



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

2022



Dictamen Técnico de la modificación del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L02-A9.BG/2017

Periodo Adicional de Exploración

Contratista: 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.	DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO	4
I.1	DATOS DEL CONTRATISTA	4
I.2	DATOS DEL CONTRATO	4
I.3	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	5
II.	ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN	9
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	10
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICABLES PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	12
IV.1	ACTIVIDADES EXPLORATORIAS REALIZADAS EN EL ÁREA CONTRACTUAL DURANTE EL PIE	12
IV.2	MODIFICACIÓN AL PLAN DE EXPLORACIÓN	14
IV.2.1	ACTIVIDADES ESCENARIO BASE	17
IV.2.1.1	ESTUDIOS EXPLORATORIOS	18
IV.2.1.2	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS	19
IV.2.2	ACTIVIDADES ESCENARIO INCREMENTAL	21
IV.2.2.1	ESTUDIOS EXPLORATORIOS	21
IV.2.2.2	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS	21
IV.3	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	23
IV.4	MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	25
IV.5	PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	34
IV.6	RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RECURSOS A INCORPORAR	38
IV.7	ANÁLISIS ECONÓMICO	39
IV.8	PROGRAMAS ASOCIADOS	41
IV.8.1	PROGRAMA DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA	41
IV.8.2	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	42
V.	ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	42
V.1	INDICADORES DEL DESEMPEÑO	43
V.2	CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	43
V.3	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS 39 Y 40 DE LOS LINEAMIENTOS	44
V.4	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA	46
VI.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	47

El presente Dictamen Técnico se refiere a la modificación del Plan de Exploración (en adelante, Modificación) del Contrato CNH-R02-L02-A9.BG/2017 (en adelante, Contrato), sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) presentado por Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Operador o Contratista) mediante escrito LEG-2022-692, recibido en esta Comisión el 04 de octubre de 2022 (en adelante, Solicitud), en cumplimiento al artículo 31, fracción VIII de la Ley de Hidrocarburos; las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y Anexo 5 del Contrato; y los artículos 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y 41 fracción I, así como el Anexo I de los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos* (en adelante, Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019 y modificados el 31 de marzo y 20 de agosto de 2021.

De lo anterior, resulta necesario precisar que la Comisión aprobó el Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración (en adelante, PIE) mediante Resolución CNH.E.29.003/19 del 31 de mayo de 2019. Asimismo, mediante Resolución CNH.E.48.001/2020 de fecha 29 de septiembre de 2020 la Comisión aprobó la modificación al Plan (en adelante, Plan vigente).

El Periodo Adicional de Exploración (en adelante, PAE) se aprobó mediante Resolución CNH.E.03.004/2022 del 13 de enero de 2022 hasta por dos años adicionales contados a partir del vencimiento del PIE (03 de febrero de 2022).

Al respecto, cabe señalar que el 23 de noviembre de 2021 el Contratista presentó a la Comisión la solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Exploración para el PAE, en cumplimiento a lo establecido por la Cláusula 4.3 del Contrato, no obstante, mediante oficio 240.0135/2022 del 18 de enero de 2022, la Comisión notificó al Contratista el desechamiento de su solicitud dejando a salvo sus derechos para presentar una nueva solicitud.

Para llevar a cabo el análisis técnico del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en la Modificación, las Direcciones Generales de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE), Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPyEE), Medición y Comercialización de la Producción (en adelante, DGMycP) y Dirección General de Seguimiento de Contratos (en adelante, DGSC) de la Comisión.

I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO

I.1 Datos del Contratista

El Contratista promovente de la Modificación para el Área Contractual 9 Burgos (en adelante, Área Contractual) es Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de México, cuyo objeto es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres.

I.2 Datos del Contrato

El Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia, se celebró el 8 de diciembre de 2017 (en adelante, Fecha Efectiva) entre la Comisión y el Contratista.

La vigencia del Contrato es de treinta (30) años a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la vigencia del Contrato, incluyendo, sin limitar, las relativas al Abandono y a la indemnización, de conformidad a la Cláusula 3.1 del citado Contrato.

El PIE tuvo una duración de dos (2) años a partir de la aprobación del Plan de Exploración. No obstante, conforme a lo establecido en el *Acuerdo CNH.E.29.001/2020 por el que la Comisión establece diversas medidas a fin de promover el desarrollo de las actividades petroleras, publicado en el DOF el 3 de agosto de 2020 y el Acuerdo CNH.E.29.004/2021 para promover las Actividades Petroleras publicado en el DOF el 17 de mayo de 2021 y la suspensión por 90 días naturales a su Periodo Inicial de Exploración.*

Por lo anterior, mediante oficios 260.1288/2020 y 260.0965/2021, de fechas 24 de septiembre de 2020 y 13 de julio de 2021, respectivamente, la Comisión otorgó la adición de 124 días naturales y la suspensión por 90 días naturales al PIE, asociado al Contrato. Adicionalmente, el Contratista solicitó una prórroga del PIE por una duración de 20 días naturales, la cual fue aprobada mediante Resolución CNH.E.54.004/2021 de fecha 30 de julio de 2021.

En este Contexto el PIE concluyó el 3 de febrero de 2022, periodo en el cual el Contratista logró llevar a cabo diversas Actividades Petroleras, entre estas destaca la perforación del Pozo Exploratorio Jununu-1EXP, la actualización de estudios geológicos y geofísicos que dieron pauta a replantear la estrategia para el PAE y en consecuencia la actualización de la cartera de prospectos exploratorios, además de cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT), por lo que tuvo los requerimientos para solicitar el PAE.

Mediante Resolución CNH.E.03.004/2022 del 13 de enero de 2022 la Comisión aprobó el PAE hasta por dos (2) años adicionales contados a partir del vencimiento del PIE.

Por lo anterior, la presente Modificación considera actividades exploratorias a realizarse durante los dos (2) años subsecuentes correspondientes al PAE, con el fin de maximizar el valor estratégico del Área Contractual y lograr al menos un Descubrimiento.

1.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual se localiza geográficamente al Noreste de México en el Estado de Tamaulipas; perteneciente al municipio Soto la Marina, en la [REDACTED]. El Área Contractual tiene una superficie aproximada de 463.989 km². Las coordenadas que delimitan el Área Contractual se circunscriben con los vértices que se ilustran en la Figura 1 y se enlistan en la Tabla 1.

Las actividades amparadas en el Contrato pueden realizarse en todas las formaciones geológicas, es decir, no presenta restricción de profundidad.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97°53'00"	24°15'00"
2	97°48'30"	24°15'00"
3	97°48'30"	24°14'00"
4	97°49'00"	24°14'00"
5	97°49'00"	24°10'00"
6	97°49'30"	24°10'00"
7	97°49'30"	24°02'00"
8	98°00'00"	24°02'00"
9	98°00'00"	24°16'30"
10	97°53'00"	24°16'30"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.
(Fuente: Comisión).

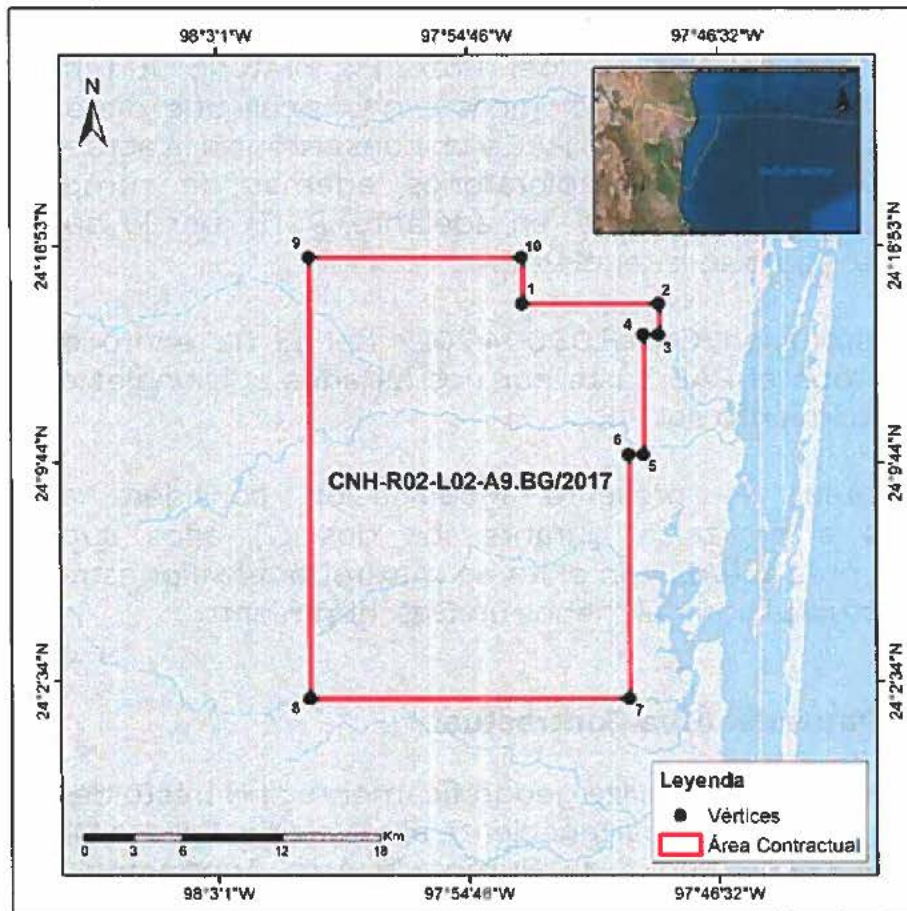


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual.
(Fuente: Comisión).

Cabe señalar que por Resolución CNH.E.03.004/2022 de 13 de enero de 2022, la Comisión aprobó al Contratista el Periodo Adicional de Exploración (en adelante, PAE) hasta por dos años adicionales contados a partir del vencimiento del Periodo Inicial de Exploración.

Asimismo, por Resolución CNH.E.25.001/2022 de fecha 24 de marzo de 2022, se aprobó la modificación al Plan de Exploración del Contrato, indicando en su Considerando SÉPTIMO lo siguiente:

SÉPTIMO.- Que derivado del análisis realizado en el Anexo Único, respecto de las Actividades Petroleras ejecutadas en el Periodo Inicial de Exploración y tomando en consideración que el 13 de enero de 2022, mediante la Resolución CNH.E.03.004/2022, la Comisión aprobó el Periodo Adicional de Exploración, se advierte que en el caso de que el Contratista configure alguno de los supuestos establecidos en la Cláusula 7.1 del Contrato, la Comisión ejercerá sus facultades, ello con la finalidad de dar procurar el cumplimiento de la obligación contractual.

Derivado de lo anterior, por oficio 260.00726/2022 de 17 de junio de 2022, esta Comisión solicitó al Contratista, entre otras cosas, se pronuncie respecto de la Cláusula 7.1 del Contrato, el cual a la letra establece lo siguiente:

"7.1 Reglas de Reducción y Devolución. El Contratista deberá renunciar y devolver el Área Contractual conforme a lo establecido a continuación:

(b) Si al Contratista se le concedió el Periodo Adicional de Exploración mediante el compromiso de realizar las Unidades de Trabajo equivalentes a un (1) Pozo exploratorio de conformidad con el Anexo 5, y realizó las Unidades de Trabajo equivalentes a un (1) Pozo exploratorio durante el Período Inicial de Exploración, deberá renunciar y devolver el cincuenta por ciento (50%) del Área Contractual que no esté contemplada en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo aprobado por la CNH al finalizar el Periodo Inicial de Exploración;"

En atención a lo anterior, por escrito LEG-2022-511 recibido en esta Comisión el 13 de julio de 2022, el Contratista presentó respuesta al oficio 260.00726/2022, señalando al respecto a "(...) la devolución se realizará dentro de los 6 meses siguientes a la recepción de la Resolución (CNH.E.25.001/2022)".

Derivado de lo anterior, mediante escrito LEG-2022-691 recibido el 4 de octubre de 2022, el Contratista ingresó a esta Comisión la notificación de renuncia y devolución del 50% del Área Contractual conforme a la Cláusula 7.1, inciso b) del Contrato, misma que se encuentra en evaluación por esta Comisión.

Aunado a lo anterior, por escrito LEG-2022-692 recibido el 4 de octubre de 2022, el Contratista presentó la modificación asociada al presente Dictamen Técnico en cumplimiento a las Cláusulas 4.2, 4.4, 7.1, inciso b) y Anexo 5 del Contrato; los artículos 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y el Anexo I de los Lineamientos.

En ese sentido, la propuesta de reducción y devolución del Área Contractual definida por el Operador es la siguiente:



En este contexto las actividades documentadas en la Modificación se realizarían dentro de las coordenadas que delimitan la superficie de propuesta de reducción para el Área Contractual y se circunscriben con los vértices que se ilustran en la Figura 2 y se enlistan con la Tabla 2.



Figura 2. Localización y vértices del área propuesta a reducción.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	97°53'00"	24°16'30"
2	97°53'00"	24°15'00"
3	97°48'30"	24°15'00"
4	97°48'30"	24°14'00"
5	97°49'00"	24°14'00"
6	97°49'00"	24°10'00"
7	97°49'30"	24°10'00"
8	97°49'30"	24°04'30"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
15	97°54'30"	24°05'00"
16	97°54'30"	24°06'30"
17	97°54'00"	24°06'30"
18	97°54'00"	24°10'00"
19	97°55'30"	24°10'00"
20	97°55'30"	24°14'00"
21	97°57'30"	24°14'00"
22	97°57'30"	24°14'30"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
9	97°50'00"	24°04'30"
10	97°50'00"	24°03'30"
11	97°51'30"	24°03'30"
12	97°51'30"	24°03'00"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
23	97°58'30"	24°14'30"
24	97°58'30"	24°15'30"
25	97°59'00"	24°15'30"
26	97°59'00"	24°16'30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas del área propuesta a reducción.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Cabe señalar que la renuncia y devolución del 50% del Contractual en términos de la Cláusula 7.1 inciso (b) del Contrato, no es motivo de aprobación dentro del presente Dictamen Técnico. Sin embargo, se observa que las Actividades Petroleras propuestas a ejecutar están enfocadas al área que propone conservar el Contratista.

II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN

La Modificación fue presentada de conformidad con el artículo 31, fracción VIII de la Ley de Hidrocarburos, las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4, Anexo 5 del Contrato y los artículos 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y 41 fracción I, así como el Anexo I de los Lineamientos.

Asimismo, el Operador presentó su Solicitud de modificación al Plan, donde incluyó una tabla comparativa de las Actividades Petroleras, así como la justificación técnica de la modificación a desarrollar, acotando las actividades al Área Contractual que pretende conservar conforme a lo establecido en la Cláusula 7.1 inciso b) del Contrato.

En este sentido, la modificación del Plan de Exploración consiste en lo siguiente:

1. Actualizar la estrategia exploratoria a desarrollar para el PAE, conforme al área de reducción propuesta por el Operador;
2. Actualizar los periodos en los cuales se llevarán a cabo las perforaciones de los prospectos y los estudios exploratorios;
3. Actualizar la cartera de prospectos de acuerdo con la información obtenida hasta el momento de la presentación de la Solicitud;
4. Actualizar el monto de inversiones del Plan aprobado, acorde a las actividades que se modifican, y

5. A través de las Actividades Petroleras susceptibles de acreditar Unidades de Trabajo (en adelante, UT), cumplir con los compromisos adquiridos.

El objetivo principal de la Modificación consiste en la evaluación del potencial petrolero e incorporar recursos por medio de la perforación de Pozos Exploratorios, en zonas consideradas por el Contratista con mayor prospectividad en los [REDACTED]

La estrategia exploratoria definida por el Contratista dentro de la Modificación considera evaluar el potencial petrolero e incorporar recursos de hidrocarburos; mediante la realización de estudios exploratorios y actividades propias de perforación de prospectos exploratorios.

Con base en la información que integra la Modificación y los objetivos establecidos, el Contratista define en su propuesta dos Escenarios operativos: Escenario Base e Incremental, este último con la particularidad de realizar las actividades parciales o totales, en función de los resultados obtenidos del Escenario Base.

- **Escenario Base:** incluye el desarrollo y ejecución de las actividades exploratorias que no dependen del desarrollo o éxito de otras actividades, las cuales están consideradas para cumplir con los compromisos asociados a UT para el PAE establecidos en el Anexo 5 del Contrato, las cuales están descritas en el apartado IV.2.7 *Actividades Escenario Base*, del presente Dictamen Técnico; y
- **Escenario Incremental:** considera actividades adicionales a las del Escenario Base, cuya realización parcial o total, estaría sujeta a los resultados o avances que se obtengan en los estudios exploratorios, las cuales están descritas en el apartado IV.2.2 *Actividades Escenario Incremental*.

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

El proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución para la Modificación propuesta por el Contratista involucró la participación de la DGDE, de la DGPyEE, la DGMycP y de la Dirección General de Seguimiento de Contratos de la Comisión.

Además, se envió la información proporcionada por el Contratista a la Secretaría de Economía (en adelante, Secretaría) y a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) para que, en el ámbito de sus competencias, dichas instituciones realicen la evaluación del Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia Tecnológica, y del Sistema de Administración de Riesgos, respectivamente.

La Figura 2 muestra, en un contexto generalizado, la relación cronológica para la evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto de la Modificación presentada por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.077/2022 de la DGDE de esta Comisión.

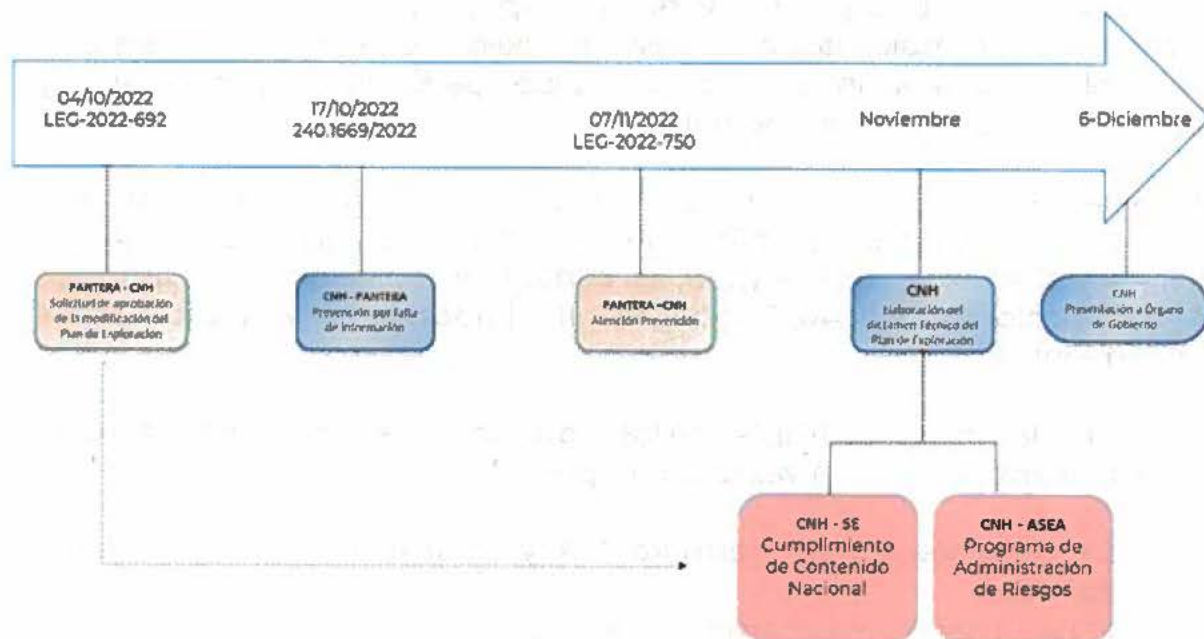


Figura 2. Relación cronológica para la evaluación, Dictamen Técnico y Resolución de la Modificación.
(Fuente: Comisión).

[Firma manuscrita]

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICABLES PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO

Se verificó que las actividades propuestas por el Contratista cumplieran con el contenido del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos respecto a la observancia de las Mejores Prácticas a nivel internacional para la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos y la Incorporación de Reservas.

La Comisión consideró las bases previstas, principios y criterios en términos de los artículos 39, fracciones I, III, IV y VI de la *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética* (en adelante, LORCME), 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y 41 fracción I y Anexo I de los Lineamientos, para el análisis técnico de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en la Modificación, considerando también las características geológico-petroleras del área, así como el grado de avance de las actividades de Exploración necesarias y esperadas en el Área Contractual.

Al respecto, se advierte que las actividades propuestas por el Contratista en la Modificación dan cumplimiento a lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y el Anexo 5 del Contrato, así como lo establecido en los artículos 25, 39, fracciones I y II; 40, fracciones I, II; 41 fracción I y el Anexo I de los Lineamientos.

Asimismo, la Solicitud cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de Lineamientos, toda vez que cumple con:

- La presentación del formato MP y su instructivo debidamente llenados;
- El pago del aprovechamiento respectivo;
- Un documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación en una versión integrada, y
- La justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado, con la información y nivel de detalle establecido en el Anexo I de los Lineamientos.

IV.1 Actividades exploratorias realizadas en el Área Contractual durante el PIE

Dentro del Área Contractual se realizaron diversas actividades exploratorias de Geología y Geofísica durante el PIE y PAE orientadas a la Evaluación del Potencial Petrolero e Incorporación de Reservas.

De manera generalizada, en la Tabla 2 se incluye una descripción de las distintas actividades exploratorias realizadas durante el PIE y PAE, entre las que se incluyen la adquisición y/o reprocesamiento de información sísmica, estudios exploratorios y la perforación de Pozos Exploratorios dentro del Área Contractual.

Actividades Petroleras		Resultados	Periodo	
Adquisición y/o procesamiento de información sísmica	Adquisición de información a CNIH (compra).	[REDACTED]	2019-2021	
	Reprocesamiento sísmico del estudio Aguamar 3D.			
	Proyectos sísmicos especiales de AVO y Atributos.			
Estudios exploratorios	Estudios geológicos.		[REDACTED]	2019-2021
	Evaluación petrofísica.			
	Reinterpretación Sísmica.			
	Modelo de Caracterización Inicial de Yacimientos.			
	Evaluación de recursos prospectivos			2022
	Actualización de Modelo Estratigráfico			
Actualización de Modelo Geológico	2022			
Diseño de Pozo (VCD) Kaslwat-1EXP				
Actualización de modelo petrofísico				
Perforación de pozos	Actualización de modelo de yacimientos y caracterización	[REDACTED]	2020	
	Jununu-1EXP			

Tabla 2. Actividades realizadas durante el PIE.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

IV.2 Modificación al Plan de Exploración

Derivado de la revisión realizada a la propuesta de Modificación, se identificó que ésta se alinea a la fracción I del artículo 41 de los Lineamientos, el cual enuncia lo siguiente:

"(...)

- I. *Exista una **variación del número de Pozos a perforar** con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando:*

(...)"

En tal sentido, procede la Modificación, debido a lo siguiente:

- I. Derivado de las actividades realizadas al amparo del Plan vigente, el Operador agrega la perforación del prospecto Cuera-1EXP en su Escenario Base. Además de cambiar del Escenario Base al prospecto Kaslwat-1EXP al Escenario Incremental y adicionar en este mismo Escenario Incremental el prospecto Canica-1EXP. Cabe señalar que, la Modificación considera la recalendarización de las actividades y el cambio de Escenario Operativo de diversas actividades.
- II. Que el 4 de octubre de 2022, el Contratista presentó para su aprobación la Solicitud, la cual contempla las actividades a ejecutar durante el Periodo Adicional de Exploración del Contrato y dado que por escrito de misma fecha, y en el área que pretende conservar conforme a lo establecido en la cláusula 7.1 inciso b) del Contrato.

En relación con la información presentada por el Contratista, el objetivo de la Modificación consiste en incorporar Reservas mediante la perforación de Pozos Exploratorios en los [REDACTED] dentro del Área Contractual, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios; por lo anterior, la estrategia planteada, consiste en ejecutar actividades exploratorias a través de los Escenarios operativos (Base e Incremental) orientadas a la perforación de prospectos exploratorios, lo que resulta acorde con las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional, ya que se advierte que el flujo de trabajo propuesto, dentro

de la cadena de valor del proceso exploratorio, se enfoca en las etapas de Evaluación del Potencial Petrolero y de Incorporación de Reservas.

En este sentido, se realizó un análisis del conjunto de actividades que integran la Modificación (Figura 3) que, en un contexto generalizado, se identificaron y agruparon con el objeto de visualizar y conceptualizar los objetivos y alcances, a fin de verificar la congruencia que guardan en función de la estrategia exploratoria planteada, considerando que se busca fortalecer la cartera de prospectos exploratorios que permitan incorporar recursos de Hidrocarburos dentro del Área Contractual.

Las actividades propuestas a ejecutar se muestran en el cronograma de actividades de la Figura 3, programadas para el PAE, las cuales se esquematizaron en dos (2) rubros principales:

1. Estudios exploratorios, y
2. Perforación de prospectos exploratorios.

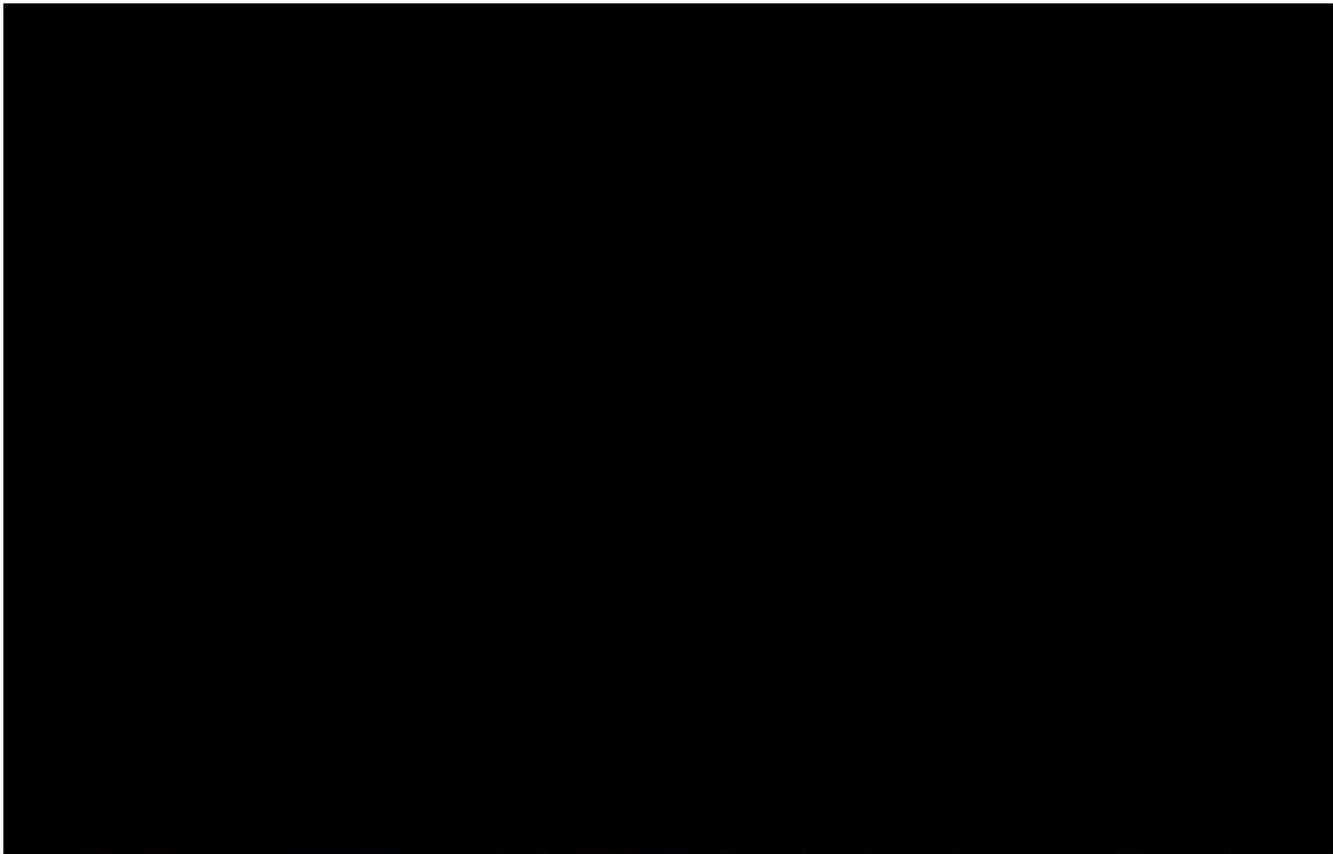
En la siguiente Tabla 3, se enlistan en un contexto generalizado las actividades exploratorias e inversiones a ejecutar durante el PAE.

Periodo Adicional de Exploración ¹ Contrato: CNH-R02-L02-A9.BG/2017						
Actividades e Inversiones		2022	2023	2024	Subtotal	Total
Estudios exploratorios	Modificación (Escenario Base)	2	8	5	15	23
	Modificación (Escenario Incremental)	-	1	7	8	
Perforación de pozos	Modificación (Escenario Base)	1	2	-	3	6
	Modificación (Escenario Incremental)	-	3	-	3	
Inversiones totales (MMUSD)	Modificación (Escenario Base)					
	Modificación (Escenario Incremental)					

¹PAE del 4 de febrero de 2022 a 4 de febrero de 2024.

**Inversiones totales, considera Escenario Base + Escenario Incremental.

Tabla 3. Actividades e inversiones a realizar durante el PAE.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).



* Se consideran las etapas de movimiento de equipo, perforación y terminación de pozos, así como las Pruebas de Presión y Producción durante la Terminación.
Fin del PAE 4 de febrero de 2024.



Figura 3. Cronograma de actividades de la Modificación para el PAE.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Cabe señalar que, de las actividades propuestas por el Contratista como parte de la Modificación, existen actividades cuya ejecución ha sido materializada y otras iniciaron previo a la emisión del presente Dictamen Técnico, situación que corresponde a la naturaleza técnica de las mismas, propiamente identificadas como actividades necesarias y de gabinete, sin que ello implique la realización física de alguna de ellas.

Por lo anterior, y atendiendo la esquematización del conjunto de actividades que integran la Modificación, es necesario precisar que dichas actividades se apegan a una secuencia lógica dentro del proceso exploratorio, dados los antecedentes, las características geológicas

prevalecientes y el tipo de hidrocarburo esperado en el Área Contractual, y que las propuestas definidas se sustentan sobre un conjunto de estudios exploratorios, donde se advierte el interés del Contratista por dar continuidad, generar mayores elementos técnicos que permitan reducir el grado de incertidumbre y riesgo geológico dentro del área, aunado a la integración y correlación de los resultados que deriven de la eventual perforación de prospectos exploratorios y de los estudios exploratorios que el Contratista planea desarrollar.

Considerando lo enunciado en el apartado *II. Elementos generales de la Modificación*, del presente Dictamen Técnico, a continuación, se detallan las actividades documentadas en la Solicitud, las cuales se asocian a dos escenarios operativos como se describe a continuación.

- **Escenario Base:** incluye el desarrollo y ejecución de las actividades exploratorias que no dependen del desarrollo o éxito de otras actividades, las cuales están consideradas para cumplir con los compromisos asociados a UT para el PAE establecidos en el Anexo 5 del Contrato. En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar en el Escenario Base son:
 - Perforación de hasta tres (3) prospectos exploratorios;
 - Estudios Exploratorios, y
 - Prueba de Presión-Producción.

- **Escenario Incremental:** considera actividades adicionales a las del Escenario Base, cuya realización parcial o total, estaría sujeta a los resultados o avances que se obtengan en los estudios exploratorios del Escenario Base, En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar en este Escenario son:
 - Perforación de tres (3) prospectos exploratorios;
 - Estudios Exploratorios, y
 - Prueba de Presión-Producción.

IV.2.1 Actividades Escenario Base

Para el caso particular del conjunto de actividades documentadas en el Escenario Base, la propuesta definida en la Modificación considera la ejecución de estudios exploratorios y la perforación de hasta tres (3) prospectos exploratorios con objetivos en el [REDACTED]

IV.2.1.1 Estudios exploratorios

La propuesta para el Escenario Base consiste en el desarrollo de quince (15) estudios exploratorios, los cuales de manera generalizada se presentan en la Tabla 4. Sin embargo, es de señalar que, dado que algunos estudios exploratorios se consideran en ambos Escenarios operativos, se precisa cuales serán ejecutados en dichos Escenarios.

Escenario Operativo	Nombre del estudio	Alcance
Base	Interpretación Sísmica	Actualizar mapas estructurales, volumetría y riesgo exploratorio de los prospectos con base en los estudios sísmicos, amarre de pozo y estratigráfica sísmica.
Base/Incremental	Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización	Generar un modelo que soporte los prospectos exploratorios identificados en el área contractual, reducir la incertidumbre en los gradientes de presión y temperatura para un diseño óptimo de la ingeniería de los Pozos Exploratorios.
Base/Incremental	Actualización de Modelo Estático	Generar un modelo tridimensional del yacimiento con información actualizada que permita tener la mejor estimación de los recursos prospectivos y/o contingentes en los prospectos analizados o pozos perforados.
Base/Incremental	Actualización de Modelo Estratigráfico	Generar un modelo estratigráfico que soporte los prospectos exploratorios como posibles entrapamientos de hidrocarburos. Actualizar la información con los resultados de la perforación de los prospectos exploratorios seleccionados.
Base/Incremental	Actualización de Modelo Geológico	Actualizar e integrar los modelos estratigráfico, petrofísico y estructural para generar un modelo geológico integrado con el cual se ratifiquen o actualicen los conceptos bajo los cuales se establecieron los prospectos identificados.
Base/Incremental	Actualización de Modelo Petrofísico	Generar un modelo petrofísico que soporte el recurso prospectivo calculado para los prospectos identificados.
Base/Incremental	Diseño de Pozo Tipo (VCD)	Diseño de perforación y terminación de Pozos Exploratorios. Escenario Base: Cuera-1EXP, Kuyu-1EXP y Sasán-1EXP. Escenario Incremental: Canica-1EXP, Naku-1EXP y Kaslwat-1EXP.
Base/Incremental	Análisis de Núcleos	Analizar las muestras de núcleo y fluidos obtenidos durante la perforación y terminación de pozo con respecto a su contenido de hidrocarburos y correlación con fluidos encontrados en yacimientos adyacentes.
Base/Incremental	Análisis de Resultados de la Perforación	Se emplearán los datos disponibles de sísmica 3D, registros de pozo, pruebas de pozo y eventos durante la perforación. El estudio deberá entregar los datos necesarios para actualizar los modelos geológicos, petrofísicos y de yacimientos.

Escenario Operativo	Nombre del estudio	Alcance
Base	Evaluación de Recursos Prospectivos y Estimación de Reservas	Actualizar, identificar y evaluar los prospectos exploratorios con base en los modelos estratigráfico, geológico y estático para determinar áreas potenciales de acumulación, espesores netos y propiedades petrofísicas que junto con parámetros volumétricos y factores de recuperación permitan estimar rangos de recursos prospectivos.
Base	Documentación de Descubrimientos	Generar la documentación necesaria en caso de éxito, para declarar un descubrimiento, y sentar las bases para generar el programa de evaluación asociado.
Base	Conceptualización de infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos	Realizar un estudio superficial de las necesidades de infraestructura para el óptimo desarrollo, que en caso de éxito un descubrimiento comercial.
Base	Evaluación Técnica-Económica del Proyecto	Generar las corridas económicas necesarias con los resultados del Pozo Exploratorio, para estimar la rentabilidad del descubrimiento en caso de éxito.
Incremental	Reprocesamiento de sísmica 3D	A través del análisis de atributos sísmicos en combinación con el análisis de la geometría interna de los reflectores sísmicos se confirmará la interpretación previa o se actualizará la distribución de las facies consideradas como almacenadoras para así ajustar los prospectos y posiblemente el programa de perforación.

Tabla 4. Estudios exploratorios a ejecutar durante el PAE.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

IV.2.1.2 Perforación de prospectos exploratorios

En el contexto de la perforación de prospectos exploratorios, el Contratista planea la perforación de tres (3) prospectos exploratorios: Kuyu-1EXP, Sasán-1EXP y Cuera-1EXP (Figura 4) en 2022 y 2023. En la siguiente Tabla 5 se incluyen las generalidades asociadas a cada prospecto exploratorio documentado.

Prospecto exploratorio	Tipo de trampa	Objetivo Geológico	Prof. Total programada (mvbnm)	Elevación del terreno (m)	Tipo de Hidrocarburo
Kuyu-1EXP					
Sasán-1EXP					
Cuera-1EXP					

Tabla 5. Generalidades de los prospectos exploratorios considerados en el Escenario Base.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

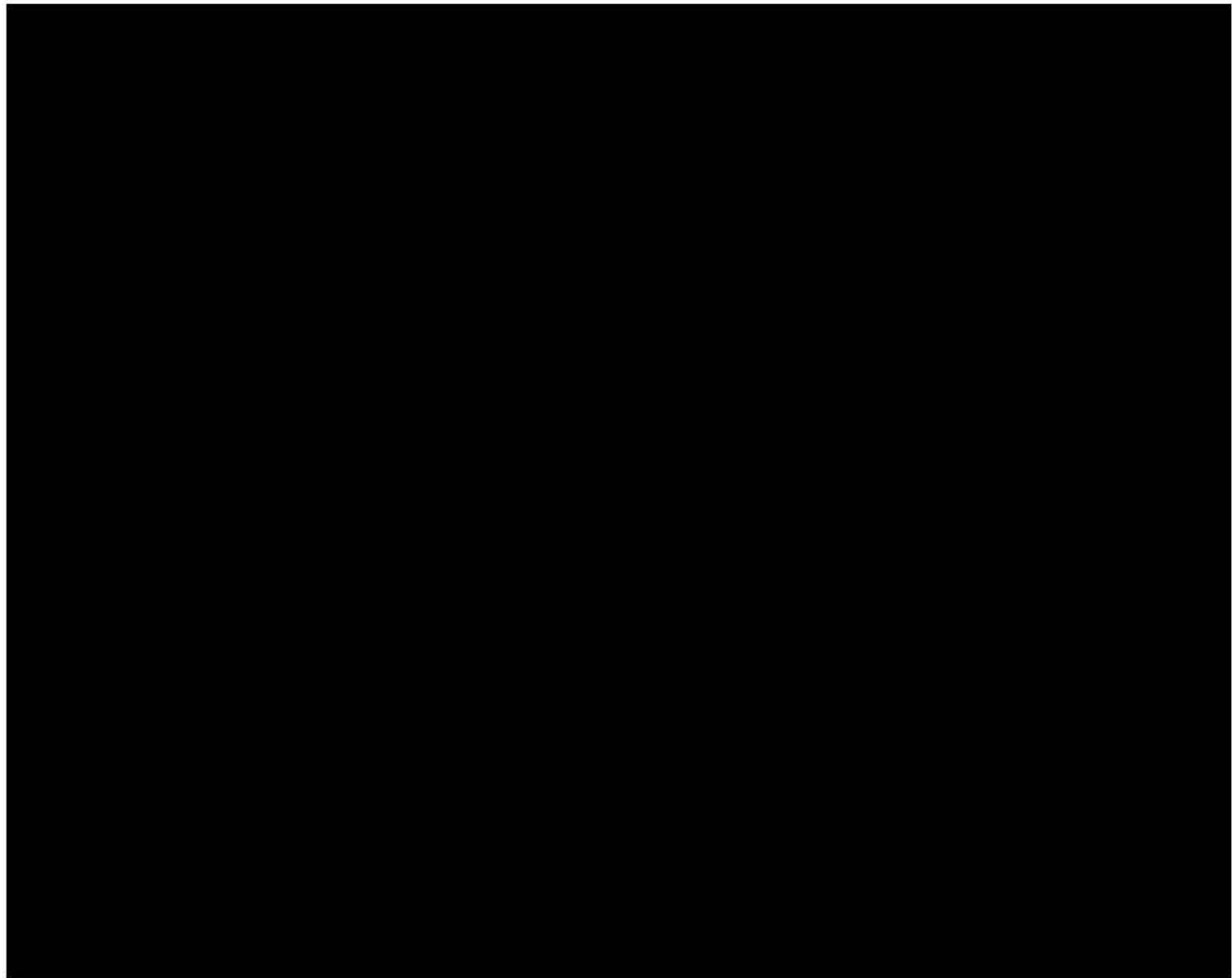


Figura 4. Prospecto exploratorio del Escenario Base.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

El programa preliminar de adquisición de información consiste en la toma de registros geofísicos convencionales (GR, RT, Litodensidad, Neutrón y Sónico dipolar), registros geofísicos especiales (MRI Resonancia magnética nuclear, espectroscopia de rayos gamma, imágenes micro resistivas y VSP/Checkshot), adquisición de muestras de núcleos (núcleos de pared) y análisis de muestras de núcleos (análisis convencionales y especiales a muestras de núcleos), muestras de fluidos y pruebas de presión-producción convencionales (Presiones MDT, Muestras MDT y Pruebas de producción).

En caso de obtener volúmenes comerciales de producción derivados de las pruebas de producción convencionales, el Contratista deberá reportarlos conforme a lo señalado en el artículo 36 de los *Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos* (en adelante, LTMMH). Asimismo, en caso de producción de gas durante las pruebas, se realizaría

la destrucción controlada, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6, fracción III, así como en el artículo 21 de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* (en adelante, Disposiciones Técnicas).

IV.2.2 Actividades Escenario Incremental

El conjunto de actividades documentadas en el Escenario Incremental contempla la ejecución de estudios exploratorios y la perforación de tres (3) prospectos exploratorios con objetivos [REDACTED] adicionales a los documentados en el Escenario Base.

IV.2.2.1 Estudios exploratorios

Las actividades propuestas a desarrollar en el Escenario Incremental consisten en el desarrollo de diez (10) estudios exploratorios, los cuales sus generalidades se enlistan en la Tabla 5 del presente Dictamen Técnico.

IV.2.2.2 Perforación de prospectos exploratorios

Dentro del Escenario Incremental se planea la perforación de tres (3) prospectos exploratorios: Canica-1EXP, Naku-1EXP y Kaslwat-1EXP (Figura 5) en el año 2023. En la siguiente Tabla 6 se incluyen las generalidades asociadas a cada prospecto exploratorio documentado.

Prospecto exploratorio	Tipo de trampa	Objetivo Geológico	Prof. Total programada (mvtbnm)	Elevación del terreno (m)	Tipo de Hidrocarburo
Canica-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Naku-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kaslwat-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabla 6. Generalidades de los prospectos exploratorios considerados en el Escenario Incremental. (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En este sentido, es importante precisar que para el caso particular de la eventual perforación de los prospectos exploratorios Nacu-1EXP, Kaslwat-1EXP y del análisis realizado a la información proporcionada, se infiere que la estructura geológica asociada a este prospecto, podría exceder los límites del Área Contractual, por lo que en el supuesto del éxito exploratorio y de que el Contratista reúna elementos suficientes que le

permitan inferir la posible existencia de un yacimiento compartido, deberá atender al procedimiento establecido en la Clausula 9.1 del Contrato, así como en el artículo 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

De manera similar con el Escenario Base, el programa preliminar de adquisición de información considera la toma de registros geofísicos convencionales (GR, RT, Litodensidad, Neutrón y Sónico dipolar), registros geofísicos especiales (MRI Resonancia magnética nuclear, espectroscopia de rayos gamma, imágenes micro resistivas y VSP/Checkshot), adquisición de muestras de núcleos (núcleos de pared) y análisis de muestras de núcleos (análisis convencionales y especiales a muestras de núcleos), muestras de fluidos y pruebas de presión-producción convencionales (Presiones MDT, Muestras MDT y Pruebas de producción).

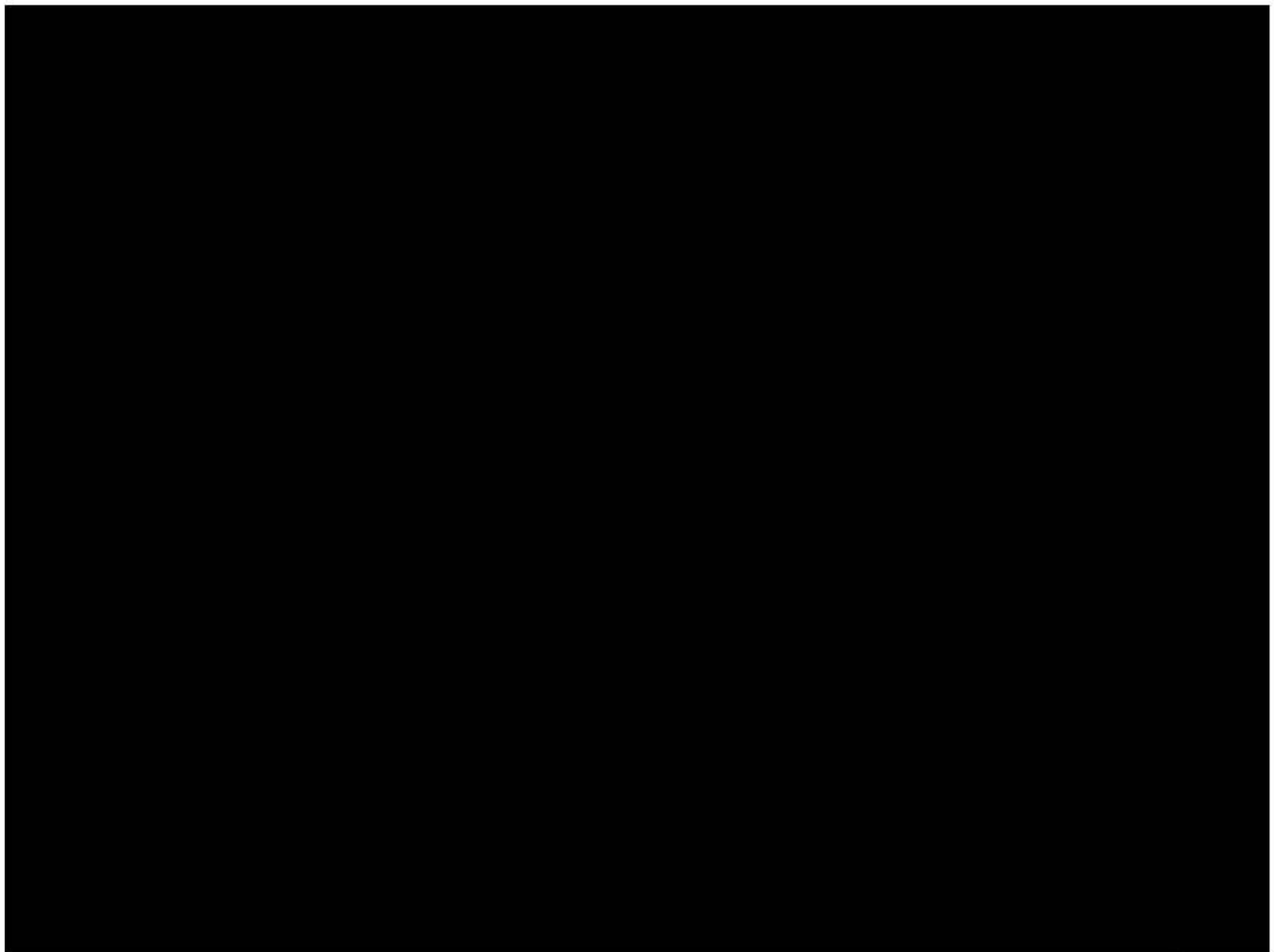


Figura 5. Prospectos exploratorios del Escenario Incremental.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

[Handwritten signature]

En caso de obtener volúmenes comerciales de producción derivados de las pruebas de producción convencionales, el Contratista deberá reportarlos conforme a lo señalado en el artículo 36 de los LTMMH. Asimismo, en caso de producción de gas durante las pruebas, se realizaría la destrucción controlada, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6, fracción III, así como en el artículo 21 de las Disposiciones Técnicas.

IV.3 Pruebas de producción

El Contratista tiene programada la ejecución de hasta seis (6) pruebas de producción convencionales en caso de que se perforen los seis (6) prospectos exploratorios documentados en el Escenario Base e Incremental, con el objetivo de evaluar los intervalos con potencial de hidrocarburos en el [REDACTED]. Cabe señalar que para los prospectos con dos intervalos (Kuyu-1EXP, Sasán-1EXP y Kaslwat-1EXP) se considera una sola prueba de producción, en la cual se usará la herramienta Production Logging Tool (PLT por sus siglas en inglés) para discretizar la producción de las arenas productoras.

Los objetivos particulares de dichas pruebas, de acuerdo con el Contratista, son los siguientes:

- Evaluar el comportamiento de producción de los prospectos exploratorios en el Área Contractual, así como su productividad;
- Validar los recursos calculados, en el caso que se descubran;
- Estimar las propiedades de la formación, así como la capacidad de flujo, permeabilidad, el daño a la formación, etc.;
- Definir o caracterizar la transmisibilidad del yacimiento;
- Identificar los fluidos producidos y sus respectivas relaciones volumétricas;
- Caracterizar las heterogeneidades del yacimiento, y de ser posible determinar la conectividad entre fallas, fracturas naturales y/o fracturas inducidas;
- Estimar la máxima capacidad de flujo, y
- Evaluar la eficiencia de los esquemas de terminación seleccionados.

El proceso de las pruebas de producción en un contexto generalizado se representa en la Figura 6.



Figura 6. Proceso generalizado de las pruebas de producción.
(Fuente: Contratista).

El diseño se efectuó con base en los datos obtenidos del modelo estructural, geológico, así como la referencia de los Pozos Atalaya-1, Tangumba-1, Torreón-1, Trujillo-1 y Oferta-1. Las pruebas de incremento-decremento de producción iniciará una vez culminada la etapa de terminación de los pozos. En la Figura 7, se esquematiza el comportamiento esperado de la presión y producción, a través de los periodos de cierre y apertura.

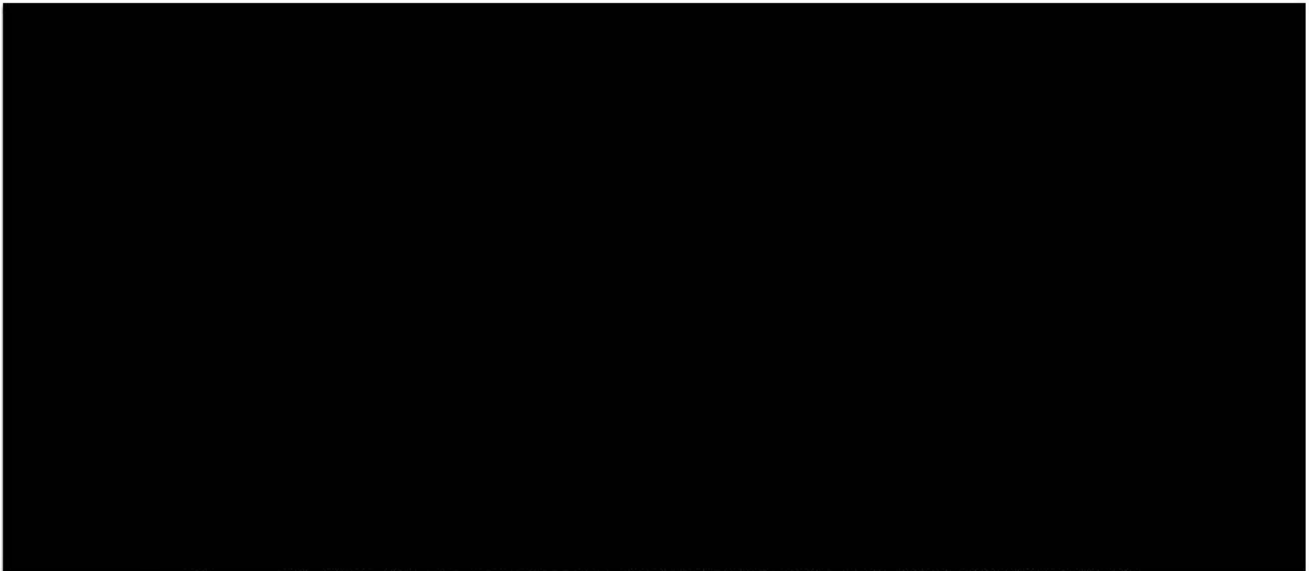


Figura 7. Diseño de la prueba de producción del Área Contractual.
(Fuente: Contratista).

Los objetivos particulares durante los periodos de flujo (decremento) son:

- Monitoreo de presión de fondo fluyente (Pwf) con un sensor de fondo permanente;
- Medición continua del gasto de producción;
- Determinación de la curva de oferta y demanda;
- Determinación de los parámetros de declinación bajo estas condiciones de flujo, y
- Evaluar la estimulación realizada.

Los objetivos particulares durante el periodo de cierre (incremento) son:

- Determinar la permeabilidad efectiva a la fase predominante;
- Estudiar los efectos de la producción en la presión del yacimiento;
- Estimar daño a la formación y su origen;
- Estimar la presión (P^*) del yacimiento;
- Cálculo de la capacidad de flujo de la formación, y
- De ser posible, determinar el radio de investigación bajo la condición de flujo y cierre establecidos.

IV.4 Medición y comercialización de Hidrocarburos

La presente Modificación tiene como objetivo realizar actividades que permitan identificar, evaluar y confirmar el potencial petrolero dentro del Área Contractual, con el objetivo de incrementar los recursos contenidos en el área derivado de actualizaciones de los modelos geológico, petrofísico, estratigráfico y estructural.

El Contratista manifiesta, además, una estrategia que considera dos Escenarios operativos; un Escenario Base que considera la perforación de los prospectos exploratorios Cuera-1EXP, Kuyu-1EXP y Sasán-1EXP, así como un Escenario Incremental que considera los prospectos Canica-1Exp, Naku-1EXP y Kaslwat-1EXP.

• Medición de la producción de Hidrocarburos

Derivado de lo anterior, el Contratista pone a consideración de esta Comisión los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 y 42 Bis. fracciones I, II y III de los LTMMH, para los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción convencionales de los pozos previamente mencionados.

Para la Medición de los Hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción convencionales presentes en la Modificación se pretende llevar a cada boca de pozo un equipo de separación trifásica con equipos de Medición para la cuantificación de cada una de las fases producidas. El Gas producto de las pruebas será cuantificado mediante un medidor de presión diferencia tipo Placa de orificio instalado y operado conforme a la normativa AGA Report No.3, el cual se encontrará ubicado a la salida del separador, donde se propone su Punto de Medición provisional identificados mediante [REDACTED]

[REDACTED] previa cuantificación y envío a su disposición final, mientras que los líquidos serán [REDACTED]

cuantificados Operacionalmente a la salida del Separador mediante medidores tipo Turbina para luego ser captados en Presas Metálicas las cuales son propuestas como Puntos de Medición provisional con TAG de identificación [REDACTED]

[REDACTED] donde se realizará su medición estática utilizando cinta petrolera y pasta marcadora utilizando conforme a la recomendación internacional API MPMS 3.1 previo a su disposición final en instalaciones las cuales pueden ser [REDACTED]

[REDACTED] a definir por el Contratista.

En la Figura 8 se muestra el manejo y medición de los Hidrocarburos en el Área Contractual para los prospectos exploratorios [REDACTED]

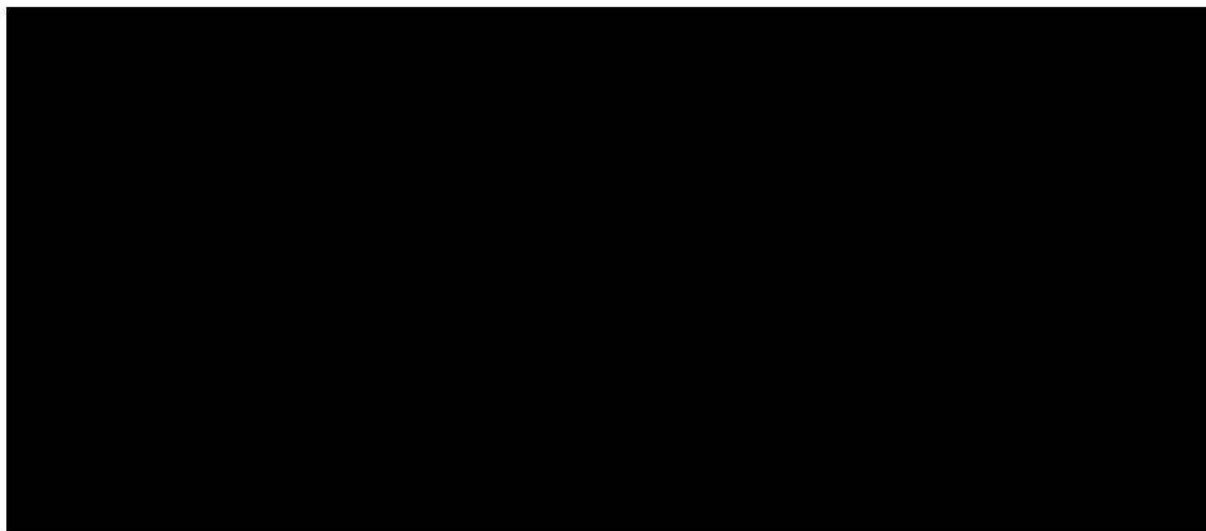
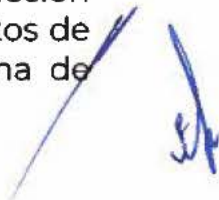


Figura 8.- Manejo y Medición del Gas y Condensado de los Pozos Exploratorios asociados al Área Contractual.
(Fuente: Contratista).

Cabe resaltar que, de acuerdo con la información presentada por el Contratista dentro de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Hidrocarburo Gas y Condensado, está se evaluó en los términos establecidos en el artículo 42 Bis. fracción I, II y III de los 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 su 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 LTMMH;

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.

Por lo anterior, se verificó la suficiencia y la congruencia de la propuesta de los Puntos de Medición provisional, con base en lo siguiente:

I.- Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo

o **Puntos de Medición provisional para Condensado**

- Presa Metálica ubicada a boca de Pozo Kuyu-1EXP identificada con [REDACTED] Medición estática en presa metálica con cinta y pasta marcadora.
- Presa Metálica ubicada a boca de Pozo Sasán-1EXP identificada con [REDACTED] Medición estática en presa metálica con cinta y pasta marcadora.
- Presa Metálica ubicada a boca de Pozo Kaslwat-1EXP identificada con [REDACTED] Medición estática en presa metálica con cinta y pasta marcadora.
- Presa Metálica ubicada a boca de Pozo Naku-1EXP identificada con TAG [REDACTED] Medición estática en presa metálica con cinta y pasta marcadora.
- Presa Metálica ubicada a boca de Pozo Cuera-1EXP identificada con [REDACTED] Medición estática en presa metálica con cinta y pasta marcadora.

- Presa Metálica ubicada a boca de Pozo Canica-1EXP identificada con [REDACTED], Medición estática en presa metálica con cinta y pasta marcadora.

- **Puntos de Medición provisional para Gas**

- Sistema de medición con medidor de presión diferencial tipo Placa de Orificio ubicado a boca del Pozo Kuyu-1EXP, identificado con el Tag: [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor de presión diferencial tipo Placa de Orificio ubicado a boca del Pozo Sasán-1EXP, identificado con el [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor de presión diferencial tipo Placa de Orificio ubicado a boca del Pozo Kaslwat-1EXP, identificado con el Tag: [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor de presión diferencial tipo Placa de Orificio ubicado a boca del Pozo Naku-1EXP, identificado con el Tag: [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor de presión diferencial tipo Placa de Orificio ubicado a boca del Pozo Cuera-1EXP, identificado con el Tag: [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor de presión diferencial tipo Placa de Orificio ubicado a boca del Pozo Canica-1EXP, identificado con el Tag: [REDACTED]

- **Ubicación**

El Contratista presentó las coordenadas geográficas donde se ubicarán los Puntos de Medición provisional para Hidrocarburo Gas y Condensado, el cual se muestra en la siguiente tabla 7:

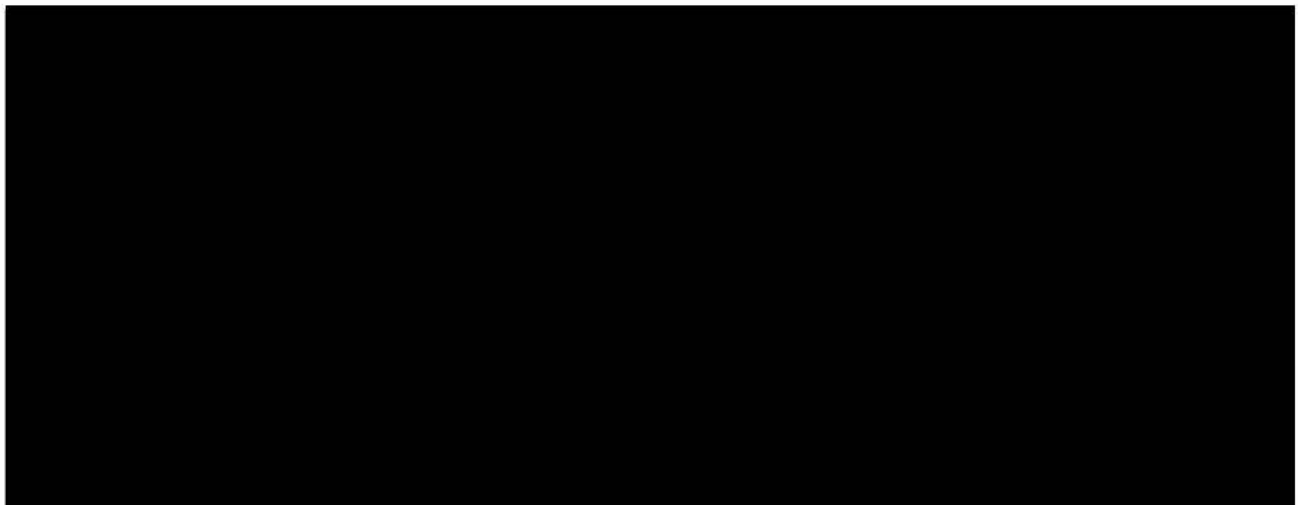


Tabla 7. Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional de Gas y Condensado.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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 LTMMH.

Como parte de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado derivados de la Modificación del Área Contractual, y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis., fracción II de los LTMMH, donde se establece que la propuesta deberá de contener entre otras cosas, el Responsable Oficial, 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, el Contratista, entregó la información de los datos generales, oficio de designación de Responsable Oficial, así como el documento que demuestra que cuenta con las facultades, todo esto correspondiente a lo estipulado en los artículos 9 y 42, fracción XIV, de los LTMMH, el cual 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 encuentran bajo resguardo; aunado a ello, se acredita que el Responsable Oficial cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta de los Puntos de Medición provisionales para Gas y Condensado derivado de la Modificación asociada al Contrato.

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

De conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis. de los LTMMH, el Contratista presenta los procedimientos para llevar a cabo la medición y

determinación del volumen neto, así como la calidad de los hidrocarburos, como parte de la Modificación asociada al Contrato.

Respecto al manejo y medición de hidrocarburos producidos durante las pruebas de producción de los Pozos Kuyu-1EXP, Cuera-1EXP y Sasán-1EXP en el Escenario Base, así como, de los Pozos Naku-1EXP, Kaslwat-1EXP y Canica-1EXP en el Escenario Incremental, será a boca de pozo a través de un equipo de separación trifásica, el volumen de gas se cuantificará mediante un medidor tipo placa de orificio a instalar a la salida del separador (Punto de Medición Provisional propuesto para gas) previo a su disposición final.

Por otra parte, el volumen de condensado se cuantificará a la salida del separador mediante un medidor tipo turbina (medición operacional), para después ser recolectado en presas metálicas (Punto de Medición provisional propuesto para condensado) en donde se medirá nuevamente con cinta petrolera para enviarlo mediante unidades de presión y vacío (en adelante, UPV) a disposición final en una estación para recepción y manejo de líquidos de la zona, la cual puede ser [REDACTED] ER [REDACTED] u otra a definir por el Contratista.

Por otra parte, el agua congénita se medirá de manera operacional a la salida del separador con un medidor tipo turbina, para después ser recolectada en presas metálicas a instalar y será medida nuevamente con cinta petrolera, previo a su transporte mediante UPV a una estación como puede ser [REDACTED] el agua será almacenada y posteriormente cargada en UPV para su envío a los pozos inyectoros [REDACTED]

Para determinar la calidad de los hidrocarburos producidos por cada pozo, durante la ejecución de las pruebas de producción, la toma de muestra del hidrocarburo líquido será en el Punto de Medición provisional para condensados ubicado en las presas metálicas, mientras que la toma de muestra de gas se realizará en una toma posterior al separador de medición trifásico, la frecuencia de estos muestreos será por evento único, dada la duración de las pruebas de producción consideradas posterior a la terminación de los pozos. Las muestras recolectadas serán analizadas en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación para conocer su composición y propiedades.



Determinación del precio por tipo de hidrocarburo

En la información presentada por el Contratista, se visualiza que, durante las pruebas de producción el Gas y Condensado (en caso de que se presenten), serán medidos a boca de pozo, por lo que el Operador somete a consideración Puntos de Medición provisional para la correcta medición y fiscalización del hidrocarburo que sea producido en los Pozos Kuyu-1EXP, Sasán-1EXP, Kaslwat-1EXP, Naku-1EXP, Cuera-1EXP y Canica-1EXP.

El Contratista presenta que el gas producido, después de ser medido, se irán a disposición final. En caso de que haya presencia de condensado en superficie, este sería enviado por UPV a la Central de Almacenamiento y Bombeo Batería Monterrey, ER Torrecillas-1 o ER Cuitláhuac-3. Lo anterior sin demerito del pago de contraprestaciones como se menciona en el anexo 3 del Contrato de extracción.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición provisional mediante el Oficio 250.1474/2022 de fecha 9 de noviembre del 2022, a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-179 de fecha 11 de noviembre del 2022, respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición provisional, presentados como parte de la Modificación asociada al Contrato "*...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta*", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las Mejores Prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, 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 LTMMH, 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 los LTMMH.

Obligaciones del Contratista:

1. Deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Modificación por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico.
2. Deberá llevar a cabo un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
3. Deberá remitir a esta Comisión los resultados de las pruebas de producción de los Pozos Kuyu-1EXP, Sasán-1EXP, Kaslwat-1EXP, Naku-1EXP, Cuera-1EXP y Canica-1EXP, conforme al Artículo 42 Quintus de los LTMMH.
4. Deberá reportar la producción de los volúmenes de hidrocarburos obtenidos durante las pruebas de producción convencionales, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los LTMMH.
5. Deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b de los LTMMH. Adicionalmente, se deberá presentar la información del balance y producción en los formatos definidos por la Comisión en el Anexo I de los LTMMH, firmados y validados por el Responsable Oficial
6. Deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional.

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

Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto a la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Gas y Condensado durante el periodo de ejecución de las pruebas de producción convencionales de los pozos Kuyu-1EXP, Sasán-1EXP, Kaslwat-1EXP, Naku-1EXP, Cuera-1EXP y Canica-1EXP contemplados en la Modificación, los cuales se ubicarán a boca de pozo para el Hidrocarburo Gas con TAG de identificación [REDACTED]

[REDACTED] y tecnología de Medición de presión diferencial tipo Placa de Orificio, mientras que para el Hidrocarburo Condensado los Puntos de Medición provisional se ubicaran en las Presas metálicas ubicadas a boca de pozo con TAG de identificación [REDACTED]

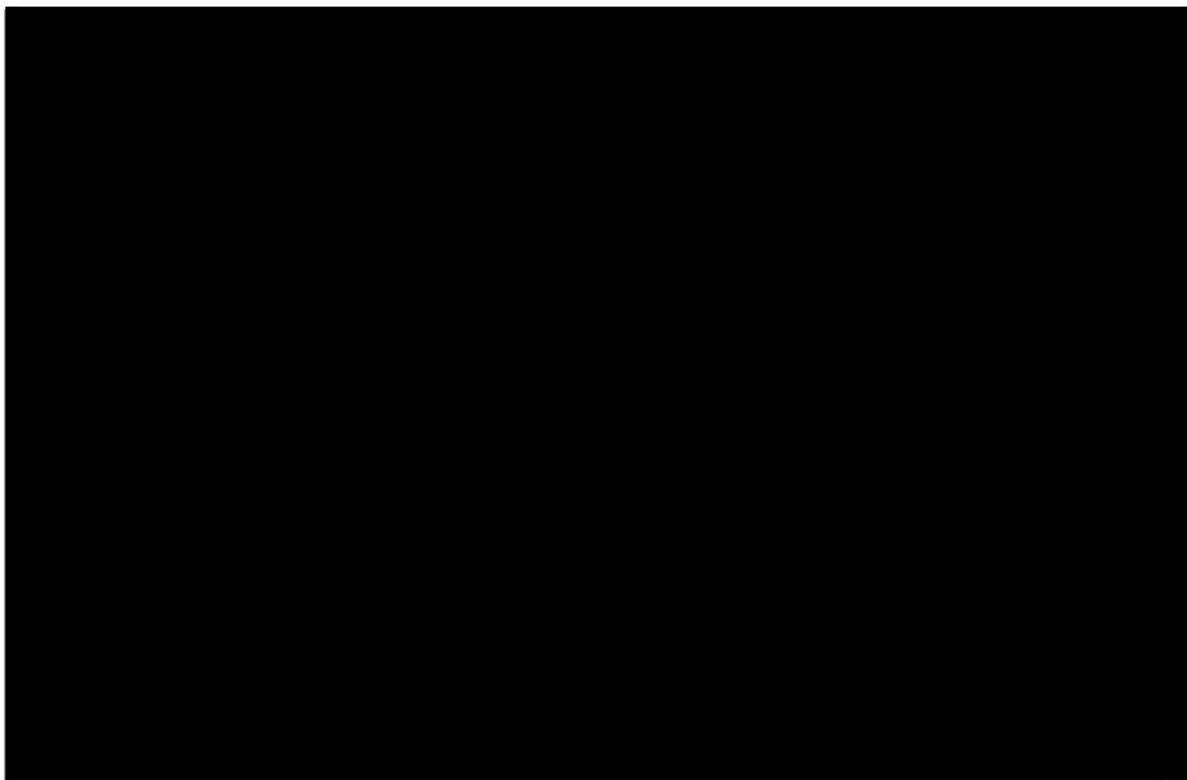
[REDACTED] tecnología de medición estática con cinta Petrolera y pasta marcadora, cumpliendo así con lo dispuesto en los LTMMH, por lo cual la DGMycP con base en lo referido en el artículo 42 Bis., en cuanto a la identificación, Ubicación, Responsable Oficial, Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, así como a lo referido en el artículo 43, fracción IV de los LTMMH, concluye que la propuesta es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir durante las Pruebas de Producción convencionales, propuestas dentro de la Modificación, resaltando que la vigencia del Punto de Medición provisional será aplicable solo para la duración de las pruebas a realizar en los pozos en comento.

IV.5 Programa Mínimo de Trabajo

De acuerdo con el Anexo 5 del Contrato, el monto de UT comprometidas como PMT equivale a [REDACTED] y su Incremento corresponde [REDACTED] siendo [REDACTED]. Cabe señalar que el monto de UT comprometidas como el Incremento al Programa Mínimo equivale al valor de dos Pozos Exploratorios. Adicionalmente, es de precisar que el compromiso del Contratista respecto a las UT para el PAE corresponde a [REDACTED] (equivalentes al valor de un Pozo).

Por lo anterior y considerando las actividades exploratorias que integran la Modificación, a través de la eventual ejecución de los Escenarios operativos (Escenario Base e Incremental) y de acuerdo con el cálculo de UT realizado por la DGDE se advierte que las actividades planteadas por el Contratista en la presente Modificación equivalen a [REDACTED] para el Escenario Base, en tanto que para el Escenario Incremental se podría alcanzar hasta [REDACTED] siendo un total de [REDACTED] para ambos Escenarios operativos.

En las Tablas 8 y 9 se muestra, en términos de UT, el desglose asociado a cada Escenario operativo.



[Handwritten signature]

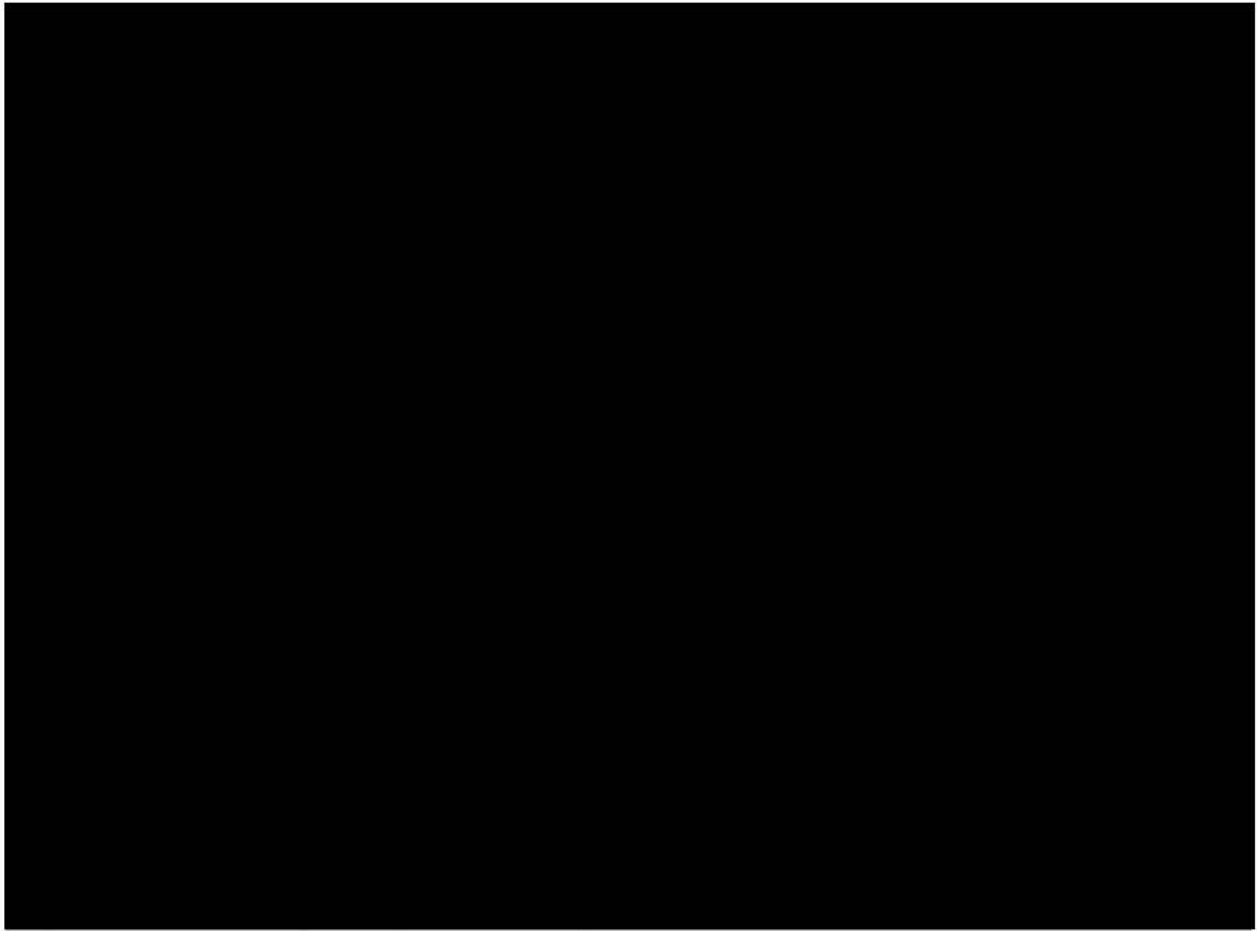
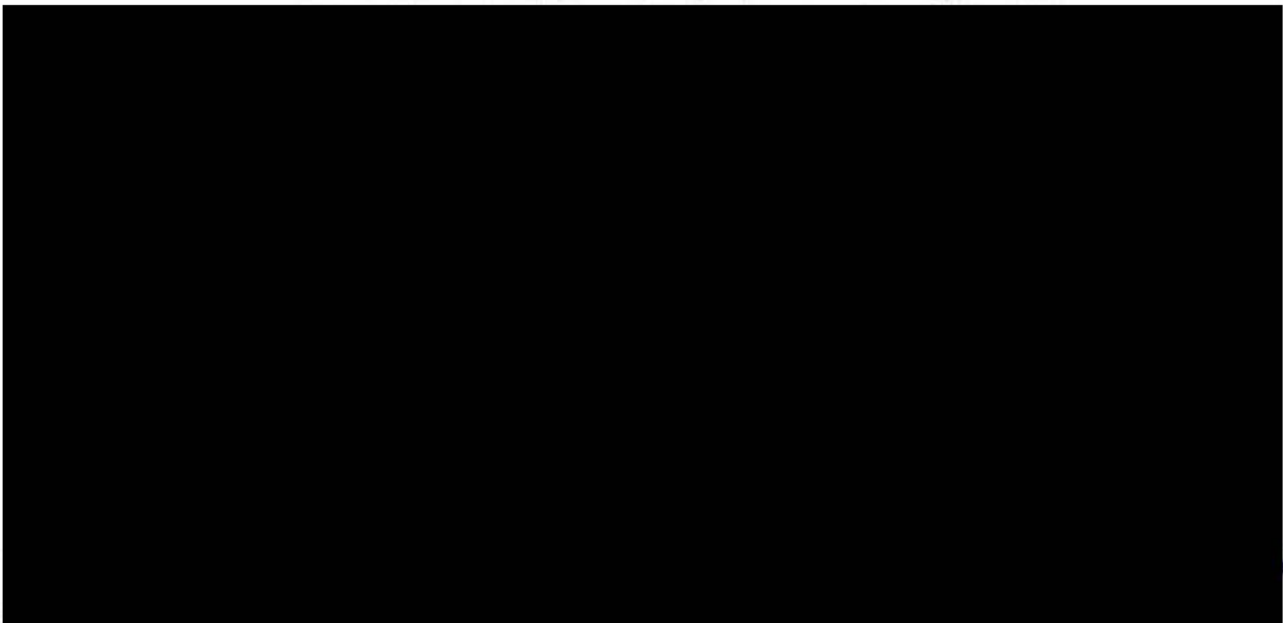


Tabla 8. Desglose de UT para el Escenario Base.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).



Handwritten signature or initials in blue ink.

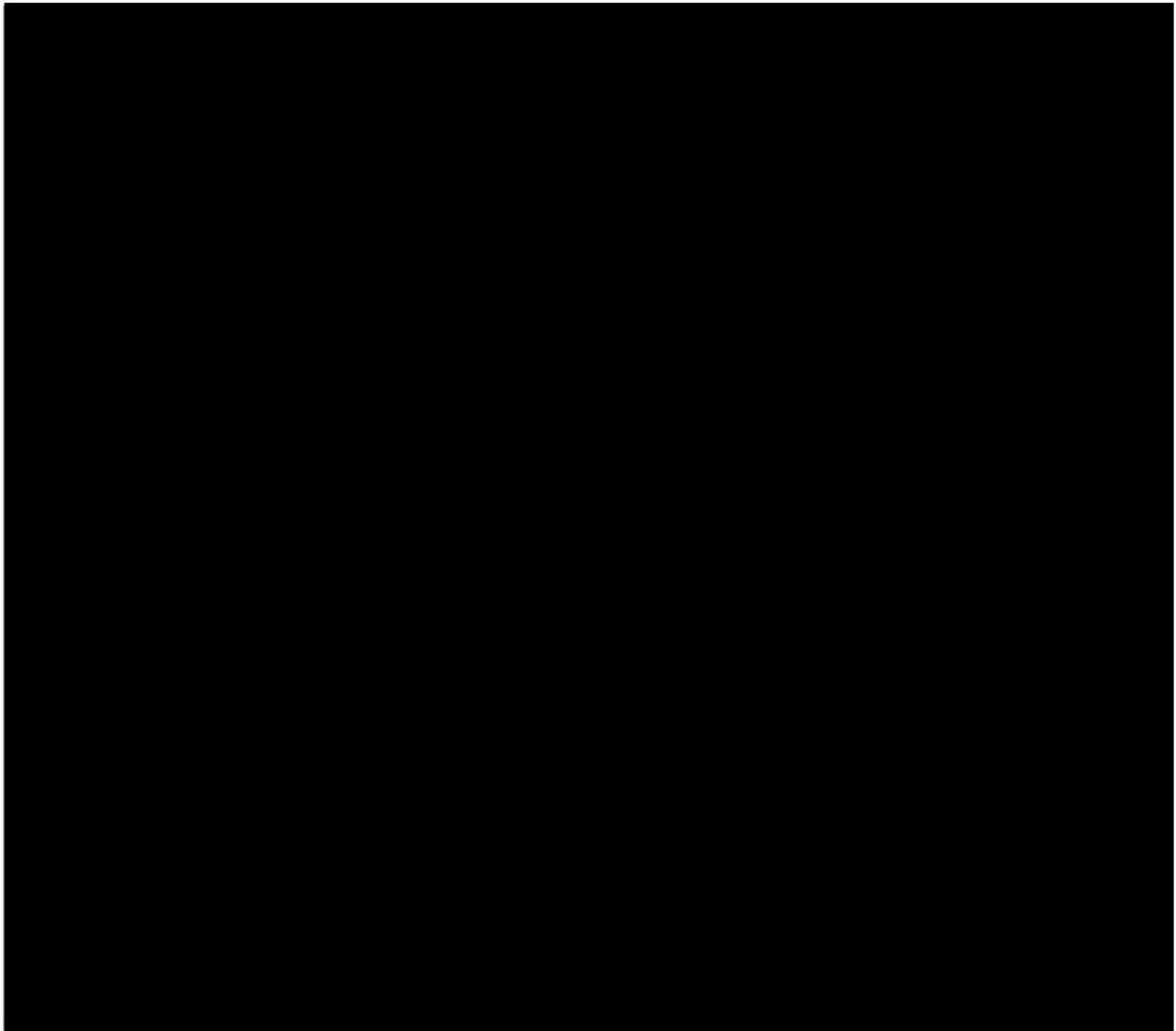


Tabla 9. Desglose de UT para el Escenario Incremental.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En este sentido, las UT consideradas para acreditación, y en el supuesto de que el Contratista realizará la totalidad de las actividades documentadas en la Modificación en comento, estaría en posibilidades de acreditar un total de [REDACTED]

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

De conformidad con el artículo 103, fracción II, Inciso B de los Lineamientos, el indicador de evaluación del cumplimiento del Plan

corresponde al total de las actividades que permitan el cumplimiento del PMT y su Incremento; y el compromiso adicional adquirido equivalente al valor de un Pozo.

Análisis del Programa Mínimo de Trabajo, Incremento al Programa Mínimo y compromiso adicional asociado al Periodo Adicional de Exploración.

Mediante escrito LEG-2021-641 el Contratista solicitó el PAE y se comprometió a cumplir con la ejecución de [REDACTED] equivalentes al valor de un Pozo Exploratorio de conformidad con lo señalado en el numeral 2 del Anexo 5 del Contrato, por lo tanto, el Contratista deberá ejecutar un total de [REDACTED] para cumplir con los compromisos del Contrato, Tabla 10.

PMT, Incremento al PMT y Compromiso del PAE	UT Comprometidas	
Programa Mínimo de Trabajo	[REDACTED]	
Incremento al Programa Mínimo de Trabajo		
Compromiso del Período Adicional de Exploración		
Programa total de Trabajo		
UT acreditadas		

Plan/Programa	Escenario Base	Escenario Incremental
Modificación Plan de Exploración	[REDACTED]	
Total		

Tabla 10. Desglose de UT comprometidas para el Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Por lo anterior, es importante señalar que, a la fecha de elaboración del presente Dictamen Técnico de la Modificación, la DGDE tiene conocimiento que mediante Oficios 260.1495/2021 y 260.0325/2022 la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos informó la acreditación de [REDACTED] respectivamente por las actividades ejecutadas por el Contratista, de acuerdo con lo señalado en el Anexo 5 del Contrato.

En este sentido, y considerando las actividades propuestas en la Modificación, particularmente las del Escenario Base, el Contratista estaría en posibilidades de acreditar un total de [REDACTED] dando

cumplimiento con el compromiso adquirido para el PAE, conforme al Anexo 5 del Contrato.

IV.6 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles recursos a incorporar

De la información que sustenta la Modificación, el Contratista señala una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media sin riesgo de 791 MMbpce, asociados a tres (3) prospectos exploratorios: Cuera-1EXP, Kuyu-1EXP y Sasán-1EXP considerados en el Escenario Base; y Canica-1EXP, Naku-1EXP y Kaslwat-1EXP para el Escenario Incremental. La Tabla 11, muestra las metas volumétricas propuestas por el Contratista, asociadas a los prospectos exploratorios incluidos en ambos Escenarios operativos.

Prospecto exploratorio	Objetivo	Recurso prospectivo a la media sin riesgo (MMbpce)	Probabilidad geológica (Pg %)	Posible incorporación de recursos (MMbpce)
Escenario Base				
Cuera-1EXP				
Kuyu-1EXP				
Sasán-1EXP				
Escenario Incremental				
Canica-1EXP				
Naku-1EXP				
Kaslwat-1EXP				

Tabla 11. Estimación de recursos prospectivos.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En razón de lo anterior se advierte que, las metas volumétricas definidas por el Contratista ante el deseable éxito de los Pozos Exploratorios representarían un incremento al valor del Área Contractual, mediante la consolidación y posible incorporación de recursos prospectivos identificados y la reducción del grado de incertidumbre geológica, aunado a la posible definición de zonas potencialmente prospectivas dentro del Área Contractual.

En este sentido, se vislumbra la viabilidad técnica y el valor estratégico del Área Contractual, con miras a iniciar en el mediano plazo, en caso de éxito exploratorio, actividades propias de la etapa de Caracterización y Delimitación.

IV.7 Análisis Económico

La evaluación de la Modificación considera un análisis del Programa de Inversiones.

Lo anterior, con base en lo establecido los artículos 39, 40 y 41 de los Lineamientos, así como en el apartado I. Plan de Exploración, numeral 7.1 Programa de inversiones, del Anexo I de los citados Lineamientos.

Descripción de las inversiones programadas

En la Modificación, el Operador propone dos Escenarios, el Escenario Base¹ de [REDACTED] donde se propone la perforación de tres (3) Pozos Exploratorios, interpretación sísmica, estudios exploratorios, estudios de caracterización de yacimientos e ingeniería conceptual y el Escenario Opcional y/o Incremental, de [REDACTED] que considera la perforación de tres (3) Pozos Exploratorios, el reprocesamiento de información sísmica 3D, la realización de estudios exploratorios, estudios de caracterización de yacimientos e ingeniería conceptual adicional.

Escenario Base

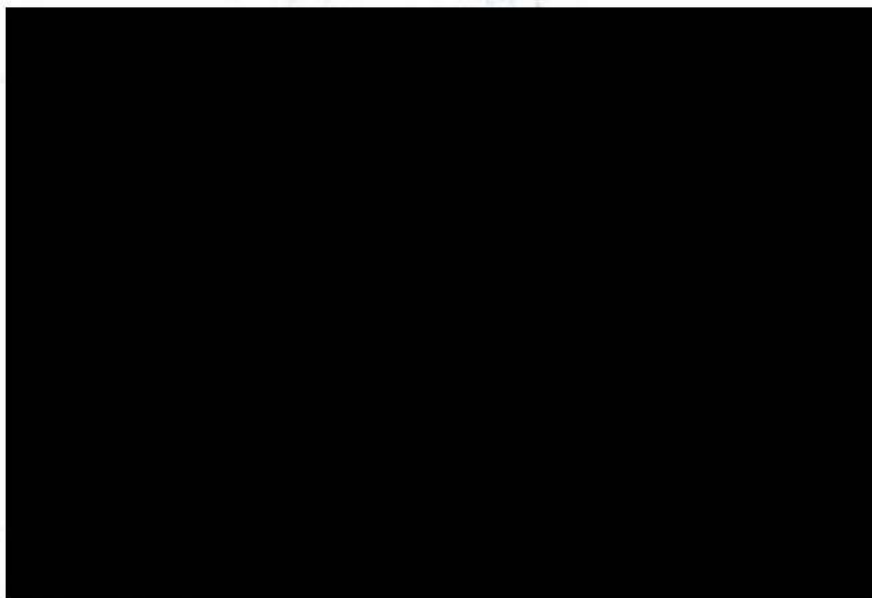
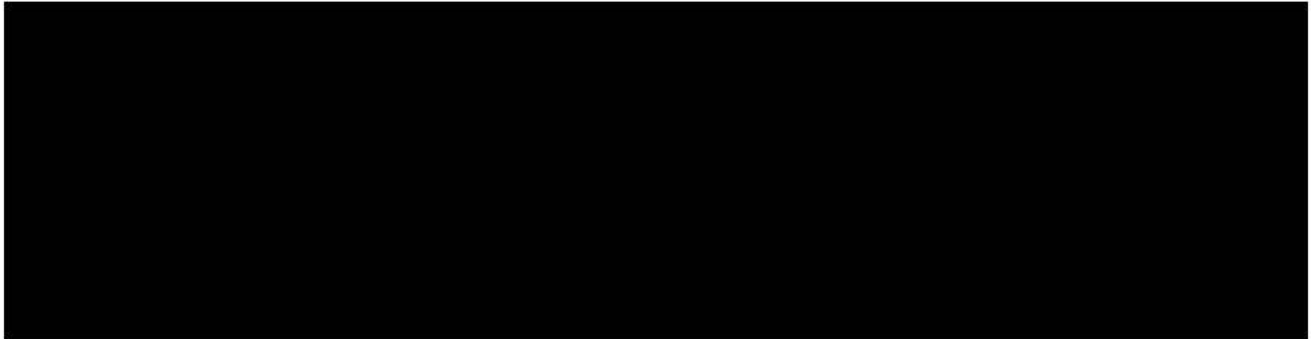


Figura 9. Distribución de la inversión.
Programa de Inversiones - Escenario Base.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).



Notas:

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

Tabla 12. Desglose del Programa de Inversiones - Escenario Base.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Escenario Base + Opcional y/o Incremental

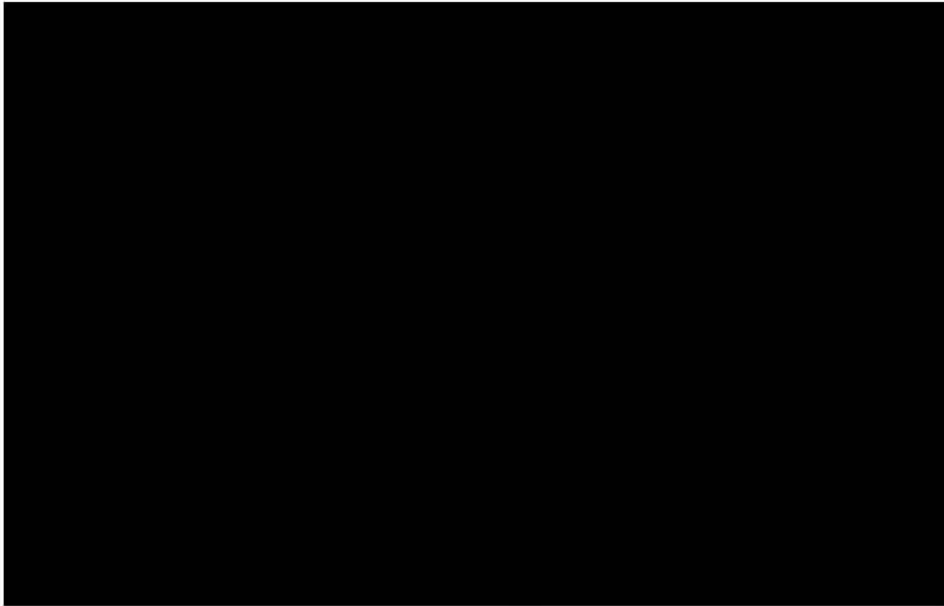


Figura 10. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad –
Escenario Base + Opcional y/o Incremental.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).



Tabla 13. Desglose del Programa de Inversiones – Base + Opcional y/o Incremental.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

De la información anterior, se observa que el Programa de Inversiones presentado detalla los costos asociados a las actividades analizadas a ejecutarse, en cada Escenario, de acuerdo con la presentado en la Modificación, además de que 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.

IV.8 Programas Asociados

IV.8.1 Programa de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica

Mediante oficios 240.1941/2022 y 240.1942/2022 de fecha 30 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría emitir Opiniones respecto al Programa de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia Tecnológica asociados a la Modificación, respectivamente.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con las opiniones que le corresponde a la Secretaría 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 de la Modificación.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos; 20 Fracción I de los Lineamientos, y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría en materia de Contenido Nacional y de Transferencia de Tecnológica.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Contratista 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 Plan de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

IV.8.2 Sistema de Administración de Riesgos

En relación con el Sistema de Administración, es de señalar que la información de la Modificación fue remitida a la Agencia mediante oficio 240.1943/2022 de fecha 30 de noviembre de 2022, a efecto de que sea considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto el Contratista tenga iniciado ante dicha autoridad.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento de 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]

En tal sentido, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión se pronuncie respecto de la Modificación, materia del presente Dictamen Técnico, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Conforme a la revisión y análisis de la información presentada por el Contratista en los apartados que anteceden, se advierte que mediante la ejecución del conjunto de actividades exploratorias documentadas en la Modificación, se generaría nuevo conocimiento del subsuelo, lo que en sentido estricto permitiría consolidar un entendimiento más a detalle sobre la complejidad geológica-estructural y las características petrofísicas existentes dentro del Área Contractual, que aún y cuando existen Pozos Exploratorios perforados dentro del área, se refleja la necesidad de proponer y ejecutar actividades exploratorias necesarias y complementarias para una comprensión y conceptualización más robusta.

En este contexto, se refleja que las actividades exploratorias programadas para su ejecución corresponden con actividades propias acorde con la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra el Área Contractual, cuyo enfoque fundamental consiste en comprobar el funcionamiento del sistema petrolero y madurar el conocimiento geológico-petrolero actual que se tiene dentro del área.

En este sentido, se advierte que es interés del Contratista, de realizar la integración y correlación de las actividades exploratorias que se han desarrollado ya que han permitido vislumbrar mayor prospectividad en el Área Contractual.

Por lo anterior, esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente a la Modificación, sin perjuicio de la obligación del Contratista de contar con los permisos y autorizaciones correspondientes en las materias reguladas por aquellas autoridades que, en el ámbito de sus atribuciones, resulten aplicables, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en la Modificación.

V.1 Indicadores del desempeño

Conforme al análisis de las actividades documentadas en la Modificación, esta Comisión no considera necesaria la modificación de los indicadores para evaluar el desempeño de la ejecución y supervisar el cumplimiento de las actividades programadas materia del presente Dictamen Técnico.

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

V.2 Cumplimiento de los criterios de Evaluación

Como resultado de la revisión y análisis realizados a la información presentada por el Contratista en los apartados que anteceden, se advierte que mediante la ejecución de la totalidad del conjunto de actividades que serían desarrolladas, el Contratista estaría en posibilidades de generar, consolidar y madurar el entendimiento y conocimiento del subsuelo. Se pone de manifiesto la necesidad de continuar con la Exploración, mediante la ejecución de actividades exploratorias que permitan comprender las características geológicas prevalecientes, así como el contexto petrofísico a nivel local.

En este sentido, se concluye que las actividades exploratorias programadas para su ejecución y aquellas que se han desarrollado como parte del avance de la Exploración, corresponden con actividades propias de una etapa exploratoria, cuyos objetivos y alcances se enfocan en comprobar el funcionamiento del sistema petrolero en los *plays* de interés y acelerar las etapas del proceso exploratorio, dando al Contratista mayores elementos técnicos que permitan sustentar una etapa de incorporación de recursos, generando así, beneficios para el Estado.

Asimismo, la solicitud de Modificación se apega con los requisitos establecidos en el artículo 22 de Lineamientos, toda vez que:

- La información se presentó mediante el formato MP y su instructivo;
- Se adjuntó el Comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- Se presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación, y
- La justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado, con la información y nivel de detalle establecido en el Anexo I de los Lineamientos.

V.3 Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos 39 y 40 de los Lineamientos

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** Respecto al conjunto de actividades que integran la Modificación en comento, la Comisión advierte que la secuencia operativa a ejecutar se apega con las Mejores Prácticas utilizadas en el contexto internacional para la Evaluación del Potencial Petrolero y propiamente a una posible etapa de incorporación de recursos, toda vez que considerando el estado actual de la Exploración dentro del área, se contempla una secuencia lógica de estudios exploratorios a nivel regional y particularmente a nivel local, a partir de los cuales se generará información más consolidada del subsuelo que permitirá dar un soporte técnico más robusto para la identificación y eventual perforación de los prospectos exploratorios documentados. Esto con el objetivo de evaluar el potencial petrolero en toda el área y corroborar la existencia de hidrocarburos en los niveles estratigráficos de interés.

- **Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.** Considerando los antecedentes exploratorios y las actividades que se han desarrollado, se concluye que es necesario continuar con la etapa de Exploración dentro del Área Contractual. En este contexto, la propuesta del conjunto de

actividades exploratorias a desarrollar y el carácter técnico que engloban la ejecución de las mismas, esta Comisión advierte que se encuentran plenamente justificadas, dado el conocimiento geológico-petrolero actual y las características geológicas prevalecientes en el área, aunado a que su realización y conclusión se apegan y guardan congruencia, en términos técnicos, con la estrategia exploratoria, objetivos y alcances establecidos en la Modificación.

Con la aprobación de la Modificación, se orientarán los resultados hacia la identificación y comprobación del funcionamiento del sistema petrolero y la generación de un marco geológico-estructural que permitan evaluar el potencial petrolero dentro del Área Contractual, además de generar nuevo conocimiento del subsuelo que pudiera dar una mayor certidumbre geológica, reducir el riesgo exploratorio y contribuir con un sustento técnico más confiable para la visualización y conceptualización de futuros prospectos exploratorios. En este contexto se identifica que el conjunto de actividades propuestas, contemplan la realización de actividades encaminadas a la identificación de *Plays* y Oportunidades Exploratorias.

- **Incorporación de Reservas.**

De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados en la Modificación, la Comisión identifica una posible incorporación de [REDACTED]

asociados a la perforación de tres (3) prospectos exploratorios en el Escenario Base (Cuera-1EXP, Kuyu-1EXP y Sasán-1EXP), mientras que para ambos escenarios se consideran 173.8 MMBpce, asociado a la perforación de tres (3) prospectos exploratorios (Canica-1EXP, Naku-1EXP y Kaslwat-1EXP) en el Escenario Incremental, lo cual es acorde a lo establecido en los artículos 39 y 40 fracción II de los Lineamientos, ya que la Modificación contempla la realización de actividades encaminadas a la realización de estudios exploratorios a nivel de prospecto exploratorio, así como la perforación de estos últimos, los cuales consideran un menor riesgo geológico. En este sentido, en el supuesto del éxito exploratorio y de probar la existencia de Hidrocarburos en los niveles estratigráficos de interés podría precisar el volumen de dichos recursos a incorporar, y efectuar una estimación más certera del potencial de Hidrocarburos dentro del Área Contractual, y con esto, en el corto plazo, disponer de los elementos técnicos para sustentar un Programa de Evaluación. Asimismo, se observa que la propuesta de los prospectos exploratorios documentados resulta congruente con la estrategia exploratoria, objetivos y alcances, lo cual se alinea a lo establecido en el artículo 41 de los Lineamientos y da cumplimiento a la Cláusula 4.4 del Contrato.

- **Caracterización y Delimitación del área.** La delimitación asociada a descubrimientos no es posible en las etapas de Exploración en las que se encuentra el Contrato. Por lo tanto, se advierte que no hay materia para considerar en la Modificación actividades para la delimitación del área a la que se refiere el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, puesto que dicha fracción enmarca la totalidad del proceso exploratorio.

En este sentido y ante un eventual Descubrimiento, el Contratista deberá notificarlo a la Comisión y considerar actividades propias que le permitan evaluar, delimitar y caracterizar el yacimiento, lo cual deberá ser debidamente documentado en un Programa de Evaluación.

Sin perjuicio de lo anterior, en relación con el artículo 40 de los Lineamientos, la Comisión advierte que el Plan presentado por el Contratista es congruente con las obligaciones contenidas en el Contrato.

V.4 Cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** Considerando la secuencia operativa que el Contratista implementará para la ejecución del conjunto de actividades propuestas, resulta necesario precisar que el desarrollo de cada una de las actividades exploratorias que fueron documentadas, aportarán elementos sustanciales y un soporte técnico consolidado para su posterior análisis e integración, dando pauta a la actualización y generación de un modelo más representativo del subsuelo desde un contexto estructural, geológico y petrofísico, aunado a una estimación volumétrica más precisa, que permitan evaluar los principales elementos de riesgo e incertidumbre geológica.

En este sentido, se pone de manifiesto que las actividades que el Contratista planea realizar, incentivan el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, que considerando los antecedentes exploratorios y las actividades realizadas, la estrategia exploratoria planteada y los resultados que se obtengan del conjunto de actividades a desarrollar, que en el sentido estricto, fortalecerá el conocimiento y entendimiento geológico actual dentro del área, con posibilidades de extrapolar dichos resultados hacia áreas adyacentes, lo que representaría un avance significativo dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** Partiendo de las consideraciones que definen la estrategia exploratoria, objetivos y

alcances de la Modificación, se evidencia que para el caso particular de la perforación de los prospectos exploratorios documentados, se considera una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media sin riesgo de [REDACTED] asociados a la perforación de seis (6) prospectos exploratorios documentados, con lo cual estaría en posibilidades de corroborar, validar, consolidar y actualizar los volúmenes del recurso prospectivo estimado dentro del Área Contractual, y con esto avanzar dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio hacia una etapa de incorporación de reservas, lo que en principio conlleva a un beneficio para el Estado, dado que se incrementará el volumen de reservas del país, aunado a la nueva información que derivará en la actualización de los recursos prospectivos del país.

- **Tecnología a utilizar.** La Comisión concluye que, en los estudios que se encuentran en ejecución y en el contexto de la perforación de pozos, la tecnología por utilizar principalmente se relaciona con los registros geofísicos de pozo, las técnicas de análisis a efectuar en los núcleos, entre otras. En este sentido, se destaca que, mediante la toma de este tipo de información, es posible lograr la optimización de recursos y a su vez obtener información valiosa de la columna estratigráfica. Por lo anterior, se refleja que las tecnologías son las adecuadas, ya que están en función de los objetivos planteados en la Modificación y son acordes a las Mejores Prácticas de la Industria.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** Con base en la información que integra la Modificación, la Comisión concluye que el Contratista llevaría a cabo un proceso exploratorio eficiente, acorde con la naturaleza geológica dentro del Área Contractual, mediante la continuidad de estudios exploratorios y la perforación de prospectos exploratorios, aunado a los tiempos programados para su ejecución, identificándose que éstas actividades permitirán la Evaluación del Potencial Petrolero, con miras hacia una posible etapa de incorporación de reservas en el corto plazo.

VI. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido **favorable** la aprobación de la modificación del Plan de Exploración, presentado por el Contratista, correspondiente al Contrato CNH-R02-L02-A9.BG/2017, respecto a las actividades propuestas, sin detrimento de la obtención de los permisos, autorizaciones y resoluciones favorables de las autoridades competentes en materia de impacto ambiental y social, entre otras.

Lo anterior, toda vez que, de acuerdo con el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 39 fracciones I y II y 40, fracciones I y II y 41, fracción I de los Lineamientos, estas actividades permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del Área Contractual, por lo cual la Solicitud es congruente con lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y el Anexo 5 del Contrato.

En atención al contenido de la Solicitud, resulta procedente aprobar los Escenarios propuestos por el Contratista, en razón de no contravenir disposición contractual o legal alguna, toda vez que cumplen con las obligaciones contraídas por el Contratista

Asimismo, en atención a lo dispuesto en el artículo 39, segundo párrafo de los Lineamientos, una vez que el Contratista cuente con los elementos técnicos derivados de la información obtenida durante la ejecución de las Actividades Petroleras que le permitan definir la ejecución del Escenario Incremental al amparo del Plan de Exploración aprobado por esta Comisión; deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética previo a su ejecución.

Sin perjuicio de lo anterior, se recomienda al Contratista que, en la medida de lo posible, acelere las actividades programadas en la Modificación, a fin de alcanzar el objetivo general antes de lo previsto y estar en condiciones de avanzar en la cadena de valor del proceso exploratorio en el menor tiempo posible. Lo anterior, en relación con lo establecido en la fracción I, artículo 39, de la LORCME.

Finalmente, el presente Dictamen Técnico considera la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional para la evaluación del potencial de hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en Ley de Hidrocarburos, así como en la LORCME y las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y Anexo 5 del Contrato.



Elaboró



Ing. Ricardo Trejo Ramírez
Director 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, de conformidad con el artículo 54, primer párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.