de roca almacén (Figura 4).



Figura 3. Área asociada a la extensión del yacimiento [REDACTED] partir del atributo suma de amplitudes, utilizada para la documentación del Plan de Desarrollo para la Extracción.
(Fuente: Operador)

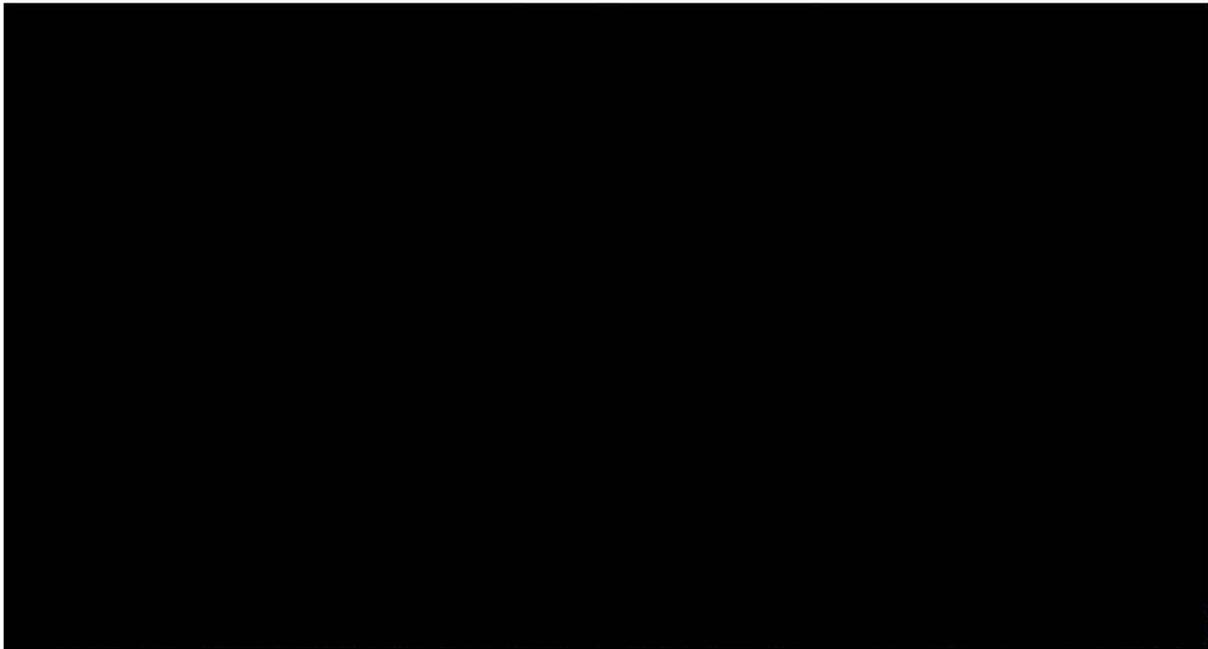


Figura 4. Área asociada a la extensión del yacimiento [REDACTED] partir del atributo RMS y su posible extensión hacia la porción norte.
(Fuente: Operador)

De lo anterior, se concluye que el Área identificada como Patriota Norte corresponde a los mismos niveles estratigráficos identificados previamente en el Campo Patriota pero que, a partir de la nueva información generada por el Operador, ha determinado que existe la posibilidad de que la extensión del mismo continúe echado abajo sobre la misma estructura, pero 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.

Yunque Oeste

El Plan de Desarrollo para la Extracción vigente considera los intervalos del [REDACTED] identificados como [REDACTED] cuya extensión fue delimitada principalmente a partir del atributo [REDACTED] (Figura 5). No obstante, a partir de los resultados obtenidos respecto de la actualización del modelo geológico, el Operador ha determinado que el área asociada al Campo Yunque se encuentra [REDACTED] de tal manera que el bloque que se localiza hacia [REDACTED] también la [REDACTED] productores en el campo Yunque como se muestra en la Figura 6, en donde la parte [REDACTED] y con mayor probabilidad de [REDACTED] se localiza en la porción [REDACTED] fuera del área asociada al Plan de Desarrollo para la Extracción.

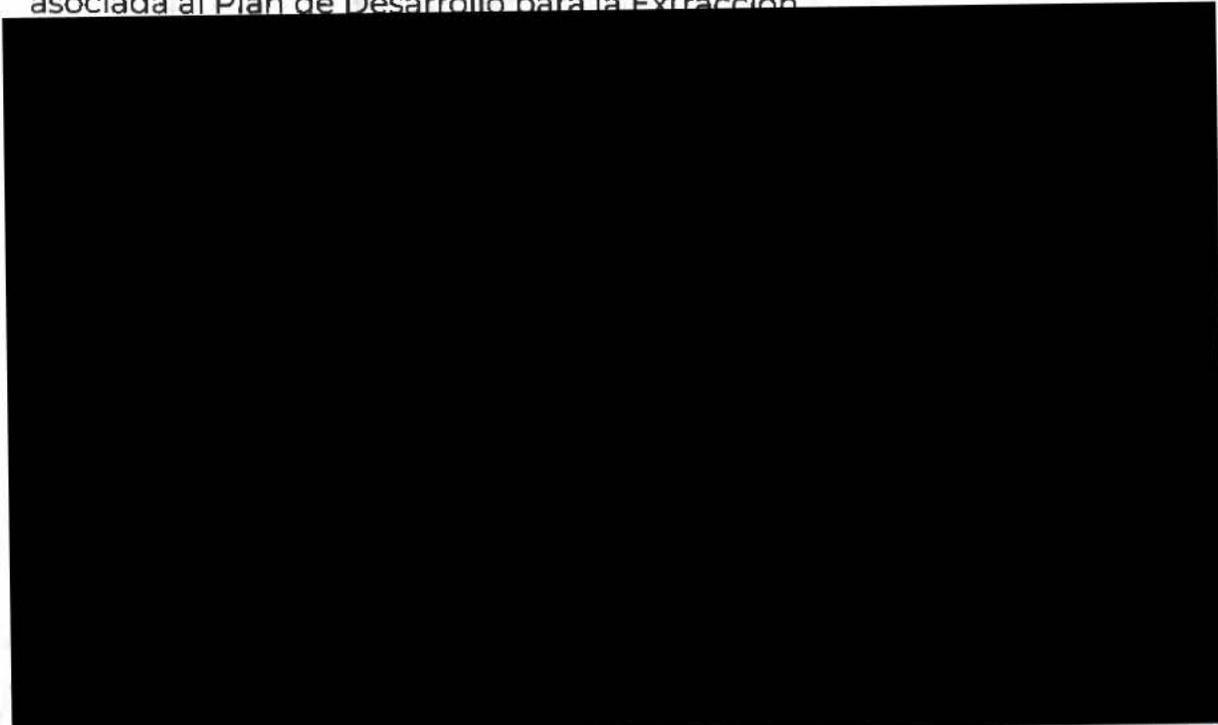


Figura 5. Área asociada a la extensión del yacimiento [REDACTED] a partir del atributo [REDACTED] utilizada para la documentación del Plan de Desarrollo para la Extracción.
(Fuente: Operador)

De lo anterior, se concluye que el Área identificada como Yunque Oeste corresponde a los mismos niveles estratigráficos identificados previamente en el Campo Yunque pero que, a partir de los nuevos modelos geológicos generados por el Operador, ha determinado que se trata de una [REDACTED] de tal manera que existe la posibilidad de que el Descubrimiento se extienda en el [REDACTED] cuya configuración estructural no presenta desplazamientos significativos respecto del bloque principal, pero que requiere ser corroborado 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.

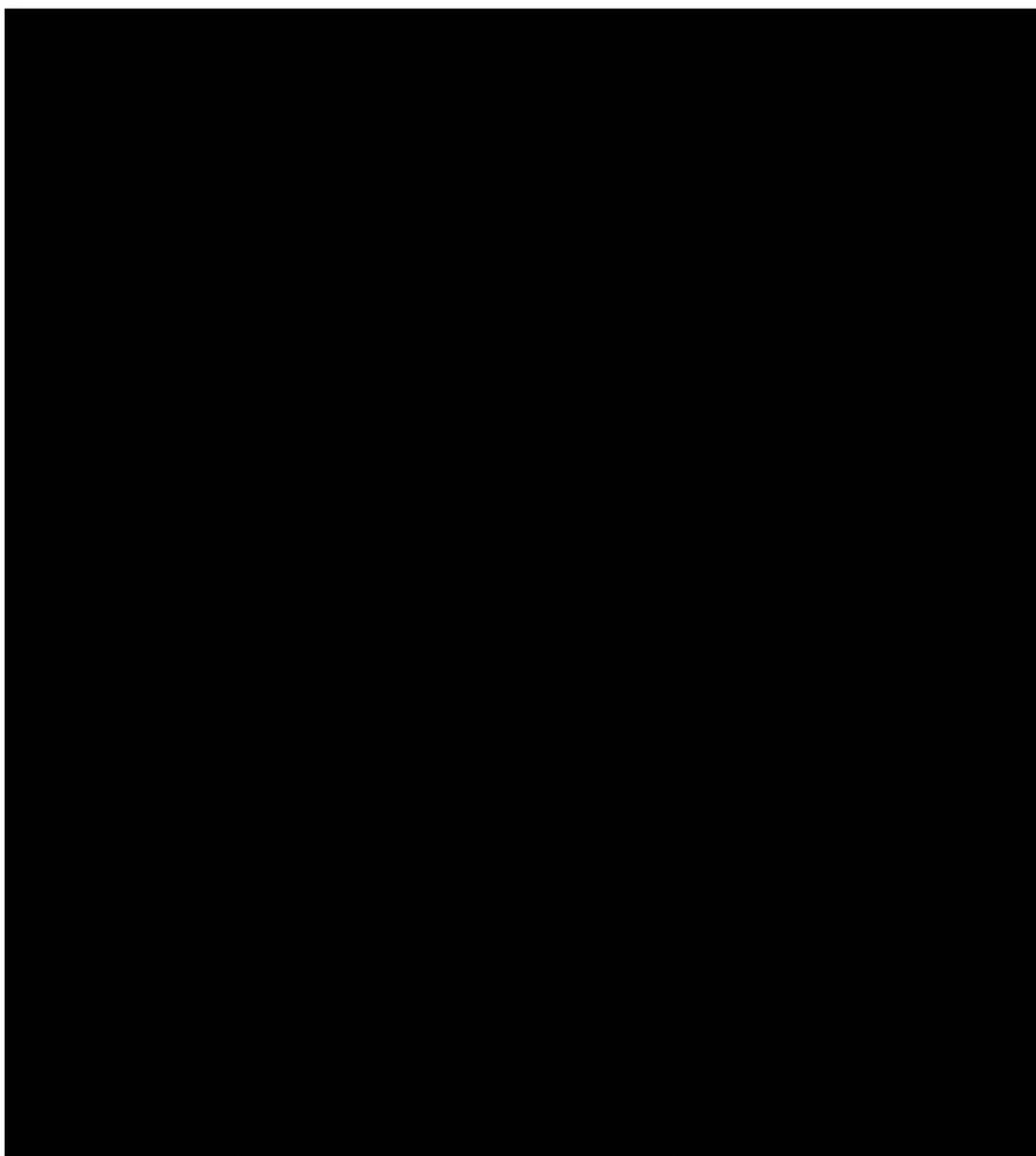


Figura 6. Área asociada a la extensión del yacimiento [REDACTED] generada a partir de la actualización del modelo geológico, estructural y sedimentológico.
(Fuente: Operador)

La siguiente figura muestra el contraste de los polígonos definidos en el Plan de Desarrollo para la Extracción respecto de los polígonos visualizados a partir de la actualización del modelo geológico, así como las áreas asociadas a los polígonos propuestos para ser evaluados.

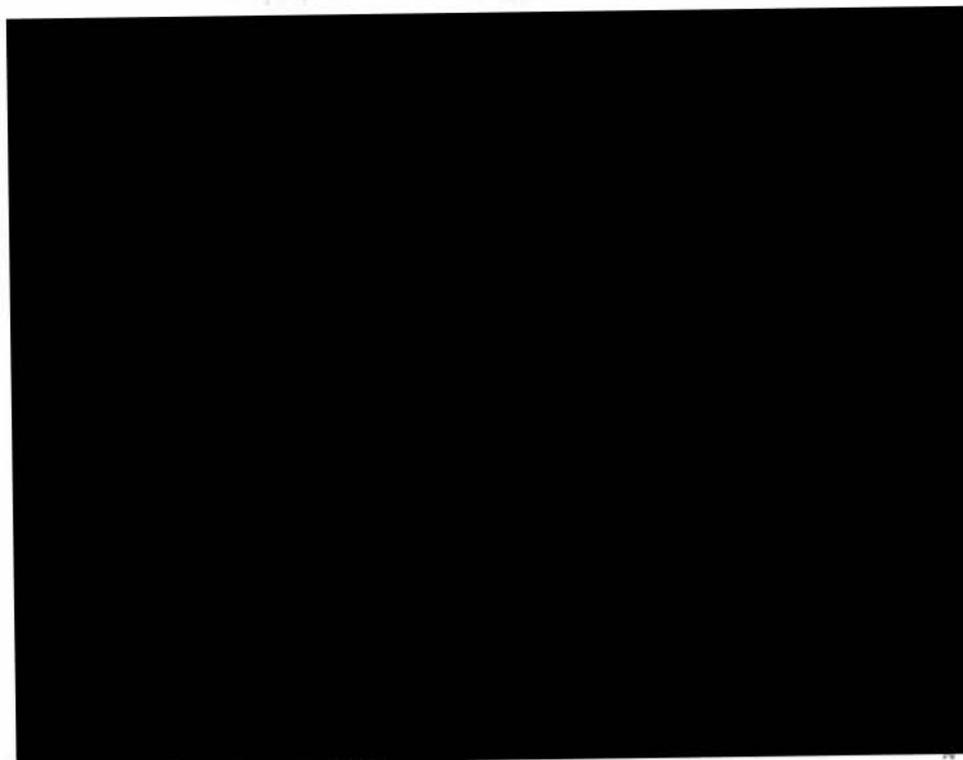


Figura 7. Mapa de áreas de evaluación para Patriota-Yunque.
(Fuente: Operador)

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, ASEA), 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 8 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.075/2022 e la DGDE de esta Comisión.



Figura 8. 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 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 Patriota Norte y Yunque 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

El objetivo del Programa de Evaluación es caracterizar y delimitar las estructuras geológicas completas que potencialmente forman parte de los yacimientos Patriota y Yunque 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, Escenario Base y Escenario Opcional y/o Incremental. En este contexto, el Escenario base contiene las actividades

mínimas a realizar que permitan sustentar la decisión de la perforación de pozos delimitadores, mientras que el Escenario incremental considera la perforación de pozos delimitadores, pruebas de producción y adquisición de información de pozo, así como la actualización de los modelos del subsuelo.

A continuación, se presentan los cronogramas de actividades considerados en el Programa de Evaluación para el Escenario Base (Figura 9) e Incremental (Figura 10).

Actividad	2023	2024	2025
Servicios Administrativos, Operativos y Generales, Servicios de Consultoría y Administración de Contratos	█	█	█
Programa de Capacitación y Programa de Transferencia de Tecnología		█	█
Adquisición de Compra de Información CNIH	█	█	█
Interpretación Sísmica	█	█	█
Caracterización Sísmica del Yacimiento	█	█	█
Actualización de Modelo Estratigráfico	█	█	█
Actualización de Modelo Geológico	█	█	█
Actualización de Modelo Petrofísico	█	█	█
Estimación de Volumen Original y Recursos	█	█	█
Caracterización Inicial de Yacimientos	█	█	█
Evaluación Técnica-Económica del Proyecto			█
Documentación de Plan de Desarrollo y/o Informe de Evaluación			█

Figura 9. Cronograma de actividades del Programa de Evaluación para el Escenario Base. (Fuente: Comisión con datos de Operador)

Actividad	2023	2024	2025
Programa de y Programa de Transferencia de Tecnología		█	█
Interpretación Sísmica		█	█
Actualización de Modelo Estratigráfico		█	█
Actualización de Modelo Geológico		█	█
Actualización de Modelo Petrofísico		█	█
Modelo Estático (2)	█	█	
Modelo Dinámico (2)		█	█
Caracterización Inicial de Yacimientos		█	█
Conceptualización de Infraestructura y Líneas de Descarga	█	█	
Construcción Planta de Acondicionamiento de Gas		█	
Estación de Regulación y Medición		█	
Documentación para Autorización de Actividades de Perforación y Terminación de Pozo Yunque-106DEL		█	

Actividad	2023	2024	2025
Diseño de Pozo Tipo (VCD)			
Ingeniería de Detalle para Permiso de Perforación			
Construcción de Camino de Acceso y Pera			
Servicios asociados a la perforación			
Perforación de Pozo Yunque-106DEL			
Toma de Muestras de Núcleos, registros geofísicos, registro de Hidrocarburos, registro y muestras MDT			
PVT / Análisis Cromatográfico			
Terminación de Pozo			
Pruebas de Presión y Producción Durante la Terminación			
Análisis de Núcleos			
Análisis de Resultados de la Perforación			
Construcción de Líneas de Descarga y Conexiones			
Pruebas de Producción de Alcance Extendido			
Documentación para Autorización de Actividades de Perforación y Terminación de Pozo Patriota-108DEL			
Diseño de Pozo Tipo (VCD)			
Ingeniería de Detalle para Permiso de Perforación			
Construcción de Camino de Acceso y Pera			
Servicios asociados a la perforación			
Perforación de Patriota-108DEL			
Toma de Muestras de Núcleos, registros geofísicos, registro de Hidrocarburos, registro y muestras MDT			
PVT / Análisis Cromatográfico			
Terminación de Pozo			
Pruebas de Presión y Producción Durante la Terminación			
Análisis de Núcleos			
Análisis de Resultados de la Perforación			
Construcción de Líneas de Descarga y Conexiones			
Pruebas de Producción de Alcance Extendido			
Seguros Operativos			
Prevención y Detección de Incendio y Fugas de Gas			
Auditorías de Seguridad			
Tratamiento y Eliminación de Residuos			
Restauración Ambiental			
Auditoría Ambiental			

Figura 10. Cronograma de actividades del Programa de Evaluación para el Escenario Incremental. (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, los cuales se describen a continuación.

Estudio	Objetivo	Alcance
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 XXXXXXXXXX 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.
Caracterización Sísmica del Yacimiento	Caracterizar la respuesta sísmica del yacimiento para determinar su geometría y extensión.	Análisis de propiedades físicas y elásticas del yacimiento a partir de atributos y su correlación con las respuestas elásticas de registros de pozo y evaluaciones petrofísicas.

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.
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.

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 Actividades de Evaluación del Escenario Incremental

El Escenario Incremental del Programa de Evaluación considera además de la ejecución de las actividades del Escenario Base, un estudio de modelado estático, la perforación de 2 pozos delimitadores así como la actualización de estudios geológicos, geofísicos y de ingeniería de yacimientos posterior a la perforación, los cuales se describen a continuación.

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

Estudio	Objetivo	Alcance
Modelo Estático	Distribuir espacialmente las propiedades petrofísicas del yacimiento y determinar el volumen de hidrocarburos de la manera más precisa posible, de acuerdo con la disponibilidad de información.	Actualizar los 2 modelos estáticos de los campos a evaluar para cuantificar espesores de las formaciones, volumen de arcilla, distribución de la porosidad y saturación de agua dentro el área.
Actualización de Modelo Geológico	Integrar los resultados de los pozos delimitadores perforados para 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	Integrar los resultados de los pozos delimitadores perforados para 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	Integrar los resultados de los pozos delimitadores perforados para 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	Integrar los resultados de los pozos delimitadores	Secuencias sísmicas interpretadas de los

	perforados para 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.	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.
Análisis de Núcleos	Determinar las propiedades y heterogeneidades de la roca, así como la salinidad, tipo de hidrocarburos y su correlación con fluidos encontrados en campos aledaños.	Análisis de las muestras de roca recuperadas durante la perforación.
Análisis de Resultados de la Perforación	Generar un informe detallado de la información que se adquiera durante la perforación y terminación, así como la interpretación de estos datos.	Estudio que integre los datos disponibles de sísmica 3D, registros de pozo, pruebas de pozo y eventos durante la perforación.
Modelo Dinámico	Obtener pronósticos de producción confiables para utilizarse en la evaluación económica de alternativas de desarrollo del campo.	Actualización de los 2 modelos dinámicos de los campos a evaluar que considere distintas estrategias de desarrollo que contemplen el rango de incertidumbre en los recursos y área a desarrollar.
Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos	Generar un proyecto conceptual que cubra las necesidades de infraestructura requeridas para el desarrollo de las actividades del Programa de Evaluación.	Estudio superficial de las necesidades de infraestructura para el óptimo desarrollo de las actividades consideradas en el Programa de Evaluación.

Tabla 11. 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 y terminación de Pozos Delimitadores

La estrategia del Programa de Evaluación considera la perforación de un pozo delimitador en cada una de las áreas a evaluar (Figura 11), y en caso de que resulten exitosos, se llevarán a cabo pruebas de presión-producción durante la terminación que tendrán como objetivo

determinar las características del sistema roca-fluido dentro del yacimiento, así como la toma de muestras de núcleos, registros geofísicos, registro de hidrocarburos, registro y muestras MDT, análisis PVT y análisis cromatográfico.

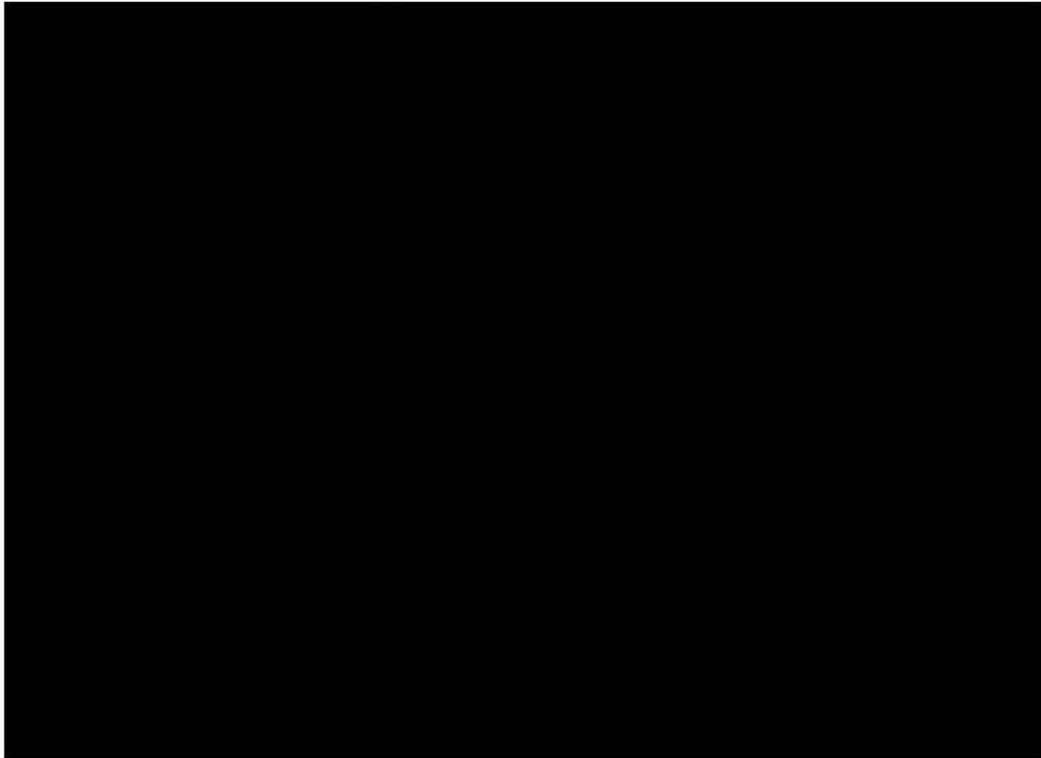


Figura 11. Localización de los prospectos a perforar.

(Fuente: Operador)

Para la evaluación del área denominada Yunque Oeste, el Operador plantea perforar el prospecto Yunque-106DEL a una profundidad total de [REDACTED] mediante una trayectoria [REDACTED] con objetivo en [REDACTED] [REDACTED] con el objetivo de evaluar un Recurso en [REDACTED] albergado en un [REDACTED] Yunque el cual presenta características afines a este en cuanto a la configuración estructural y respuesta observada a través de atributos sísmicos (Figuras 12 y 13).





Figura 12. Sección sísmica que ilustra los objetivos a evaluar con la perforación del pozo Yunque-106DEL



Figura 13. Sección sísmica que ilustra los objetivos a evaluar con la perforación del pozo Yunque-106DEL

(Fuente: Operador)

[Handwritten signature]

Para la evaluación del área denominada Patriota Norte, el Operador plantea perforar el prospecto [REDACTED] una profundidad total de [REDACTED] mediante una [REDACTED] con objetivo en [REDACTED] con el que pretende evaluar un Recurso [REDACTED] en [REDACTED] en una porción más [REDACTED] que alberga el campo Patriota, en donde se ha observado a través de atributos sísmicos que pueden extenderse los yacimientos (Figuras 14 y 15).

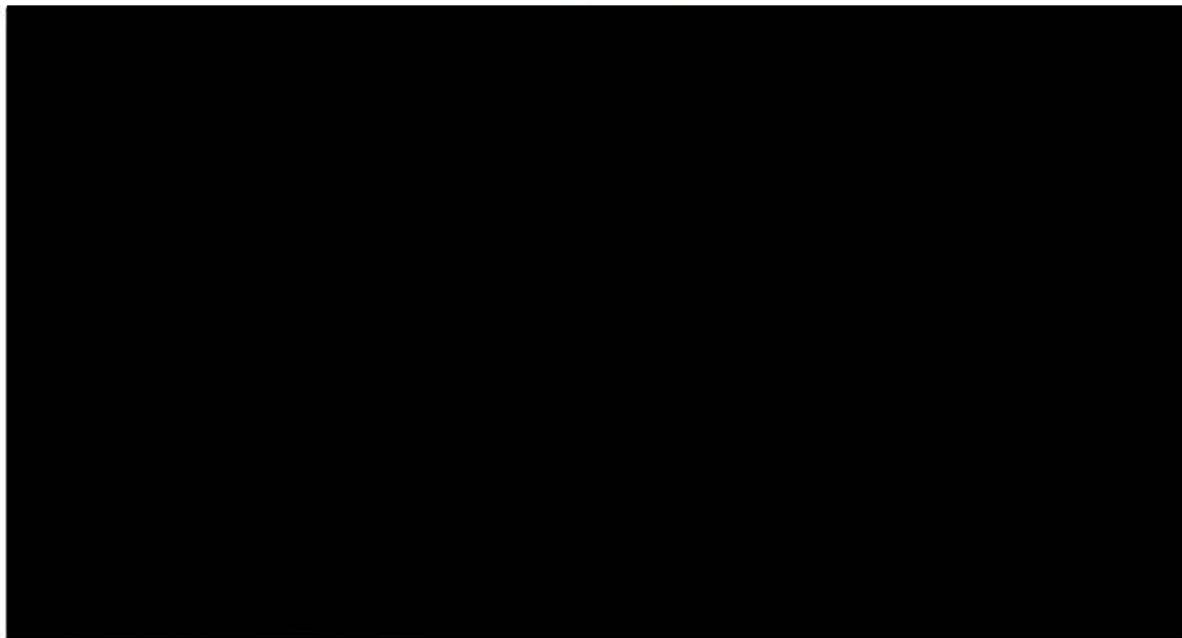


Figura 14. Sección sísmica que ilustra los objetivos a evaluar con la perforación del pozo Patriota-108DEL.

(Fuente: Operador)

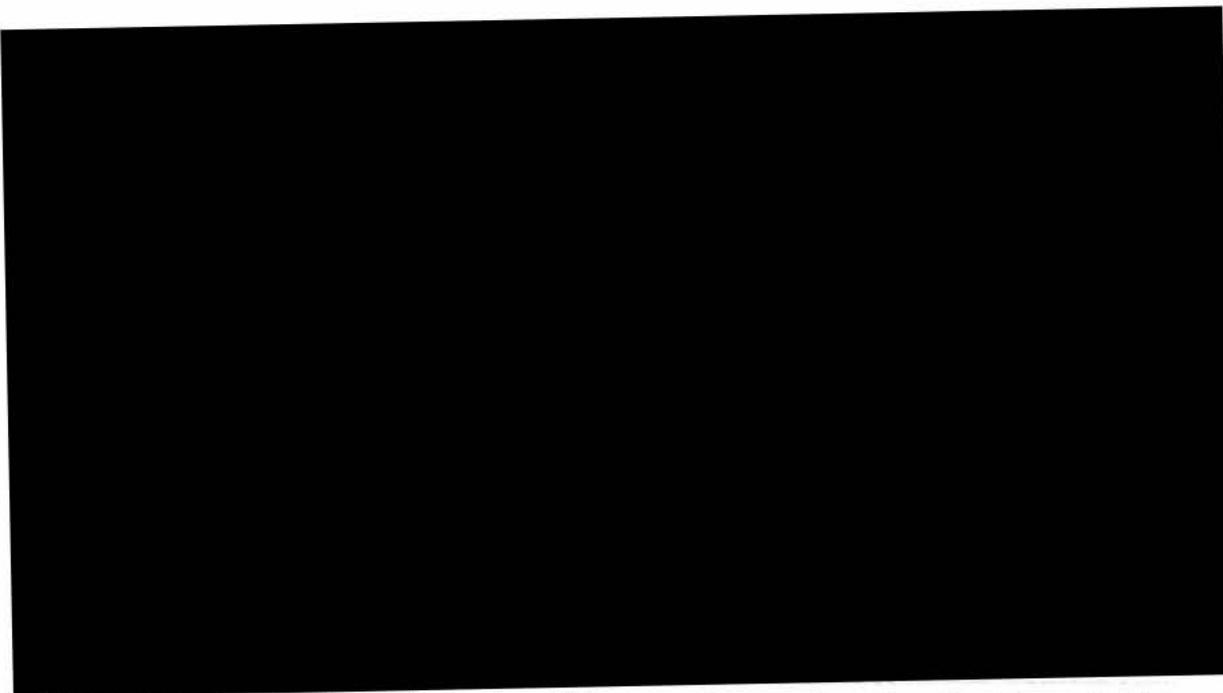


Figura 15. Sección sísmica que ilustra los objetivos a evaluar con la perforación del pozo Patriota-108DEL.
(Fuente: Operador)

V.2.3 Instalación de Planta de Acondicionamiento de Gas, estación de Regulación y Medición y construcción de Líneas de Descarga y Conexiones.

Con base en los resultados del estudio de Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos, el Operador plantea la construcción de Líneas de Descarga y Conexiones para transportar los hidrocarburos producidos por los pozos perforados hasta las instalaciones de recolección, la construcción de instalaciones para la recolección y separación de los hidrocarburos producidos, la deshidratación y acondicionamiento del gas producido durante las pruebas de producción de alcance extendido que permita cumplir con las especificaciones para su venta, así como la instalación para realizar la medición del gas acondicionado a la salida de la PAG .

V.2.4 Pruebas de Producción Convencionales y de Alcance Extendido

El Operador refiere que, en caso de éxito en los pozos delimitadores, realizará pruebas de presión-producción convencionales con una duración estimada de 15 días durante la terminación de cada uno de los pozos a perforar, con los objetivos siguientes:

- Medir la capacidad de entrada de los fluidos del yacimiento al fondo del pozo con un máximo gasto permisible.
- Verificar y registrar los datos de las presiones de flujo.
- Detección de la presencia de daños.
- Estimar la capacidad de entrada de los fluidos del yacimiento en las formaciones de interés, bajo condiciones operacionales controladas.
- Cuantificar o validar reservas para una etapa de producción posterior a la evaluación del pozo.
- Identificar el tipo de fluido producido, así como las relaciones volumétricas.
- Diagnosticar la implementación de sistemas artificiales o tecnologías que mejoren el desempeño del pozo como pueden ser: válvula motora, lanzadora de barras espumantes, compresor a boca de pozo e inyección de químico secuestrante de gas sulfhídrico.
- Determinar parámetros para el diseño y dimensionamiento de instalaciones, tales como Relaciones de líquidos y manejo óptimo de la producción de hidrocarburos.
- Obtener información para el cálculo de las reservas de hidrocarburos.
- Conocer la permeabilidad efectiva de los fluidos.
- Conocer la presión actual del yacimiento.
- Determinar el daño a la formación y analizar su posible origen.

Por otro lado, propone realizar pruebas de producción de alcance extendido para evaluar la productividad a largo plazo con el objetivo de optimizar los tratamientos de estimulación, así como obtener los siguientes objetivos:

- Delimitar el tamaño del yacimiento, incluyendo su probable geometría.
- Estimar y/o confirmar reservas como insumo para la conceptualización del plan de desarrollo y construcción del Informe de Evaluación.
- Evaluar el comportamiento de producción del yacimiento y productividad a largo plazo, considerando las condiciones operativas de producción esperadas.
- Obtener información para el diseño y dimensionamiento de las instalaciones.
- Definir los radios de drene máximos y conectividad entre pozos. Este objetivo puede alcanzarse mediante pruebas de interferencia en zonas donde dos o más pozos se encuentren produciendo. Sin embargo, las pruebas en este Anexo están diseñadas para el caso de pozos a perforarse en estructuras geológicas nuevas o partes de una estructura geológica no alcanzada, esto en áreas lejanas a los

pozos perforados o en producción, cuya interferencia de los pozos más cercanos es nula.

- Validar el carácter comercial de los volúmenes descubiertos o reevaluados.
- Validar las propiedades de la formación, estimadas durante pruebas de presión de menor duración.
- Caracterizar las heterogeneidades del yacimiento.
- Estimar la capacidad de producción sustentable de los pozos en las formaciones de interés bajo condiciones operacionales controladas.
- Estimar la máxima capacidad de flujo incluyendo curvas de oferta y demanda y presión de fondo fluyente estabilizadas para un rango de gastos de producción.
- Identificar los fluidos producidos y sus respectivas relaciones volumétricas.
- Evaluar la eficiencia de los esquemas de terminación seleccionados.
- Diagnosticar las necesidades de Sistemas Artificiales de Producción y tecnologías de estimulación (estimulación/re-estimulación hidráulica) en el corto y mediano plazo.
- Identificar las estrategias probables de explotación.
- Determinar la conectividad entre fallas y estimulaciones hidráulicas. El objetivo en particular es importante para efectos del presente Programa. Este tipo de prueba permite hallar la presencia de estimulaciones hidráulicas; fallas ya sean conductivas, semipermeables o impermeables.
- Definir el modelo de transmisibilidad dentro del yacimiento. Esto a través de la estimación de la capacidad de flujo resultado de las pruebas efectuadas y propiedades de los fluidos principales para cada pozo, estableciendo así patrones de comportamiento según cada unidad estratigráfica en cada campo.



Figura 16. Secuencia operativa propuesta para el desarrollo de las pruebas de producción convencionales y de alcance extendido.
(Fuente: Operador)

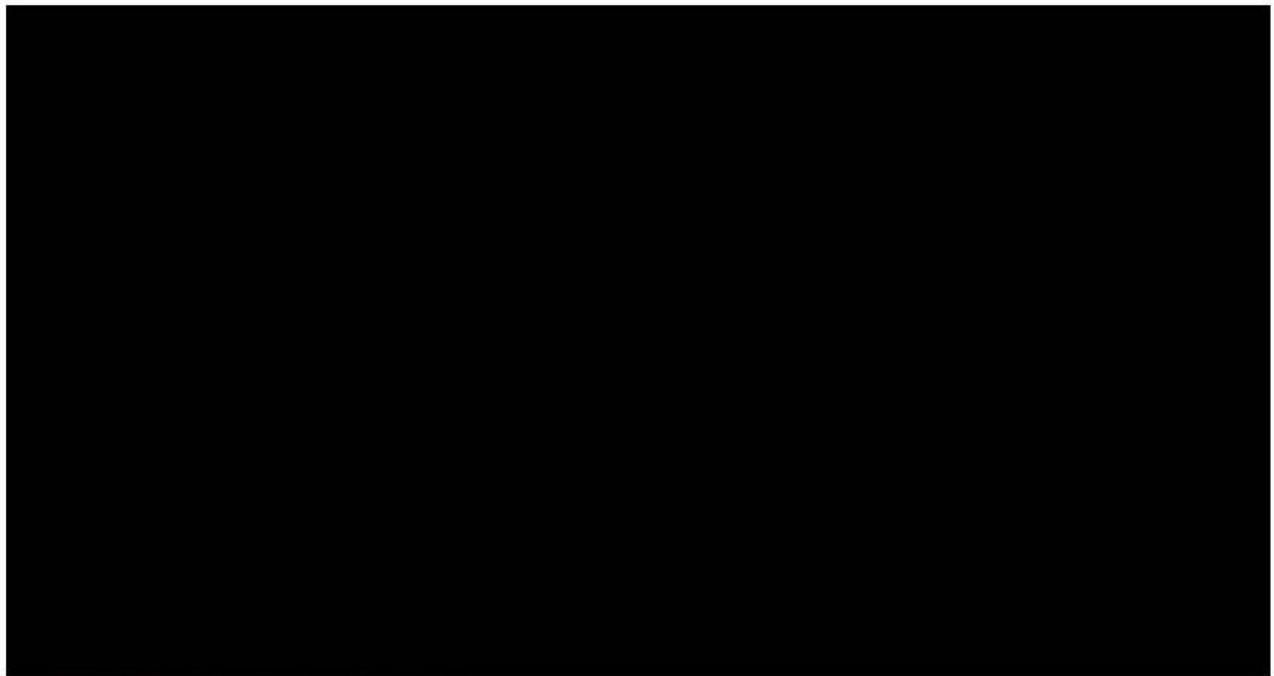


Figura 15. Diseño de las pruebas de producción convencionales y de alcance extendido.
(Fuente: Operador)

V.2.5 Otras actividades

Es importante referir que el Operador hace referencia a otros conceptos que forman parte del Programa de Evaluación, para el cumplimiento de las obligaciones del Contrato, relativas a las sub-actividades General y Seguridad, Salud y Medio Ambiente que se enlistan a continuación:

Sub-actividad General

- Adquisición de Compra de Información CNIH
- Administración de Contratos
- Servicios Administrativos, Operativos y Generales
- Servicios de Consultoría
- Programa de Capacitación
- Programa de Transferencia Tecnológica
- Gestión & Documentación para Autorización de Inicio de Actividades de Perforación de Pozo
- Gestión & Documentación para Autorización de Inicio de Actividades de Terminación de Pozo
- Gestión & Documentación para Autorización de Inicio de Actividades de Pruebas de Producción

Sub-actividad Seguridad, Salud y Medio Ambiente

- Seguros Operativos
- Auditoría Ambiental

- Auditorías de Seguridad
- Prevención y Detección de Incendio y Fugas de Gas
- Tratamiento y Eliminación de Residuos

V.3 Medición de la producción de Hidrocarburos

El Contratista propone que para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de las Pruebas de Presión Producción y Pruebas de Alcance Extendido para los pozos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL lo siguiente:

Para el manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos de los pozos en comento (Patriota-108DEL y Yunque-106DEL), mediante 2 etapas de medición, la Etapa 1 consta de medidor a boca de pozo usando separadores trifásicos móviles en el periodo de las pruebas de presión producción (30 días) en las que la producción se medirá el gas con una placa de orificio (Punto de Medición provisional para esta etapa) previo a su disposición final, mientras que, en caso de presentarse líquidos en superficie, el condensado será cuantificado operacionalmente por un medidor tipo turbina instalado a la salida de líquidos del separador y será recolectado en presas metálicas instaladas en las macroperas de los pozos considerados en donde se ubicará el Punto de Medición provisional de condensado, en el cual, dicho hidrocarburo será medido de manera estática mediante cinta petrolera y pasta marcadora bajo la norma API MPMS 3.1 A, posteriormente será enviado mediante Unidades de Presión y Vacío ("UPV") para su disposición. Mientras que, en caso de presentarse agua en superficie, esta será cuantificada operacionalmente mediante un medidor tipo turbina instalado a la salida del separador trifásico previo a su recolección en presas metálicas y posterior envío mediante UPV a disposición final a alguna estación cercana a la zona o en un pozo letrina cercano al área.

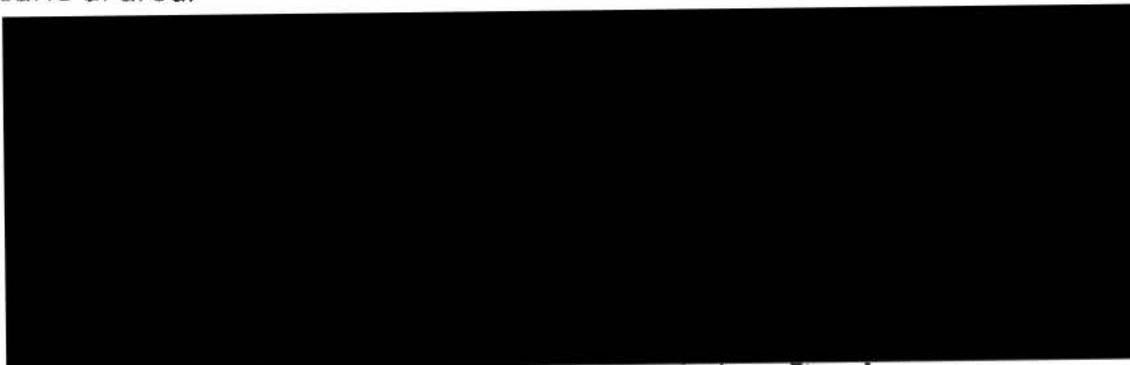


Figura 17. Diagrama esquemático de medición en Etapa 1.
(Fuente: Operador)

Para la Etapa 2 de Medición, el Contratista evalúa tener dos alternativas de medición la cuales denomino alternativa 1 y alternativa 2, se planea que

de inicio la Etapa 2 de medición en conjunto con las pruebas de producción de alcance extendido (5 meses) las cuales se describen a continuación:

Alternativa 1:

Esta alternativa considera el tendido de líneas de descarga desde los pozos hasta una Planta de Acondicionamiento de Gas ("PAC") a construir en el área contractual, donde se considera que converjan las corrientes de hidrocarburos de los pozos Patriota-108DEL y Yunqe-106DEL, en esta instalación se separará el gas de los líquidos, el gas se acondicionará para posteriormente, ser enviado a una Estación de Regulación y Medición ("ERM") a construir midiéndose con una placa de orificio con TAG de identificación [REDACTED] donde se ubicará el Punto de Medición provisional de gas, para el caso del condensado, una vez separado de la corriente de gas, será recolectado en tanques verticales a instalar, es aquí donde se ubicará el Punto de Medición provisional de condensado identificado con el [REDACTED] y donde será acondicionado para, después de su respectivo tiempo de reposo poder ser medido de manera estática mediante cinta petrolera y pasta marcadora para así poder realizar su correcta determinación de volumen, calidad y precio, posteriormente, serían transportados mediante UPV para su comercialización.

En caso de presentar agua, esta será separada del condensado, medida y recolectada en tanque vertical de manera estática con cinta petrolera para posteriormente ser enviada mediante UPV a disposición final a alguna estación cercana a la zona o en un pozo letrina cercano al área.

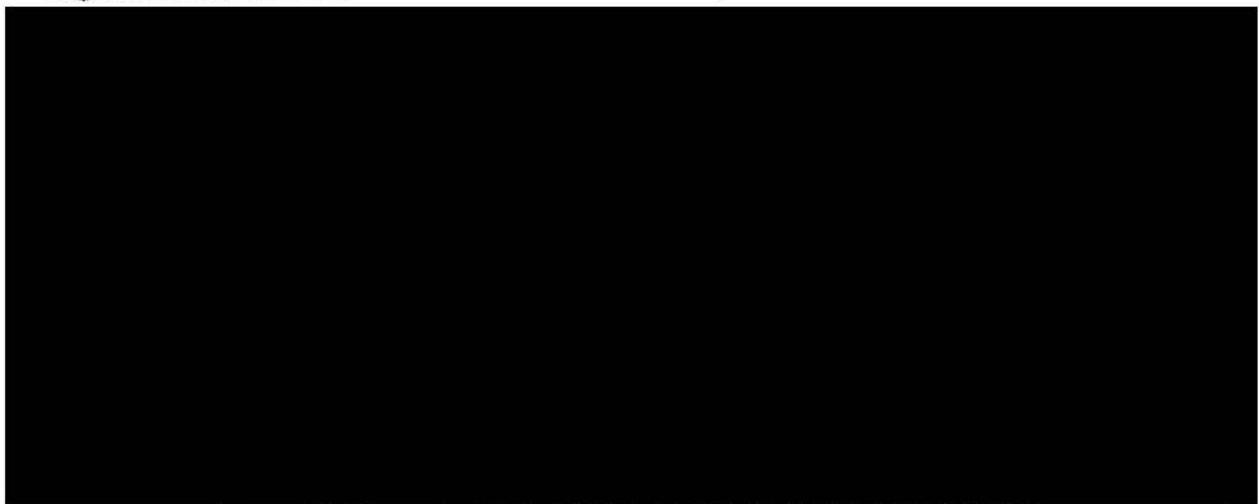


Figura 18. Diagrama esquemático de medición, Etapa 2, Alternativa 1.
(Fuente: Operador)

Alternativa 2:

Esta alternativa considera mantener equipos de separación independientes en las macroperas de cada pozo. Posterior a su separación, el gas será enviado mediante líneas de descarga a construir desde la salida de gas de los separadores trifásicos hacia las Estaciones de Recolección de Gas ("ERG") existentes para su comercialización. En estas ERG, el Contratista cuenta con un Acuerdo de Medición de gas celebrado con Pemex donde se ubican los Puntos de Medición provisionales de gas, los cuales serían considerados para la medición de hidrocarburos de esta alternativa. Respecto del Condensado, este hidrocarburo será recolectado en presas metálicas a instalar en cada macroperas de los pozos considerados, donde serán medidos operacionalmente de manera estática mediante cinta petrolera y pasta marcadora, posteriormente será enviado mediante UPV a las ERG donde se ubicará el Punto de Medición provisional de condensado y donde actualmente el Contratista con un acuerdo de medición celebrado con Pemex para la determinación de volumen y calidad del condensado que sería comercializado en estas estaciones.

En caso de producir agua, esta será recolectada en presas metálicas en donde será medida estáticamente de manera operacional y posteriormente será transportada mediante UPV para realizar su disposición final a alguna estación cercana a la zona o en un pozo letrina cercano al área. Ver Figura 19.

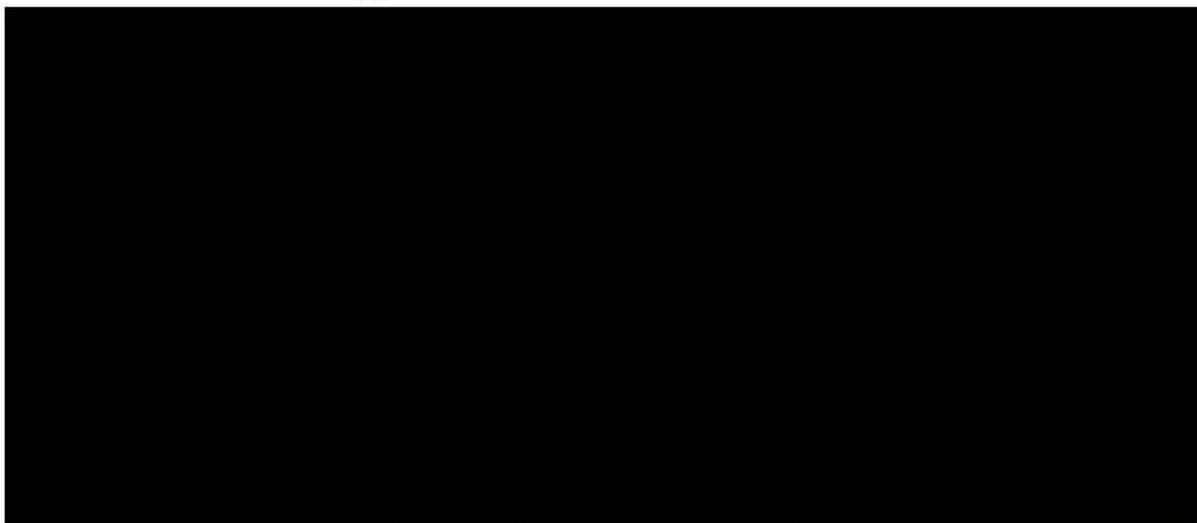


Figura 19. Diagrama esquemático de medición, Etapa 2, Alternativa 2.
(Fuente: Operador)

Por lo anteriormente descrito, el Contratista presenta como parte de su Programa de Evaluación 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.*



Con base en lo antes mencionado, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión) verificó la información de la propuesta de Punto de Medición provisional, de acuerdo con lo siguiente:

I. **Identificación y Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto**

Punto de Medición provisional para Gas. (Etapa 1)

- Sistema de Medición identificado con el [REDACTED] con medidor tipo placa de orificio como elemento primario de medición para el pozo [REDACTED]
- Sistema de Medición identificado con el [REDACTED] con medidor de presión diferencial tipo placa de orificio como elemento primario de medición para el pozo [REDACTED]

Punto de Medición provisional de Condensado. (Etapa 1)

- Sistema de Medición identificado con el [REDACTED] con presa metálica como elemento primario de medición para el pozo [REDACTED]
- Sistema de Medición identificado con el TAG [REDACTED] con presa metálica orificio como elemento primario de medición para el pozo [REDACTED]

Punto de Medición provisional para Gas. (Etapa 2, alternativa 1)

- Estación de Medición y Control (ERM) con TAG de identificación [REDACTED] con elemento de medición tipo placa de orificio para la medición del gas de los pozos [REDACTED]

Punto de Medición provisional para Condensado. (Etapa 2, alternativa 1)

- [REDACTED] medición estática en [REDACTED] para la [REDACTED] de los pozos [REDACTED]

Punto de Medición provisional para Gas. (Etapa 2, alternativa 2).

- [REDACTED] con medidor tipo placa de orificio con TAG de identificación [REDACTED] para la [REDACTED]

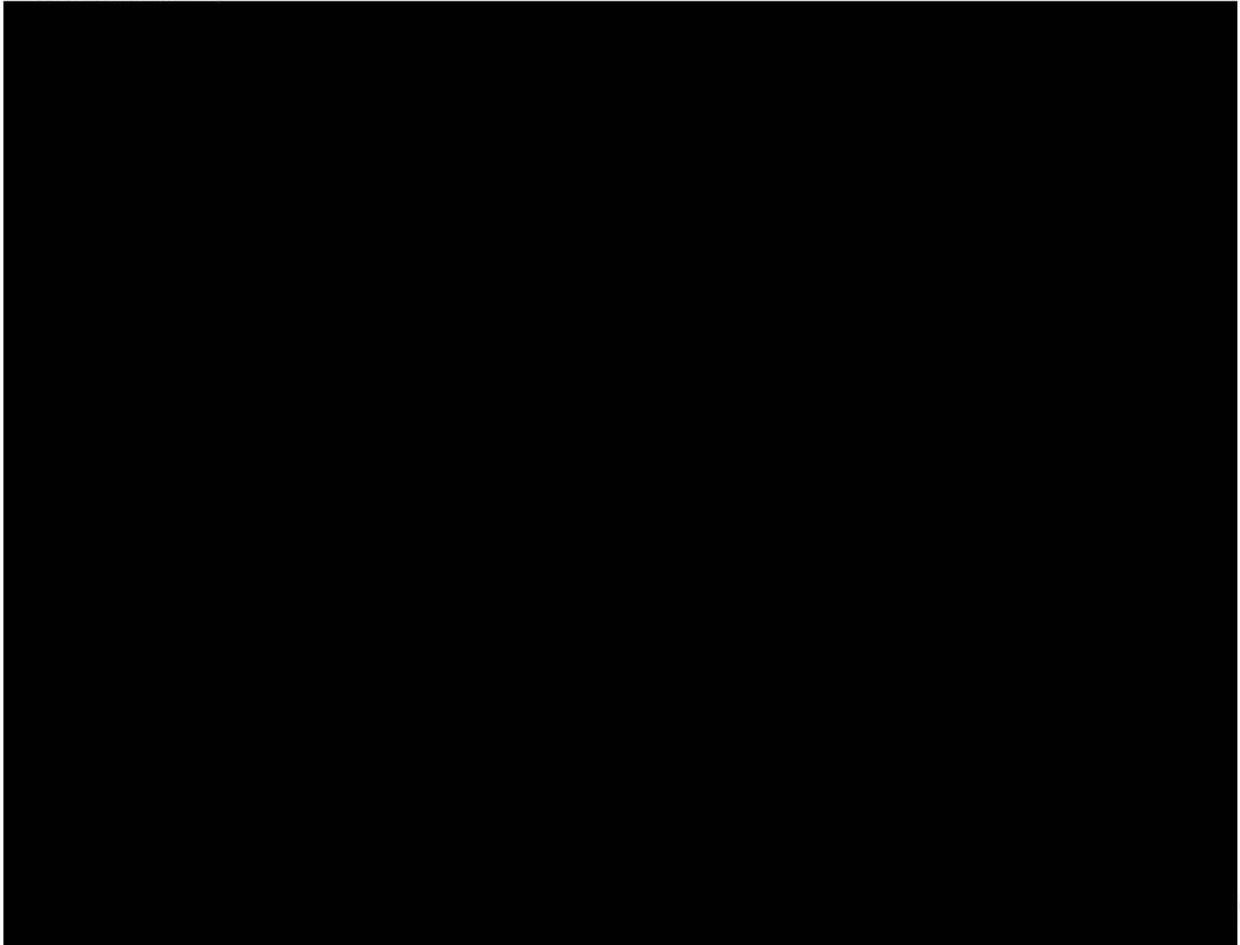
- [REDACTED] con medidor tipo placa de orificio con TAG de identificación [REDACTED] para la medición [REDACTED]

Punto de Medición provisional para Condensado (Etapa 2, alternativa 2).

- [REDACTED] con medición en Tanques identificados con el [REDACTED] para la medición del [REDACTED] de los pozos [REDACTED]
- [REDACTED] con medición en Tanques identificados con el [REDACTED] para la medición del [REDACTED]

Ubicación de los Puntos de Medición provisional propuesto

El Contratista presentó las coordenadas geográficas donde se ubicarán los Puntos de Medición provisionales para Gas y Condensado propuestos, ver Tabla 12.



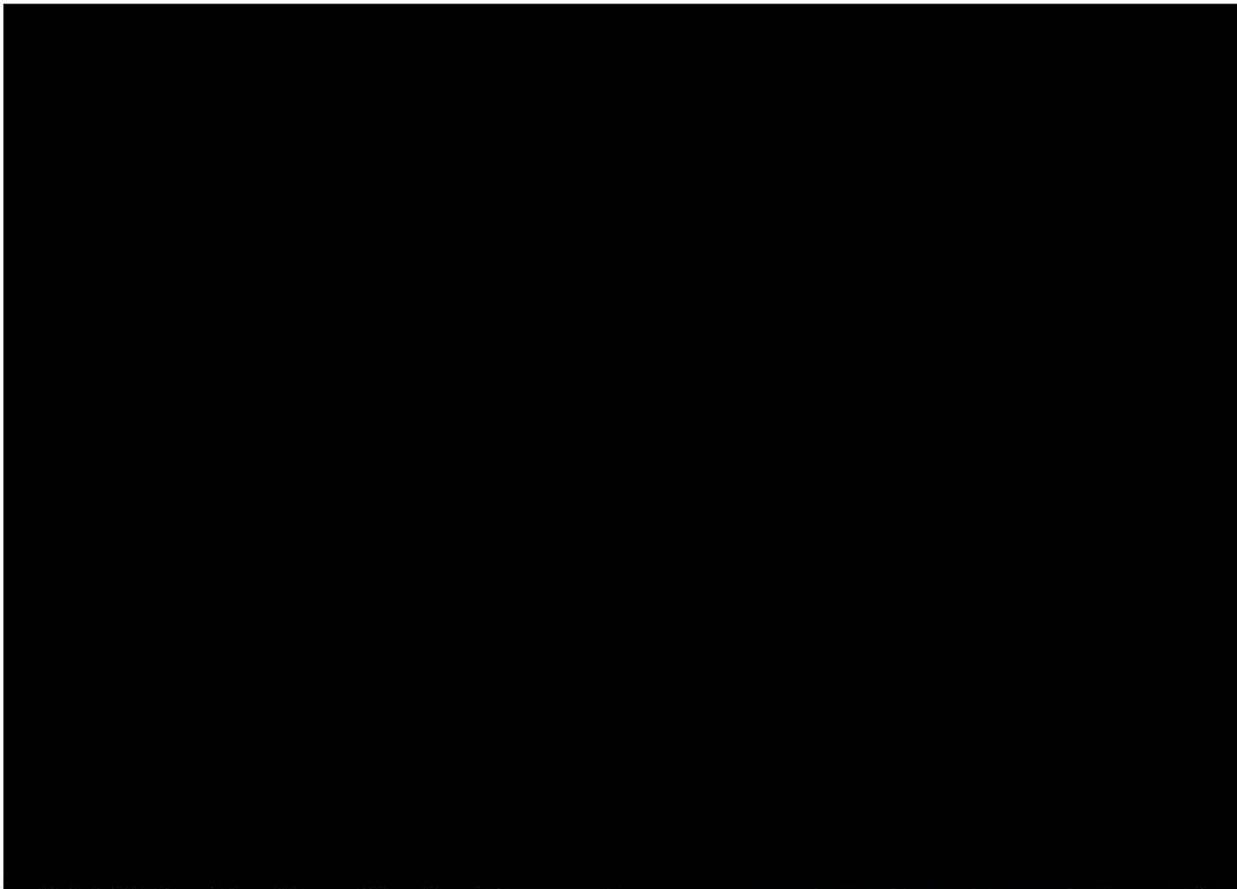


Tabla 12. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional. Área Contractual A5.BG.
(Fuente: Operador).

II. Responsable Oficial

Como parte de la propuesta del Punto de Medición provisional de Condensado y Gas y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis, fracción II de los Lineamientos, el Contratista presenta la información correspondiente al Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta de Punto de Medición provisional y cumplir con lo establecido en el artículo 9 de los LTMMH.

Por lo anterior, el Contratista entregó la información de los datos generales y oficio de designación de Responsable Oficial, así como el documento que demuestra que cuenta con las facultades correspondientes a lo estipulado en los artículos 9 y 42 Bis, fracción II, de los LTMMH, mediante los cuales se designa al Director de Operaciones como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos, es importante señalar que los datos del Responsable Oficial fueron entregados a esta Comisión y se encuentra bajo resguardo de ésta, por otra parte se acredita que el Responsable Oficial cuenta con

las competencias técnicas acordes con la propuesta de los Puntos de Medición provisional de los Pozos del Área Contractual A5.BG.

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,

El Contratista contempla dividir en dos etapas la medición de volumen y calidad de hidrocarburos derivado de las pruebas de producción de los prospectos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL, asociados al presente programa de evaluación.

La Etapa 1, que corresponde a las mediciones a realizar como parte de las Pruebas de Producción Convencionales de los prospectos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL, consiste en instalar en cada pozo un equipo de separación trifásico con instrumentos de medida independientes. El volumen de gas natural producido será cuantificado en el Punto de Medición provisional propuesto mediante medidores tipo placa orificio instalados a la salida del separador y previo a la disposición final del gas, mientras que el condensado será cuantificado operacionalmente por un medidor tipo turbina a la salida de líquidos del separador y será recolectado en presas metálicas instaladas en la macropera de cada pozo, donde se ubicará el Punto de Medición provisional de condensado, en el cual, el condensado será medido de manera estática mediante cinta petrolera y pasta marcadora bajo la norma API MPMS 3.1, previo a ser enviado mediante Unidades de Presión y Vacío (UPV) para su disposición.

Para la determinación de la calidad durante la primera etapa de medición las muestras de gas y condensado serán tomadas por única ocasión y analizadas en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA). Las muestras de gas serán tomadas a la salida del separador trifásico, en tanto, las muestras de condensado serán tomadas en las presas metálicas instaladas en la macropera de cada pozo.

El agua en superficie será cuantificada mediante un medidor tipo turbina instalado a la salida del separador trifásico previo a su recolección en presas metálicas y posterior envío mediante UPV a disposición final a alguna estación o un pozo letrina cercanos al área contractual.

La Etapa 2, que iniciará con las Pruebas de Producción de Alcance Extendido de los prospectos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL, considera dos alternativas para el manejo y medición de hidrocarburos.

La primera Alternativa consiste en el tendido de líneas de descarga desde los pozos hasta una Planta de Acondicionamiento de Gas (PAG) a construir en el área contractual. El gas se acondicionará y enviará a la Estación de Regulación y Medición (ERM) también por construir, donde se ubicará el Punto de Medición provisional de gas, mientras que el condensado será recolectado, acondicionado y medido en tanques verticales dentro de la PAG, lugar donde se ubicará el Punto de Medición provisional de condensado.

Durante la Etapa 2 de Medición se considera que el muestreo de gas y condensado se realice de manera mensual en cualquiera de las dos alternativas planteadas. Para la Alternativa 1, la toma de muestra de gas se realizará en la ERM, mientras que la toma de muestra de condensado será realizada en los tanques verticales de la PAG.

La segunda Alternativa considera mantener equipos de separación trifásica independientes en las macroperas de cada pozo. Posterior a su separación, el gas será enviado mediante líneas de descarga a construir desde la salida de gas de los separadores hacia las Estaciones de Recolección de Gas (ERG) existentes [REDACTED] en estas Estaciones de Recolección estarán ubicados los Puntos de Medición provisional de gas. Respecto del condensado, este será recolectado en presas metálicas en cada macropera, donde será medidos operacionalmente mediante cinta petrolera y pasta marcadora. Este volumen de condensado será transportado mediante Unidades de Presión y Vacío a los Puntos de Medición provisional ubicados en los tanques verticales de almacenamiento [REDACTED] de la [REDACTED] [REDACTED] así como, en los tanques [REDACTED] de la [REDACTED]

Durante esta segunda la toma de muestras de gas se realizará a la salida de los separadores móviles durante la realización de los aforos mensuales, mientras que la toma de muestras de condensado se realizará en los tanques verticales de las ER Torrecillas-1 y Cuitláhuac-3.

Comercialización de la Producción

La producción del Área Contractual A5.BG proviene de dos campos Patriota y Yunque. En el Programa de Evaluación, presenta dos etapas de medición que se mencionan a continuación:

El Operador presenta en la primera etapa que el gas producido, después de ser medido, se irá a disposición final. Lo anterior sin demerito del pago de contraprestaciones como se menciona en el anexo 3 del contrato de

extracción. En el caso de la segunda etapa de medición, se tienen dos alternativas visualizadas por el Operador. A continuación, se presentan:

En la primera alternativa, se considera la construcción de líneas de descarga desde los pozos hasta la Planta de Acondicionamiento de Gas (propiedad del Operador) para mover el gas. Posteriormente, para el tema de medición el gas se enviará a la Estación de Regulación y Medición (propiedad del Operador) y finalmente para la comercialización se hará la inyección al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

En la segunda alternativa, se considera el envío del gas mediante líneas de descarga desde los pozos hasta alguna de las a las [REDACTED] para su medición y comercialización.

En lo que respecta la calidad del gas a ser comercializado rondará dentro de los parámetros siguientes:



Tabla 13. Calidad del Gas Natural del campo Patriota y Yunque.
(Fuente: Operador).

IV. Programa de Diagnósticos para realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional

El Contratista presenta el programa de diagnósticos para la implementación de los Puntos de Medición provisional propuestos para los pozos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL, donde se programan las siguientes actividades: calibración, integración de información de los sistemas de medición implementados en el Punto de Medición provisional, definición de los Diagnósticos a implementar, ejecución de Diagnósticos, revisión y evaluación de resultados de diagnósticos y atención a no conformidades en caso de presentarse para los sistemas de medición para Gas y Condensados durante la vigencia del Programa de Evaluación, cumpliendo así con lo establecido en la fracción IV del artículo 42 Bis de los LTMMH.

Opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Con base en los artículos 5 y 42 Ter de los LTMMH se solicitó la opinión de la SHCP con relación a la ubicación del Punto de Medición provisional



relacionado con la Solicitud mediante el oficio 250.1619/2022 de fecha 09 de diciembre del 2022, a lo cual mediante oficio 352-A-I-201 con fecha del 12 de diciembre de 2022 la SHCP se pronunció indicando no tener inconveniente y ser técnicamente viable la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición provisional relacionado con la Solicitud presentado por el Contratista, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad del hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión 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 Lineamientos, 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 Lineamientos 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 el Punto de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la Comisión.*
- 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.*

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) Deberá de mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los avances reales ejecutados de los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición

provisional de Gas y Condensado de los pozos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL.

- 3) En caso, que considere proponer un nuevo Punto de Medición provisional del Área Contractual A5.BG deberá observar lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, y en su caso, si el Contratista considera realizar una modificación al Punto de Medición provisional objeto del presente Dictamen, o bien, algún cambio en la estrategia (alternativas seleccionadas) éste deberá observar lo establecido en el artículo 42 Quater de los LTMMH, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los multicitados Lineamientos, la Comisión debe aprobar dichas propuestas y considerando además que no se puede poner a aprobación mediante un aviso.
- 4) Deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
- 5) Deberá dar aviso a esta Comisión - Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, en caso de falla en el Sistema de Medición o falta de registro de datos, el Contratista deberá notificar a la Comisión el hallazgo del evento y al mismo tiempo compartir los registros de medición solicitados a su comprador, lo anterior con el fin de validar el volumen y calidad del gas producido de los pozos del Área Contractual A5.BG, como lo estipula en los artículos 48, 49, 49 Bis, 49, Ter, 49 Quater, 50, 51 y 52, fracciones I, II, II, IV y V de los LTMMH.
- 6) 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 cada uno de los Hidrocarburos producidos, 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, fracción I, inciso b) de los LTMMH.
- 7) El Contratista deberá remitir a esta Comisión el resultado de las pruebas de producción realizadas a los pozos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL conforme al Artículo 42 Quintus de los LTMMH.

- 8) El Contratista deberá reportar la producción de los volúmenes de hidrocarburos obtenidos durante las pruebas de producción, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
- 9) Antes de comenzar las pruebas de alcance extendido, el Contratista deberá confirmar e informar a la comisión la conclusión de la construcción y puesta en operación de la Planta de Acondicionamiento de Gas y la Estación de Regulación y Medición.
- 10) En caso de considerar la implementación de la alternativa 2, en la etapa 2, el contratista deberá confirmar a la Comisión que los sistemas de medición ubicados en las ERG [REDACTED] se encuentran operando de forma normal y con todos los elementos (secundarios y terciarios) del sistema de medición para la correcta cuantificación del gas natural.

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto al manejo y medición de los hidrocarburos asociados a los pozos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL asociados al Programa de Evaluación del Área Contractual A5.BG respecto del Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, donde se proponen los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado a localizarse en la boca del pozo en la Etapa 1, y en la [REDACTED] en la Etapa 2 alternativa 1, y en la [REDACTED] en la etapa 2 alternativa 2 y, dando cumplimiento a lo correspondiente al Artículo 42 Bis de los LTMMH en referencia 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, así como información que da sustento al Programa de Diagnósticos, por lo que esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que la propuesta realizada para los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado, es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir, y que podrán ser utilizados solo para los pozos Patriota-108DEL y Yunque-106DEL durante la vigencia de las Pruebas de Presión producción y PAE a realizarse en el Programa de Evaluación asociado al descubrimiento de los pozos en comento del Área Contractual A5.BG.

V.4 Metas físicas

Considerando la información que integra el Programa de Evaluación, las actividades a desarrollar por el Operador se resumen en la Tabla 14.

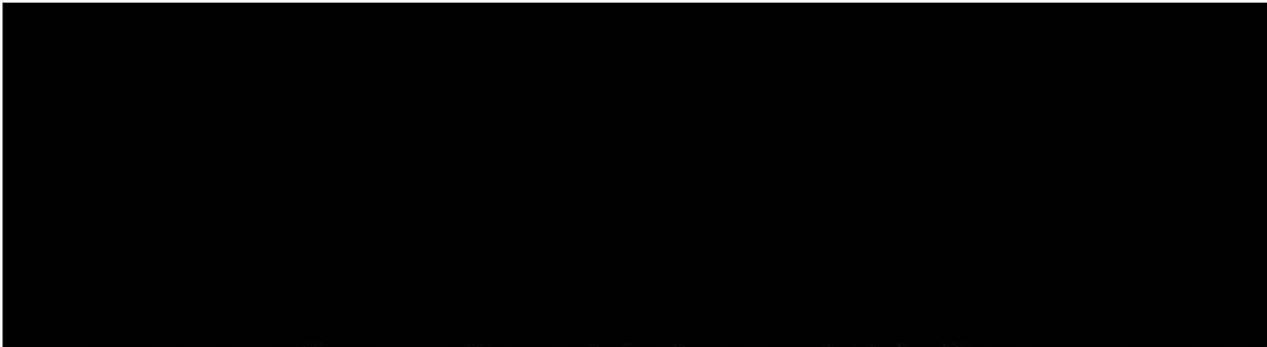
A large black rectangular box redacting the content of Table 14.

Tabla 14. Metas físicas asociadas al Programa de Evaluación.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

V.5 Unidades de Trabajo Asociadas al Programa de Evaluación

El compromiso adquirido por el Operador es realizar [REDACTED] Unidades de Trabajo (en adelante, UT) como Programa Mínimo de Trabajo además de [REDACTED] como parte del compromiso asociado al Periodo Adicional, dando un total de [REDACTED]

Se advierte que a la fecha el Operador ha acreditado un total de [REDACTED] UT y se encuentra en proceso de acreditación de [REDACTED] por la ejecución de diferentes actividades petroleras en el Área Contractual. Asimismo, el Escenario Base del Plan de Exploración vigente está asociado a un estimado de [REDACTED] mientras que el Escenario Incremental se asocia a [REDACTED] con las que podría dar cumplimiento a las UT comprometidas. No obstante, las actividades propuestas en el Programa de Evaluación se asocian a un estimado de [REDACTED] para el Escenario Base, mientras que para el Escenario Incremental se asocian hasta [REDACTED]

VI. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

Con base en lo establecido en el Anexo I, apartado II, numeral 4 así como en los Artículos 11, 45 y 48 de los Lineamientos; la DGPyEE de la Comisión realizó un análisis respecto del programa de inversiones del Programa de Evaluación, presentado por el Operador, observando lo siguiente.

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

VI.1 Desglose del Programa de Inversiones relacionado con el Programa de Evaluación.

En el Programa de Inversiones asociado al Programa de Evaluación, el Operador propone dos Escenarios, el Escenario Base¹ de [REDACTED] donde se propone realizar diversos estudios de geología, geofísica e ingeniería de yacimientos, y el Escenario Opcional y/o Incremental, de [REDACTED] de dólares donde se añade la actualización de estudios exploratorios y la perforación de dos pozos delimitadores.

Acorde con lo anterior, el Programa de Inversiones se presenta a continuación.

Escenario Base

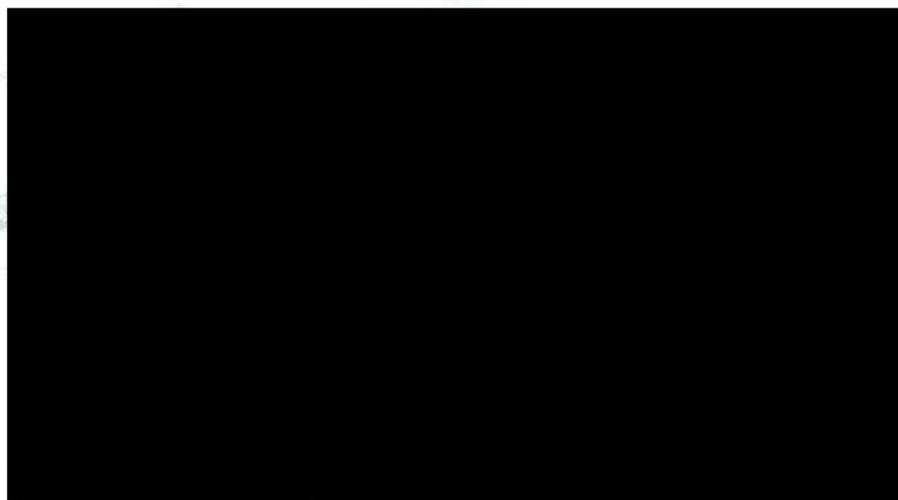


Figura 20. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad-Escenario Base
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en información presentada por el Operador)

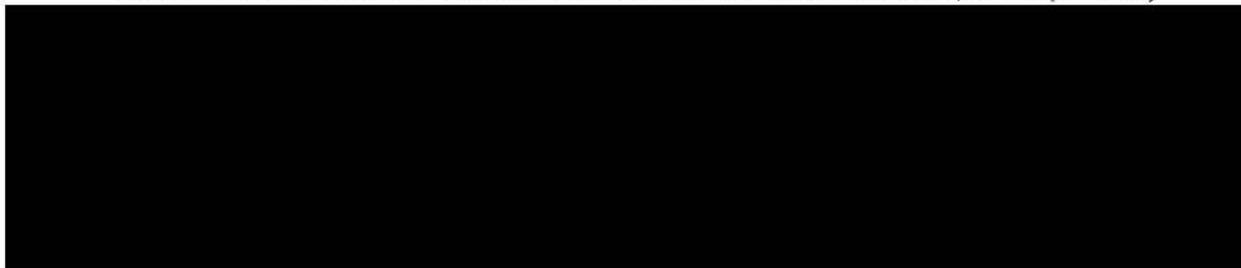


Tabla 15. Desglose del Programa de Inversiones-Escenario Base
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

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

¹ De los escenarios operativos propuestos se excluyen los montos asociados al Programa de Transferencia de Tecnología y Seguros Operativos, ambos conceptos No Elegibles.

Escenario Base + Opcional y/o Incremental

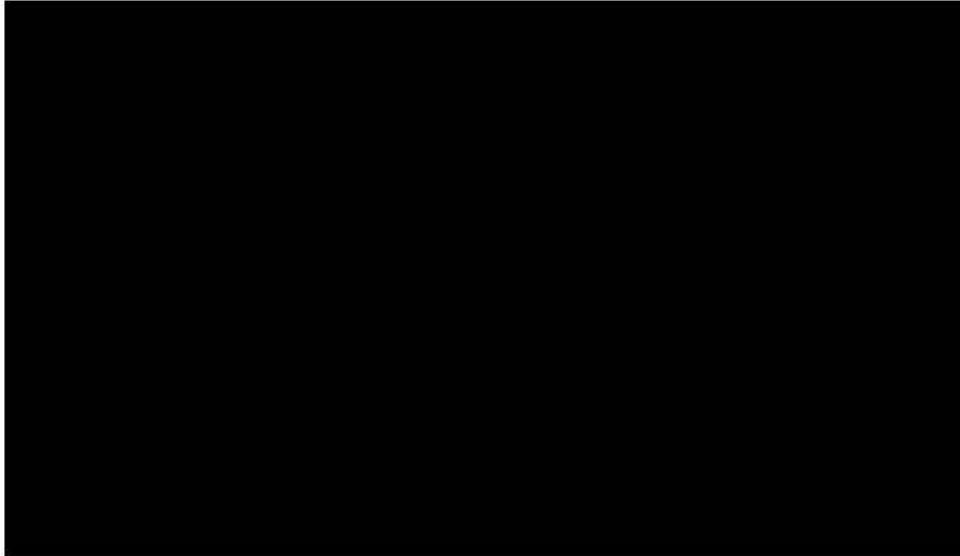


Figura 21. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad-Escenario Base Opcional y/o Incremental
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en información presentada por el Operador)

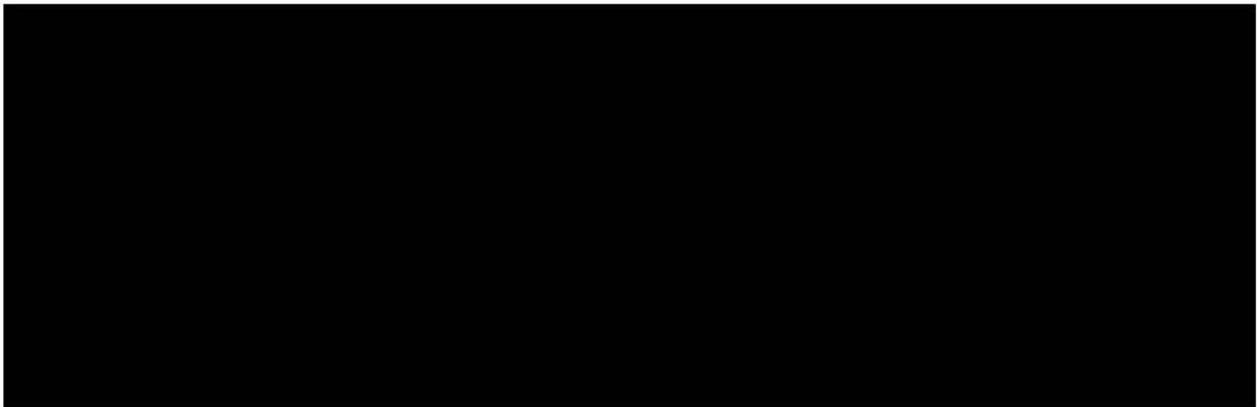


Tabla 16. Desglose del Programa de Inversiones-Escenario Base Opcional y/o Incremental
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

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

VI.2 Resultado de la Evaluación

De la revisión a la información presentada por el Operador, se observa que el Programa de Inversiones, es consistente con las actividades presentadas como parte de la solicitud, y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y*

servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015, y sus respectivas modificaciones.

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

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

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

Asimismo, la Comisión revisará el cumplimiento de la ejecución de las actividades relacionadas con el Programa tal y como se establece en el artículo 100, fracción I, inciso c) de los Lineamientos, ello como parte de los indicadores de evaluación del cumplimiento del mismo.

VIII. PROGRAMAS ASOCIADOS

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

Mediante oficio 240.2024/2022, del 13 de diciembre de 2022, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Asimismo, mediante el oficio 240.2025/2022, del 13 de diciembre de 2022, 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 y tomando en consideración la competencia de la SE en materia de Contenido Nacional 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 240.2026/2022, del 13 de diciembre de 2022, 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/1281/2017 de 11 de diciembre de 2017, la ASEA autorizó al Contratista el Sistema de Administración identificado con el número de [REDACTED]

Cabe señalar que la presente Resolución se emite 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.

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.

IX. 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, VI y VII 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.** 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 Patriota y Yunque, dentro de las áreas identificadas como patriota Norte y yunque Oeste, 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 pruebas de producción convencionales y de alcance extendido 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 pruebas de presión-producción convencionales y de alcance extendido, 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 2 pozos delimitadores, toma de información con registros geofísicos, núcleos y muestras de canal, así como las pruebas de presión -producción convencionales y de alcance extendido, 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 para evaluar el yacimiento [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 estas 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.

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 Patriota, en los niveles [REDACTED] así como el campo Yunque en los niveles [REDACTED]

- 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 Patriota Norte y Yunque Oeste 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.

X. 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 Patriota Norte y Yunque Oeste 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, VI y VII 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



Ing. Jennifer Elliott Cruz
Directora de Área

Validó



Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
Director General de Dictámenes de Exploración

Autorizó



Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez

En suplencia por ausencia del Titular de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión, con fundamento en el artículo 54 primer párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.