

2022



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



# Dictamen Técnico de la modificación del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017

## Periodo Adicional de Exploración

Contratista: Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I.  
de C.V.

*Noviembre de 2022*

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'VP'.

# Contenido

<b>I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA .....</b>	<b>4</b>
I.1 Datos del Contratista .....	4
I.2 Datos del Contrato.....	4
I.3 Datos del Área Contractual.....	5
<b>II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN .....</b>	<b>10</b>
<b>III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICADOS EN LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</b>	<b>11</b>
IV.1 Antecedentes Exploratorios realizados en el Área Contractual durante el PIE.....	12
IV.2 Modificación al Plan de Exploración.....	14
IV.3 Plan de Exploración Modificado .....	15
IV.4.1 Actividades del Escenario Base .....	18
IV.4.1.1 Adquisición y/o procesamiento de Información sísmica 3D.....	18
IV.4.1.2 Estudios exploratorios.....	22
IV.4.1.3 Perforación de prospectos exploratorios .....	26
IV.4.2 Actividades del Escenario Incremental.....	27
IV.4.2.1 Perforación de prospectos exploratorios .....	28
IV.4.2.2 Reparación Mayor.....	29
IV.4.3 Pruebas de producción.....	31
IV.4.4 Medición de la producción de Hidrocarburos.....	33
IV.5 Programa Mínimo de Trabajo (PMT).....	41
IV.6 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles recursos a incorporar .....	43
IV.7 Análisis económico .....	43
IV.8 Programas Asociados.....	46
IV.8.1 De cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología. ....	46
IV.8.2 Sistema de Administración de Riesgo.....	46
<b>V ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....</b>	<b>47</b>
V.1 Indicadores del desempeño del Plan de Exploración .....	47
V.2 Cumplimiento de los criterios de Evaluación .....	47
V.3 Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, así como 39 y 40 de los Lineamientos. ....	48
V.4 Cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.....	49
<b>VI SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....</b>	<b>50</b>



## I. INTRODUCCIÓN

El presente Dictamen Técnico se refiere a la modificación al Plan de Exploración asociado al Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 (en adelante, Contrato) en cumplimiento al Resolutivo Cuarto de la Resolución CNH.E.21.001/2022 de 10 de marzo de 2022, mediante la cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó a Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Operador o Contratista) la modificación al Plan de Exploración, derivada del otorgamiento del Periodo Adicional de Exploración (en adelante, Periodo Adicional de Exploración o PAE).

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.02.001/19 de 17 de enero de 2019.

Posteriormente, mediante la Resolución CNH.E.66.001/2020 de 26 de noviembre de 2020, la Comisión aprobó la modificación al Plan de Exploración presentado por el Contratista.

Asimismo, mediante Resolución CNH.E.03.005/2022 de 13 de enero de 2022, la Comisión aprobó al Contratista el Periodo Adicional de Exploración, mismo que tiene una duración de hasta 2 años adicionales, contados a partir del vencimiento del Período Inicial de Exploración, conforme a lo establecido en la Cláusula 4.4 del Contrato.

Derivado de lo anterior, mediante Resolución CNH.E.21.001/2022 de fecha 10 marzo de 2022 la Comisión aprobó la modificación al Plan (en adelante, Plan vigente), en cuyo Resolutivo TERCERO estableció:

**"TERCERO.** - *Requerir al Contratista para que en plazo de hasta seis meses, contados a partir del día hábil siguiente a la notificación de la presente Resolución, presente el trámite renuncia y devolución, estipulado en la Cláusula 7.1 del Contrato, así como la modificación al Plan de Exploración que refleje que las Actividades Petroleras se acotan a dicha reducción."*

Derivado de lo anterior mediante escrito LEG-2022-638 de 19 de septiembre 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.

La presente modificación fue presentada por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Operador o Contratista)

mediante escrito LEG-2022-639, recibido en esta Comisión el 19 de septiembre de 2022, en cumplimiento a las Cláusulas 4.2., 4.4, y Anexo 5 del Contrato; y los artículos 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I y II, 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 y el Resolutivo TERCERO de la Resolución CNH.E.21.001/2022 de fecha 10 marzo de 2022.

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), de Medición y Comercialización de la Producción (DGMyCP), de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante DGPyEE) y de Seguimiento a Contratos (DGSC) de la Comisión, consideraron el cumplimiento de los artículos 18, 19, 39, fracciones I, II, y 40, fracciones I, II, así como el Anexo I de los *Lineamientos*.

## I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA

### I.1 Datos del Contratista

El Contratista promovente de la modificación al Plan de Exploración del Contrato para el Área Contractual VC-02 (en adelante, Área Contractual), es Jaguar Exploración y Producción 2.3, 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.

### I.2 Datos del Contrato

El Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres bajo la Modalidad de Licencia, se celebró el 8 de diciembre de 2017 entre la Comisión y Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (Tabla 1)

<b>Operador</b>	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
<b>Tipo de Contrato</b>	Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres
<b>Número del Contrato</b>	CNH-R02-L03-VC-02/2017
<b>Modalidad</b>	Licencia
<b>Periodo Adicional de Exploración</b>	Hasta 2 años a partir de la conclusión del Periodo Inicial de Exploración

**Tabla 1.** Datos del Contrato.

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, de conformidad a la Cláusula 3.1 del citado Contrato.

El Periodo Inicial de Exploración (en adelante, PIE) tuvo una duración de 2 años, a partir de la aprobación del Plan de Exploración.

No obstante, mediante oficio 260.1348/2020 de 19 de octubre de 2020 la Comisión confirmó al Contratista la adición de 124 días naturales al PIE, ello conforme a lo dispuesto 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.

Adicionalmente, mediante oficio 260.0886/2021 de 14 de junio de 2021, la Comisión informó al Contratista la suspensión por 90 días naturales al PIE, conforme lo dispuesto en el *ACUERDO General CNH.E.29.004/2021 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece diversas medidas a fin de promover el desarrollo de las actividades petroleras*, publicado en el DOF el 17 de mayo de 2021.

En este Contexto el PIE concluyó en enero de 2022, periodo en el cual el Contratista logró llevar a cabo diversas actividades exploratorias, entre las cuales destaca la perforación del Pozo Exploratorio Pikit-1EXP, además realizó la actualización de estudios geológicos y el reprocesamiento de información sísmica 3D y cumplió con el Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT) y parcialmente con el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, IPMT), por lo que tuvo los elementos para solicitar el PAE.

Mediante Resolución CNH.E.03.005/2022 de 13 de enero de 2022 la Comisión aprobó el PAE hasta por dos años adicionales contados a partir del vencimiento del PIE.

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

Adicionalmente mediante el escrito LEG-2022-639 recibido en esta Comisión el 19 de septiembre de 2022, el Operador ingresó la solicitud de Modificación del Plan de Exploración, en cumplimiento a lo establecido en el inciso b) de la cláusula 7.1 del Contrato, así como lo dispuesto en el Resolutivo TERCERO de la Resolución CNH.E.21.001/2022, por lo que esta nueva solicitud de Modificación del Plan de Exploración refleja las actividades petroleras acotadas a dicha reducción.

### **1.3 Datos del Área Contractual**

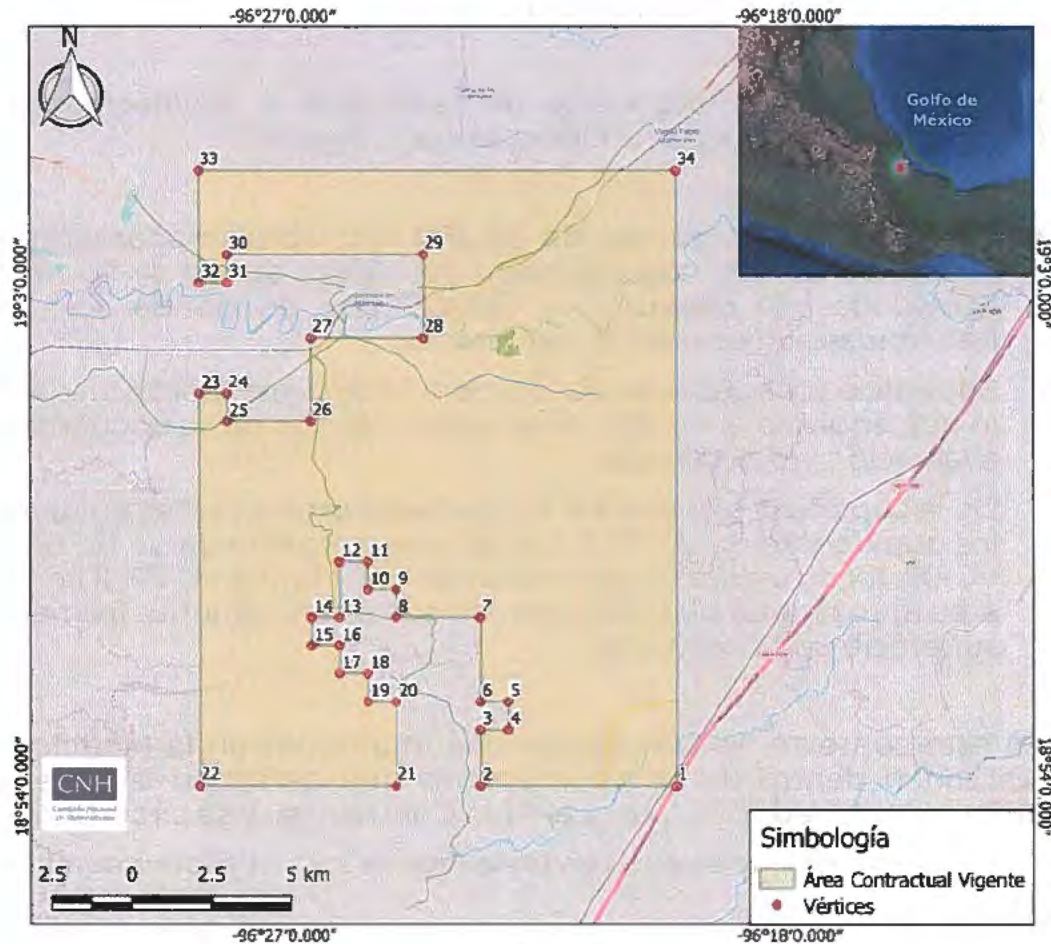
El Área Contractual, se localiza geográficamente en el Estado de Veracruz, dentro de los municipios Soledad de Doblado, Manlio Fabio Altamirano y Cotaxtla, dentro de la provincia petrolera Veracruz (Figura

1). El Área Contractual Vigente tiene una superficie aproximada de 251.350 km<sup>2</sup> y los vértices que delimitan esta área, referidos en el Anexo 1 del Contrato, están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	96°20'00"	18°54'00"	18	96°25'30"	18°56'00"
2	96°23'30"	18°54'00"	19	96°25'30"	18°55'30"
3	96°23'30"	18°55'00"	20	96°25'00"	18°55'30"
4	96°23'00"	18°55'00"	21	96°25'00"	18°54'00"
5	96°23'00"	18°55'30"	22	96°28'30"	18°54'00"
6	96°23'30"	18°55'30"	23	96°28'30"	19°01'00"
7	96°23'30"	18°57'00"	24	96°28'00"	19°01'00"
8	96°25'00"	18°57'00"	25	96°28'00"	19°00'30"
9	96°25'00"	18°57'30"	26	96°26'30"	19°00'30"
10	96°25'30"	18°57'30"	27	96°26'30"	19°02'00"
11	96°25'30"	18°58'00"	28	96°24'30"	19°02'00"
12	96°26'00"	18°58'00"	29	96°24'30"	19°03'30"
13	96°26'00"	18°57'00"	30	96°28'00"	19°03'30"
14	96°26'30"	18°57'00"	31	96°28'00"	19°03'00"
15	96°26'30"	18°56'30"	32	96°28'30"	19°03'00"
16	96°26'00"	18°56'30"	33	96°28'30"	19°05'00"
17	96°26'00"	18°56'00"	34	96°20'00"	19°05'00"

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





**Figura 1.** Ubicación y vértices del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

El Contrato no presenta restricción de profundidad, en consecuencia, las actividades amparadas en el mismo, por lo que, pueden realizarse en todas las formaciones geológicas.

Por lo anterior, y considerando la información presentada por el Contratista en la presente Modificación, ésta incluye la reducción del Área Contractual, en cumplimiento con lo establecido en la Clausula 7.1, inciso (b) del Contrato que establece:

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

- Superficie total vigentes de 251.350 km<sup>2</sup> aproximadamente, de los cuales, 9.668 km<sup>2</sup> corresponden con áreas donde se llevan a cabo actividades de desarrollo y 130.479 km<sup>2</sup> en donde sólo estarían habilitadas actividades de exploración.
- Superficie propuesta de devolución: 120.871 km<sup>2</sup> aproximadamente, lo que equivale al 48.08% de la superficie que no se encuentra en evaluación y/o desarrollo.
- De la superficie a conservar el Operador presenta tres polígonos a los que denomina VC-02\_I con un área aproximada de 125.641 km<sup>2</sup>; VC-02\_II con un área aproximada de 4.031 km<sup>2</sup> y VC-02\_III con un área aproximada de 0.806 km<sup>2</sup>, los cuales en conjunto forman una superficie de 130.479 km<sup>2</sup>.

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 en con los vértices que se ilustran en la Figura 2 y se enlistan con la Tabla 3, 4 y 5.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	96°24'00"	19°05'00"	20	96°22'30"	19°00'00"
2	96°24'00"	19°04'30"	21	96°22'30"	18°59'30"
3	96°21'30"	19°04'30"	22	96°23'00"	18°59'30"
4	96°21'30"	19°05'00"	23	96°23'00"	18°59'00"
5	96°20'30"	19°05'00"	24	96°25'00"	18°59'00"
6	96°20'30"	19°02'30"	25	96°25'00"	18°58'00"
7	96°20'00"	19°02'30"	26	96°26'00"	18°58'00"
8	96°20'00"	18°56'00"	27	96°26'00"	18°59'00"
9	96°20'30"	18°56'00"	28	96°26'30"	18°59'00"
10	96°20'30"	18°56'30"	29	96°26'30"	18°59'30"
11	96°20'30"	18°57'00"	30	96°27'00"	18°59'30"
12	96°21'30"	18°57'00"	31	96°27'00"	19°00'30"
13	96°21'30"	18°57'30"	32	96°26'30"	19°00'30"
14	96°22'00"	18°57'30"	33	96°26'30"	19°02'00"
15	96°22'00"	18°59'30"	34	96°24'30"	19°02'00"
16	96°21'00"	18°59'30"	35	96°24'30"	19°03'30"
17	96°21'00"	19°00'30"	36	96°27'30"	19°03'30"
18	96°22'00"	19°00'30"	37	96°27'30"	19°05'00"
19	96°22'00"	19°00'00"			

**Tabla 3.** Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono VC-02\_I del Área Contractual presentada.

(Fuente: Comisión con información del Contratista).

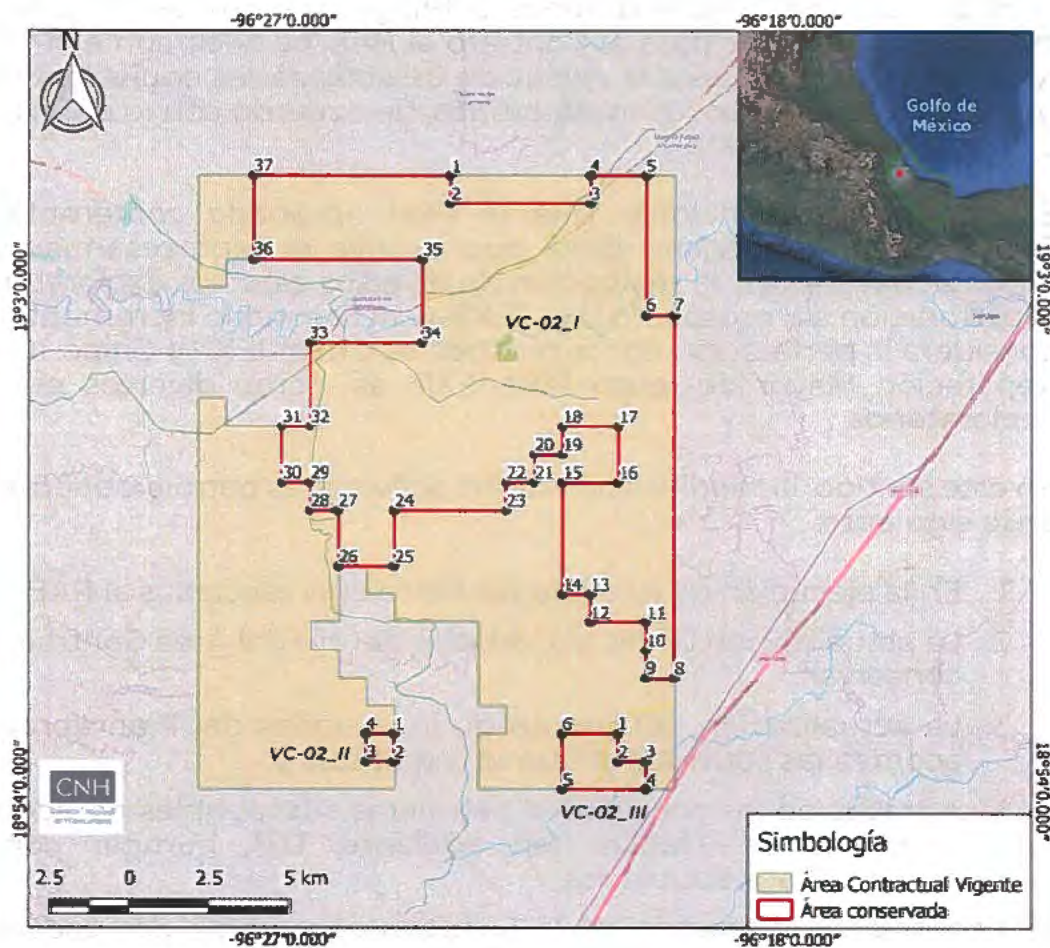


Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	96°25'00"	18°55'00"
2	96°25'00"	18°55'00"
3	96°25'30"	18°54'30"
4	96°25'30"	18°54'30"

**Tabla 4.** Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono VC-02\_II del Área Contractual presentada.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	96°21'00"	18°55'00"
2	96°21'00"	18°54'30"
3	96°20'30"	18°54'30"
4	96°20'30"	18°54'00"
5	96°22'00"	18°54'00"
6	96°22'00"	18°55'00"

**Tabla 5.** Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono VC-02\_III del Área Contractual presentada.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).



**Figura 2.** Ubicación y vértices del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Derivado de lo anterior, cabe señalar que mediante escrito LEG-2022-638, 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), sin embargo, el cual no es motivo de aprobación dentro del dictamen Técnico, no obstante, se observa que las actividades propuestas se encuentran dentro de los límites del área que propone conservar el Operador

## **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 4.2, 4.4, 4.5, Anexo 5 del Contrato y los artículos 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y el Anexo I de los Lineamientos, así como en el Resolutivo TERCERO de la Resolución CNH.E.21.001/2022 de fecha 10 marzo de 2022.

A través de dicha Solicitud, el Contratista refiere que continuará con la actividad exploratoria y dará cumplimiento a los compromisos contractuales adquiridos durante el PIE y a los que está obligado a cumplir al aprobarse para el Contrato el PAE, es decir con el IPMT no realizado y las relativas a la ejecución de actividades equivalentes a la perforación de dos pozos exploratorios, de acuerdo con lo definido en el Anexo 5 del Contrato.

Es importante mencionar que el Plan aprobado contempla dos Escenarios, un Escenario Base que incluye el reprocesamiento de información sísmica, la realización de diversos estudios exploratorios y la perforación del prospecto Uxu-1EXP, y un Escenario Incremental que considera la perforación de los prospectos Cheel-1EXP y Chipe-1EXP, la Reparación Mayor del pozo Pikit-1EXP, así como diversos estudios exploratorios.

En este sentido, la modificación de las actividades petroleras consistiría en lo siguiente:

1. En la ejecución de Actividades Petroleras asociadas al PAE;
2. La actualización de las actividades dentro del Área Contractual a conservar;
3. La actualización del monto de inversiones del Plan aprobado, acordea las actividades que se modifican, y
4. A través de las actividades petroleras susceptibles de acreditar Unidades de Trabajo (en adelante, UT), cumplir con los compromisos adquiridos.

La estrategia exploratoria de la Solicitud contempla dos escenarios operativos, un Escenario Base y un Escenario Opcional y/o Incremental (en adelante, Escenario Incremental). El detalle de estos escenarios se describe en el apartado IV.3 del presente Dictamen Técnico.

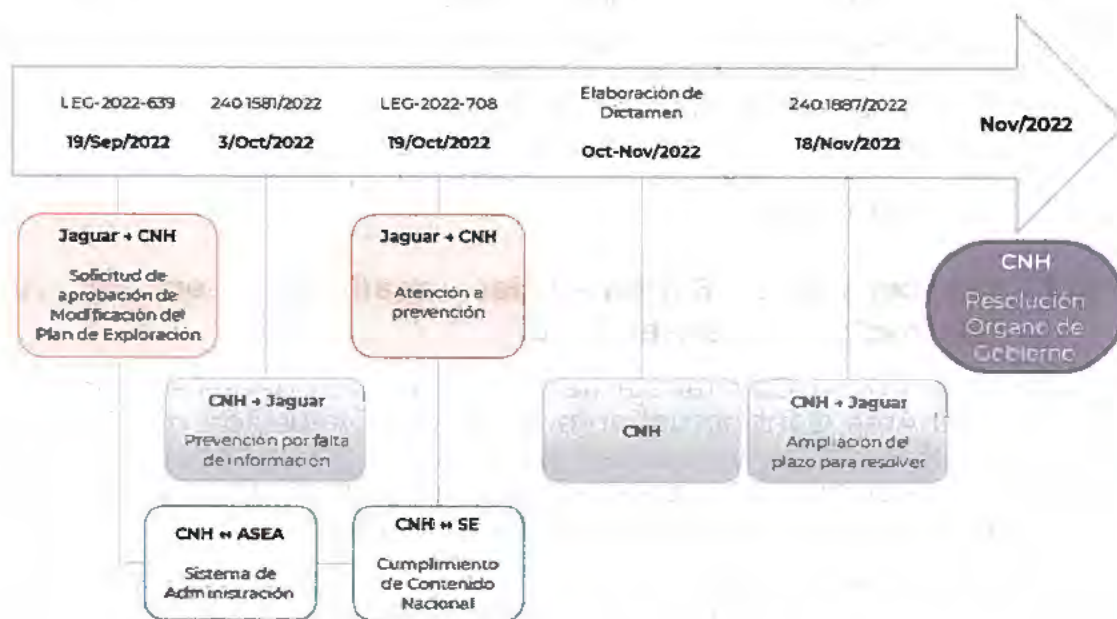


### III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

El proceso de evaluación técnica y dictamen de la Solicitud propuesta por el Operador involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE), de la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y de la Dirección General de Seguimiento de Contratos, todas ellas pertenecientes a la Comisión.

Además, se solicitó 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 porcentaje de Contenido Nacional, Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica y del Sistema de Administración de Riesgos, respectivamente.

La Figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto a la Solicitud presentada por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.073/2022 de la DGDE de esta Comisión.



**Figura 3.** Proceso de revisión, evaluación, Dictamen Técnico y Resolución. (Fuente: Comisión).

### IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICADOS EN LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN

Para la Dictaminación de la modificación al Plan, se verificó que las actividades propuestas por el Operador cumplieran con lo señalado en

el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos respecto a la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel Internacional para la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos y la incorporación de recursos.

La Comisión consideró el cumplimiento de los artículos 22, 25, 39, fracciones I y II, 40, fracciones I y II de los Lineamientos, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en la Solicitud, considerando también la etapa de madurez en la que se encuentra el Área Contractual.

Al respecto se advierte que las actividades propuestas por el Contratista en la Solicitud dan cumplimiento a lo establecido en las Cláusulas 4.2, 4.4, 4.5 y el Anexo 5 del Contrato, y atienden a los principios y criterios establecidos en los artículos 39, fracciones I y II, 40, fracciones I y II, y el Anexo I de los Lineamientos.

Adicionalmente la Comisión, para el ejercicio de sus funciones, consideró las bases previstas en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como lo establecido por el artículo 22 de los Lineamientos conforme la presentación por parte del Contratista de lo siguiente:

- 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,
- Una tabla comparativa de los cambios que se proponen, 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 Antecedentes Exploratorios realizados en el Área Contractual durante el PIE.**

Durante el PIE el Contratista llevó a cabo actividades exploratorias dentro del Área Contractual enfocadas a la Evaluación del Potencial Petrolero. A partir de los resultados obtenidos del reprocesamiento de información sísmica existente, la actualización de diversos estudios exploratorios y la perforación del Pozo Pikit-1EXP.

De manera generalizada, en la Tabla 6 se incluye una descripción de las diferentes actividades exploratorias realizadas durante el PIE, entre las que se incluyen la adquisición y/o procesado de información sísmica 3D, estudios exploratorios y la perforación del Pozo Pikit-1EXP (Figura 4).



Actividades de Exploración		Resultados
Adquisición y/o procesado de información sísmica	Reprocesamiento estudio Cópite López Mateos 3D (ARES-JEY-MX-20-2D6/1622-20)	Permitieron dar soporte a los prospectos presentados en la Solicitud.
Estudios exploratorios	Actualización de Modelo Estratigráfico	
	Actualización de Modelo Geológico	
	Actualización de Modelo Petrofísico	
	Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización	
	Evaluación de Recursos Prospectivos y Estimación de Reservas	
	Estudios de Impacto Ambiental	
	Diseño de Pozo Tipo (VCD)	
Perforación de pozos	Pikit-1EXP	

**Tabla 6.** Actividades realizadas por el Contratista.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).



**Figura 4.** Actividades realizadas durante el PIE.  
(Fuente: Comisión, con información del Contratista)

## IV.2 Modificación al Plan de Exploración

Al respecto cabe señalar que, la modificación al Plan se presenta conforme a lo establecido en el Resolutivo TERCERO de la Resolución CNH.E.21.001/2022, que a la letra dice:

*"TERCERO.- Requerir al Contratista para que en plazo de hasta seis meses, contados a partir del día hábil siguiente a la notificación de la presente Resolución, presente el trámite renuncia y devolución, estipulado en la Cláusula 7.1 del Contrato, así como la modificación al Plan de Exploración que refleje que las Actividades Petroleras se acotan a dicha reducción."*

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

1. Que el 19 de septiembre de 2022, el Contratista presentó para su aprobación la Modificación, la cual considera el área que pretende conservar conforme a lo establecido en la cláusula 7.1 inciso b) del Contrato.
2. Derivado de las actividades realizadas al amparo del Plan aprobado, el Operador considera la recalendarización de las actividades y el cambio de Escenario Operativo del reprocesamiento sísmico 3D considerado.

En tal sentido, procede la modificación al Plan de Exploración, debido a lo siguiente:

- I. El 13 de enero de 2022, mediante la Resolución CNH.E.03.005/2022 la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó el Periodo Adicional de Exploración, para el cual, el Contratista planea continuar con actividades exploratorias que le permitan identificar, evaluar y confirmar el potencial petrolero dentro del Área Contractual, cabe señalar que, la modificación al Plan considera la recalendarización de las actividades y el cambio de Escenario Operativo de diversas actividades, entre las que destaca la perforación del pozo Uxu-1EXP considerado en el Escenario Base, por otro lado, en el Escenario Incremental se plantea la perforación de los prospectos Cheel-1EXP, Chipe-1EXP y Jeel-1EXP, así como la reparación mayor del pozo Pikit-1EXP. Cabe mencionar que en la presente modificación se sustituyó la perforación del prospecto Kay-1EXP por la reparación mayor del pozo Pikit-1EXP.
- II. El 10 de marzo de 2022 mediante la Resolución CNH.E.21.001/2022 la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprobó la modificación al Plan de Exploración del Periodo Adicional de Exploración.
- III. El 19 de septiembre de 2022, el Contratista presentó para su aprobación la Solicitud de modificación al Plan de Exploración del Contrato, la cual considera el área que pretende conservar conforme a lo establecido en la cláusula 7.1 inciso b) del Contrato.

Derivado de lo anterior, se observa que las actividades petroleras están acotadas a la reducción de conformidad con el Resolutivo TERCERO de



la Resolución CNH.E.21.001/2022.

Por otra parte, la Solicitud contempla dos Escenarios con actividades susceptibles de acreditar los compromisos que ha adquirido el Operador al aprobarse para el Contrato el PAE.

Es importante señalar que el prospecto del Escenario Base continúa con las mismas características técnicas del Plan aprobado, sin embargo, es necesario actualizar su cronograma de perforación en esta Solicitud, así como su Programa de Inversiones.

En relación con las Mejores Prácticas de la Industria a nivel Internacional, 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, lo cual se identifica acorde con las características geológicas, en relación con el estado actual de la Exploración del Área Contractual.

### **IV.3 Plan de Exploración Modificado**

De lo anterior, y con base en la información presentada, se realizó un análisis del conjunto de actividades que integran la Solicitud, que en un contexto generalizado, se identificaron y agruparon con el objeto de visualizar y conceptualizar los objetivos y alcances de la Solicitud, a fin de verificar la congruencia que guardan en función de la estrategia exploratoria planteada, cuya materialización permitiría continuar con un avance significativo dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio en el Área Contractual. En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar durante el PAE se esquematizaron en tres rubros principales:

1. Adquisición y/o procesamiento de información sísmica 3D existente;
2. Estudios exploratorios; y
3. Perforación de prospectos exploratorios.

El cronograma de actividades (Figura 5), fue analizado en forma similar, identificando la secuencia de actividades acorde a los objetivos del Plan, para la evaluación del potencial petrolero de la cartera de áreas prospectivas y la posible incorporación de recursos.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades propuestas presenta una secuencia lógica dentro del proceso exploratorio, en relación con el conocimiento geológico del subsuelo adquirido hasta ahora y los objetivos de la Solicitud para el PAE.

Cabe señalar, que, de las actividades propuestas por el Contratista como parte de la modificación, existen actividades de gabinete que han comenzado a ser ejecutadas previo a la emisión del presente

Dictamen Técnico, situación que corresponde a la naturaleza técnica de las mismas, propiamente identificadas como actividades necesarias, sin que ello implique la realización física de alguna de ellas.

No obstante, para aquellas actividades que no son de gabinete, el Contratista deberá tener la aprobación del Plan, y en su caso, las autorizaciones correspondientes para iniciar su ejecución, de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos.

En la Tabla 7, se señalan de manera generalizada las actividades e inversiones de la presente modificación.

Periodo Adicional de Exploración Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017					
Actividades e inversiones		2022	2023	2024 <sup>(a)</sup>	Total
<b>Estudios Exploratorios</b>	Plan aprobado (Escenario Base)	7	1	5	13
	Plan aprobado (Escenario Incremental)	1	3	7	11
	Modificación (Escenario Base)	-	9	4	13
	Modificación (Escenario Incremental)	-	3	7	10
<b>Reprocesamiento de Información Sísmica 3D Existente (km<sup>2</sup>)</b>	Plan aprobado (Escenario Base)	-	600	-	600
	Plan aprobado (Escenario Incremental)	-	-	-	0
	Modificación (Escenario Base)	-	600	-	600
	Modificación (Escenario Incremental)	-	-	-	0
<b>Perforación de Pozos</b>	Plan aprobado (Escenario Base)	1	-	-	1
	Plan aprobado (Escenario Incremental)	-	4	-	4
	Modificación (Escenario Base)	-	1	-	1
	Modificación (Escenario Incremental)	-	3	-	3
<b>Intervenciones a Pozos</b>	Plan aprobado (Escenario Base)	-	-	-	0
	Plan aprobado (Escenario Incremental)	-	-	-	0
	Modificación (Escenario Base)	-	-	-	0
	Modificación (Escenario Incremental)	-	1	-	1
<b>Inversiones</b>	Plan aprobado (Escenario Base)				
	Plan aprobado (Escenario Incremental)				
	Modificación (Escenario Base)				
	Modificación (Escenario Incremental)				

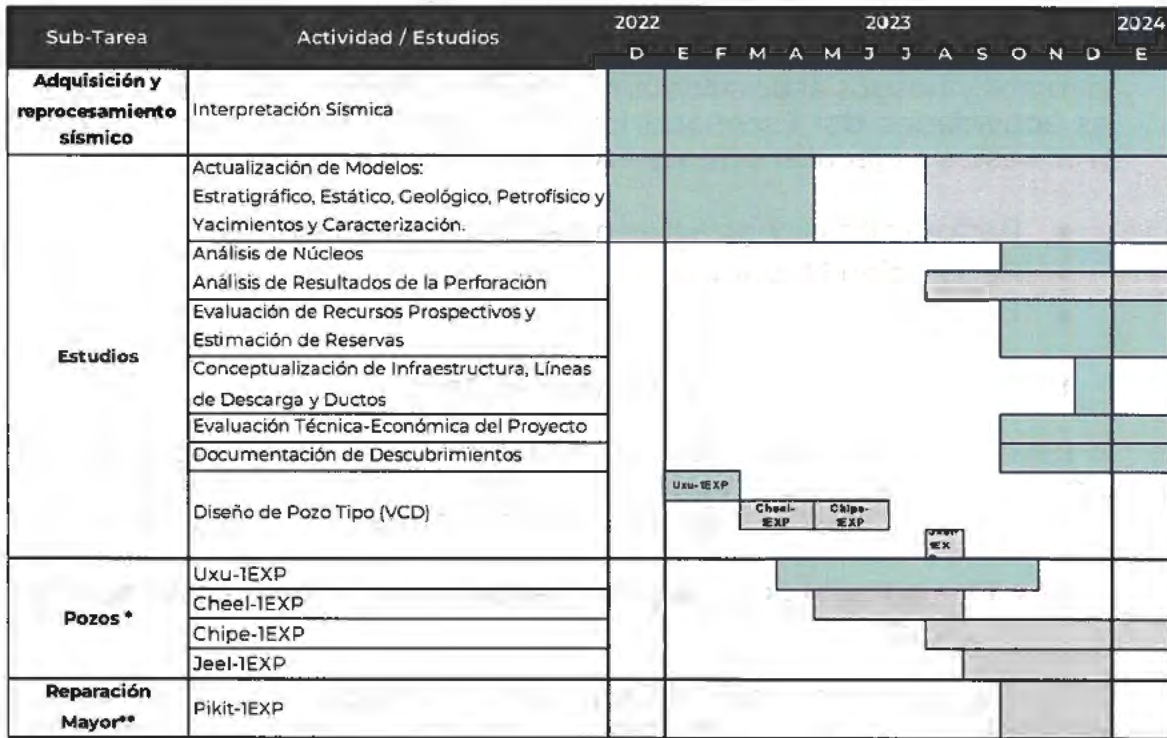
(a) Fin del Periodo Adicional de Exploración = 15 de enero de 2024

Todas las actividades se contabilizan en el año de término de su ejecución, p. ej. Reprocesamiento de Información Sísmica 3D Existente continua en diciembre de 2022 y finaliza en abril 2023, se contabilizan km<sup>2</sup> en 2023.

**Tabla 7.** Actividades e inversiones de la Modificación.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

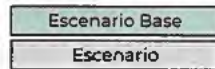
Asimismo, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la Industria se advierte que, las actividades propuestas abarcarían las etapas de Evaluación del Potencial Petrolero e Incorporación de Reservas, lo cual se identifica acorde con las etapas del proceso exploratorio en términos del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.





\* Incluye: Movimiento de equipo, perforación, toma de información y terminación.

\*\* Incluye Reparación, toma de información y pruebas.



**Figura 5.** Cronograma de la Solicitud para el PAE. (Fuente: Comisión con información del Contratista).

El Cronograma de actividades presenta una secuencia lógica y acorde con el objetivo de la Solicitud, respecto a la Evaluación del Potencial Petrolero y la incorporación de Reservas en el Área Contractual, lo cual permitiría maximizar el valor de ésta al término del PAE.

Considerando lo enunciado en el apartado II. *Elementos generales del Plan Materia del Dictamen Técnico*, del presente Dictamen, 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 adquiridos para el IPMT del PAE establecidos en el Anexo 5 del Contrato. En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar en el Escenario Base son:

- Perforación de un prospecto exploratorio;
- Reprocesamiento de información sísmica 3D;
- Estudios Exploratorios

**Escenario Incremental:** Considera actividades que pudieran

ejecutarse ya sea de manera complementaria al Escenario Base o dados los avances y eventuales actualizaciones en las estimaciones de recursos y riesgos asociados con los prospectos visualizados, sustituir a las actividades del Escenario Base. En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar en este escenario son:

- Perforación de hasta tres prospectos exploratorios,
- Reparación Mayor y
- Estudios Exploratorios

#### **IV.4.1 Actividades del Escenario Base**

El Escenario Base considera la ejecución de estudios exploratorios, el reprocesamiento de información sísmica 3D y la perforación del prospecto exploratorio Uxu-1EXP con objetivos [REDACTED]

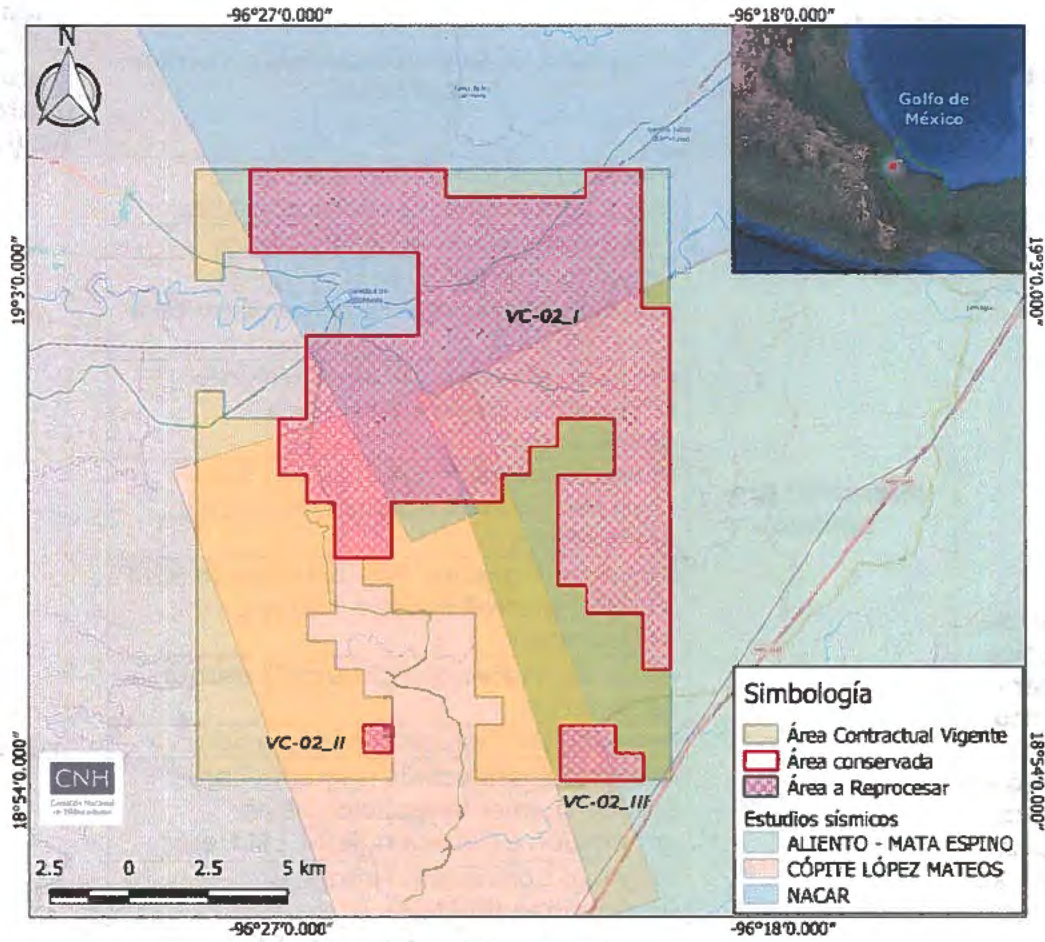
##### **IV.4.1.1. Adquisición y/o procesamiento de información sísmica 3D**

Respecto a este apartado el Contratista, menciona en su Plan que, no realizará adquisición de información en campo, no obstante, efectuará la compra de información sísmica al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. En este sentido, las actividades están enfocadas al reprocesamiento de información sísmica 3D existente, con el objetivo de:

- La mejora de la imagen sísmica en zona de estructuras complejas, para lo cual se realizarán los proyectos de Migraciones Pre-apilado; y
- La identificación de anomalías de amplitud relacionadas con la presencia de hidrocarburos en zonas más someras, para lo cual se realizarán los proyectos de Estudios Especiales.

El Contratista propone el reprocesamiento sísmico de 600 km<sup>2</sup> del estudio Unión de estudios Nácar - Aliento Mata Espino – Cópita López Mateos 3D, de los cuales 130.479 km<sup>2</sup> se encuentran dentro del área contractual, Figura 6.

Las generalidades de los proyectos están listadas en la Tabla 8.



**Figura 6.** Reprocesamiento de información sísmica 3D programada en el Escenario Base.  
 (Fuente: Comisión con información del Contratista).



Estudio	Tipo de Proyecto de Reprocesamiento Sísmico	Proyecto de Reprocesamiento Sísmico Estimado	Área de cubrimiento sísmico dentro del AC (km <sup>2</sup> )
Unión de estudios Nacar - Aliento Mata Espino - Cópite López Mateos 3D	Migración Pre-apilado	Proyecto Modelado de Estáticas de Refracción por Inversión Tomográfica	130.479
		Procesamiento de la Señal Sísmica	
		Proyecto Interpolación 5D y Merge	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento Fast-Track PSDM	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento Kirchhoff en Tiempo Isotrópica y Anisotrópica	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento Kirchhoff en Profundidad Isotrópica y Anisotrópica	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento RTM o ES360 en Profundidad Isotrópica y Anisotrópica	
		Proyecto Migración Azimutal (3 azimuts a determinar)	
		Proyecto Demigración Remigración	
		Proyecto avanzado de migración pre-apilado mediante tecnologías de generación de imagen (RTM, LSM, etc.)	
	Estudios Especiales	Proyecto Conversión Tiempo a Profundidad (PSTM)	
		Proyecto Re-procesamientos Especiales para AVO - Conversión a Tiempo de CRP Gathers en profundidad, acondicionado con remoción de ruidos y calibración de fase.	
		Proyecto Atributos por Geometría	
		Proyecto Apilados parciales por Ángulo de Incidencia	
		Proyecto Atributos por Discontinuidad	
		Proyecto Atributos de Traza Compleja	
		Proyecto AVO	
		Proyecto Inversión Sísmica	

**Tabla 8.** Reprocesamiento de información sísmica 3D existente del Escenario Base(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Asimismo, la Tabla 9 describe los objetivos y alcances del reprocesamiento de información sísmica 3D dentro del Área Contractual.

Actividad	Objetivos	Alcances
<b>Reprocesamiento de información sísmica 3D</b>	I. Mejorar la imagen general del subsuelo en el área correspondiente a los estudios Nácar 3D, Aliento Mata Espino 3D y Cópita López Mateos 3D mediante una unión entre estos tres estudios que brinde un beneficio en zonas de baja cobertura de los estudios particulares así como en zonas vecinas entre ellos, especialmente una mejora en la imagen de los dúplex más profundos correspondientes al frente de cabalgamiento sepultado, al mismo tiempo que se espera la mejora en la atenuación del contenido de ruidos y una mejora en la preservación de las amplitudes relativas para la sección ubicada por encima de la discordancia regional.	Mejorar la calidad y resolución general de la imagen sísmica mediante la unión de los estudios Nácar 3D, Aliento Mata Espino 3D y Copita López Mateos 3D, así como verificar la geometría y profundidad de las estructuras más profundas. Se busca recuperar las reflexiones sísmicas en áreas complejas, y obtener los datos sísmicos migrados pre-apilados (CRP Gathers) ya válidos para futuros proyectos de AVA y de Inversión Elástica Simultánea en las áreas incluidas en el área contractual para los estudios sísmicos contemplados.
	II. Generar volúmenes migrados mediante Migración preapilamiento en Profundidad (PSDM, por sus siglas en inglés) y su correspondiente modelado de velocidades.	Contar con información sísmica reprocesada de manera tal que permita la interpretación avanzada en el área contractual que están cubiertos por estudios sísmicos 3D.
	III. Desarrollar análisis de factibilidad de estudios especiales y de ser viable proceder a la ejecución de proyectos especiales incluyendo acondicionamiento de gathers, atributos de AVO, Inversión sísmica, entre otros atributos especiales que permitan un mejor entendimiento estructural de la zona.	Mejorar la calidad de los productos sísmicos para permitir: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ajuste del modelo estratigráfico</li> <li>- Reducción del riesgo geológico para los prospectos exploratorios</li> <li>- Actualización de mapas estructurales</li> <li>- Ajustes de Volumetría</li> <li>- Actualización e incorporación de reservas de hidrocarburos.</li> </ul>

**Tabla 9.** Objetivos y alcances del reprocesamiento de información sísmica 3D dentro del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Cabe señalar que para la ejecución de las actividades de reprocesamiento de información sísmica 3D, en términos de reconocimiento y exploración superficial, el Operador deberá cumplir con lo establecido en los artículos 5, 26, 27 y 33 de las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial (en adelante, ARES), publicadas en el DOF el 26 de enero de 2015 y modificadas por acuerdos publicados el 15 de abril de 2015, 16 de agosto de 2017, 24 de mayo de

2018 y 4 de marzo de 2020.

Asimismo, para la realización de las actividades de reprocesamiento sísmico 3D fuera del Área Contractual, el Operador deberá contar con la autorización correspondiente, en términos de los artículos 4, 16 y 17 de las Disposiciones de ARES.

Lo anterior sin detrimento del cumplimiento de las demás obligaciones que deba atender en materia de Reconocimiento y Exploración Superficial.

#### **IV.4.1.2. Estudios exploratorios**

El Contratista plantea la ejecución de 13 estudios para el escenario base y 10 estudios dentro del escenario Incremental se muestran en la Tabla 10:

##### **Estudios del escenario base:**

1. Evaluación Técnica-Económica del Proyecto
2. Documentación de Descubrimientos
3. Interpretación Sísmica
4. Actualización de Modelo Estratigráfico
5. Actualización de Modelo Estático
6. Actualización de Modelo Geológico
7. Análisis de Núcleos
8. Análisis de Resultados de la Perforación
9. Actualización de Modelo Petrofísico
10. Diseño de Pozo Tipo (VCD) – Uxu-1EXP
11. Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización
12. Evaluación de Recursos Prospectivos y Estimación de Reservas
13. Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos

##### **Estudios del escenario incremental:**

1. Actualización de Modelo Estratigráfico
2. Actualización de Modelo Geológico
3. Actualización de Modelo Estático
4. Análisis de Núcleos
5. Análisis de Resultados de la Perforación
6. Actualización de Modelo Petrofísico
7. Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización
8. Diseño de Pozo Tipo (VCD) - Cheel-1EXP
9. Diseño de Pozo Tipo (VCD) - Jeel-1EXP
10. Diseño de Pozo Tipo (VCD) - Chipe-1EXP



Escenario	Nombre	Objetivo y alcance
Base	Interpretación sísmica	<p>Actualizar mapas estructurales, volumetría y riesgo exploratorio de los prospectos con base en los estudios sísmicos, amarre de pozo y estratigrafía sísmica, para los prospectos del [REDACTED] así como interpretación de [REDACTED]</p> <p>Hacer los ajustes al programa de perforación e incorporación de prospectos con mayor recurso prospectivo y menor riesgo geológico.</p>
Base / Incremental	Actualización de Modelo Estratigráfico	<p>Realizar un modelo estratigráfico que permita la correlación entre los pozos existentes y su amarre con la sísmica, permitiendo soportar los cuerpos identificados como roca almacén.</p> <p>Generar un modelo estratigráfico actualizado de los prospectos exploratorios como posibles entrampamientos de hidrocarburos. Actualizar la información con los resultados de la perforación de los prospectos exploratorios.</p>
Base / Incremental	Actualización de Modelo Estático	<p>Obtener un modelo 3D de la configuración estructural y distribución de facies y propiedades petrofísicas que permitan conocer el carácter del yacimiento en condiciones de estáticas, con el fin de reducir el riesgo exploratorio con distribución, presencia y calidad de roca almacén, así como acumulación.</p> <p>Se emplearán datos de interpretación sísmica, registros de pozos, electrofacies y evaluación petrofísica, así como un análisis de variogramas. El estudio permitirá la obtención de modelos de distribución de propiedades petrofísicas (PHIE, SW, NTG y VCL).</p>
Base / Incremental	Actualización de Modelo Geológico	<p>Realizar un modelo geológico conceptual que incluya el tipo de ambiente sedimentológico dominante en el área contractual, identificando zonas de acumulación de roca almacén, trampas estructurales, estratigráficas o mixtas.</p> <p>Generar un concepto geológico del área contractual actualizado de los</p>

Escenario	Nombre	Objetivo y alcance
		prospectos exploratorios. Actualizar la información con los resultados de la perforación de los prospectos exploratorios.
Base / Incremental	Actualización de Modelo Petrofísico	<p>Realizar un modelo petrofísico que permita el cálculo de parámetros petrofísicos para determinar una volumetría de recursos prospectivos, determinando el tipo de roca, su calidad y estimando parámetros para caracterizar el yacimiento.</p> <p>Generar un modelo petrofísico que soporte el recurso prospectivo actualizado para los prospectos identificados. Actualizar la información con los resultados de la perforación de los prospectos exploratorios.</p>
Base / Incremental	Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización	<p>Identificar los parámetros y comportamiento de los yacimientos de los prospectos identificados, generando un perfil de producción, gradiente de presión y temperatura particularmente importante para los prospectos más profundos.</p> <p>Generar un modelo actualizado de 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. Actualizar la información con los resultados de las pruebas a realizarse.</p>
Base / Incremental	Análisis de Núcleos	<p>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 vecinos.</p> <p>Establecer la salinidad, tipo de hidrocarburos y su correlación con fluidos encontrados en campos vecinos.</p>
Base / Incremental	Análisis Resultados de la Perforación	<p>Generar un informe completo y detallado de la información que se tomó durante la perforación y terminación, así como la interpretación de estos datos.</p> <p>Se emplearán los datos disponibles de sísmica 3D, registros de pozo, pruebas</p>



Escenario	Nombre	Objetivo y alcance
		de pozo y eventos durante la perforación. El estudio deberá entregar los datos necesarios para actualizar los modelos geológicos, petrofísicos y de yacimientos.
Base	Evaluación de Recursos Prospectivos y Estimación de Reservas	<p>Hacer una estimación de los recursos prospectivos presentes en toda el área contractual. Incorporando prospectos a la cartera que permita definir una estrategia exploratoria más atractiva en cuanto a recursos prospectivos, éxito geológico y viabilidad operativa.</p> <p>Estimar los recursos prospectivos y probabilidad de éxito geológico de todos los prospectos identificados en el área contractual en sus percentiles P10, P50 y P90 maximizando el valor del área contractual.</p>
Base	Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos	<p>Generar un estudio conceptual que en caso de éxito geológico del descubrimiento permita identificar las necesidades superficiales para la construcción de infraestructura futura en caso de un eventual Programa de Evaluación.</p> <p>Identificar el estado y las condiciones superficiales y ambientales existentes en las zonas cercanas al descubrimiento para visualizar las posibles alternativas para la construcción de infraestructura futura en caso de ser necesario.</p>
Base	Evaluación Técnica-Económica del Proyecto	<p>Generar las corridas económicas necesarias con los resultados del pozo exploratorio, para estimar la rentabilidad del descubrimiento en caso de éxito.</p> <p>Se realizará las corridas necesarias con los marcadores económicos que apliquen en ese momento para evaluar el descubrimiento exploratorio.</p>
Base	Documentación de Descubrimientos	Generar la documentación necesaria en caso de éxito, para declarar un descubrimiento y establecer las bases para generar el programa de evaluación asociado al prospecto.



Escenario	Nombre	Objetivo y alcance
		Se realizará el informe necesario para el cumplimiento con el aviso de descubrimiento.
Base / Incremental	Diseño de pozo Tipo (VCD)	<p>Generación de la documentación del diseño de perforación y terminación de los pozos exploratorios.</p> <p>Integrar la información de geociencias (profundidad programada, trayectoria, requerimientos de información, etc.), de yacimientos, estudios de presión de poro, condiciones superficiales del terreno, infraestructura y aspectos ambientales para el diseño detallado de la perforación y terminación de pozos exploratorios.</p>

**Tabla 10.** Estudios exploratorios programados en el Escenario Base e Incremental para el PAE (Fuente: Comisión con información del Contratista).

Aunado a lo anterior, como parte de las actividades contempladas en el escenario incremental, se tiene programada la reparación mayor para el pozo Pikit-1EXP; se realizará la toma de información en la totalidad de los objetivos [REDACTED] previo a la ejecución de la Reparación Mayor en el objetivo del [REDACTED] y objetivo del [REDACTED] los cuales quedaron pendientes por evaluar durante la perforación.

El lapso asociado a la ejecución de los estudios está representado en el Cronograma de actividades, Figura 5.

#### IV.4.1.3. Perforación de prospectos exploratorios

Para el Escenario Base el Contratista propone la perforación del prospecto Uxu-1EXP, es importante señalar que se encontraba considerado en el Escenario Base del Plan aprobado (Figura 7).

- **El prospecto Uxu-1EXP** considera una trayectoria [REDACTED] y se localiza al noreste dentro del polígono VC-02\_I del área contractual propuesta.

De un análisis de la solicitud se advierte que la estructura geológica asociada al Prospecto Uxu-1EXP podría exceder los límites del Área Contractual, por lo que en el supuesto del éxito exploratorio y de considerarse un posible yacimiento compartido, el Contratista deberá atender a lo establecido en la Cláusula 9 del Contrato en materia de Unificación.



**Figura 7.** Prospecto programado en el Escenario Base.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Las generalidades asociadas al prospecto exploratorio documentado en el escenario base se muestran en la Tabla 11.

Prospecto	Objetivo geológico	Profundidad del objetivo (mvbnm)	Profundidad Total (mdbmr)	Elevación del terreno (m)	Tipo de trampa	Tipo de Hidrocarburo	Recurso Prospectivo Pmedia	
							Condensado (MMbls)	Gas (MMMpc)
Uxu-1EXP								

**Tabla 11.** Prospecto exploratorio considerado en el Escenario Base.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

El programa preliminar de adquisición de información consiste en toma de Registros geofísicos convencionales y especiales, núcleos convencionales y de pared, análisis de núcleos, muestreos y muestras MDT, PVT y Pruebas de Presión Producción durante la terminación para el Prospecto Uxu-1EXP.

#### IV.4.2. Actividades del Escenario Incremental

Para este Escenario, considera estudios exploratorios los cuales están enlistados en la Tabla 8, así como la perforación de hasta 3 prospectos, los cuales son Cheel-1EXP, Jeel-1EXP y Chipe-1EXP; y la Reparación Mayor del pozo Pikit-1EXP (Figura 8).

#### IV.4.2.1. Perforación de prospectos exploratorios

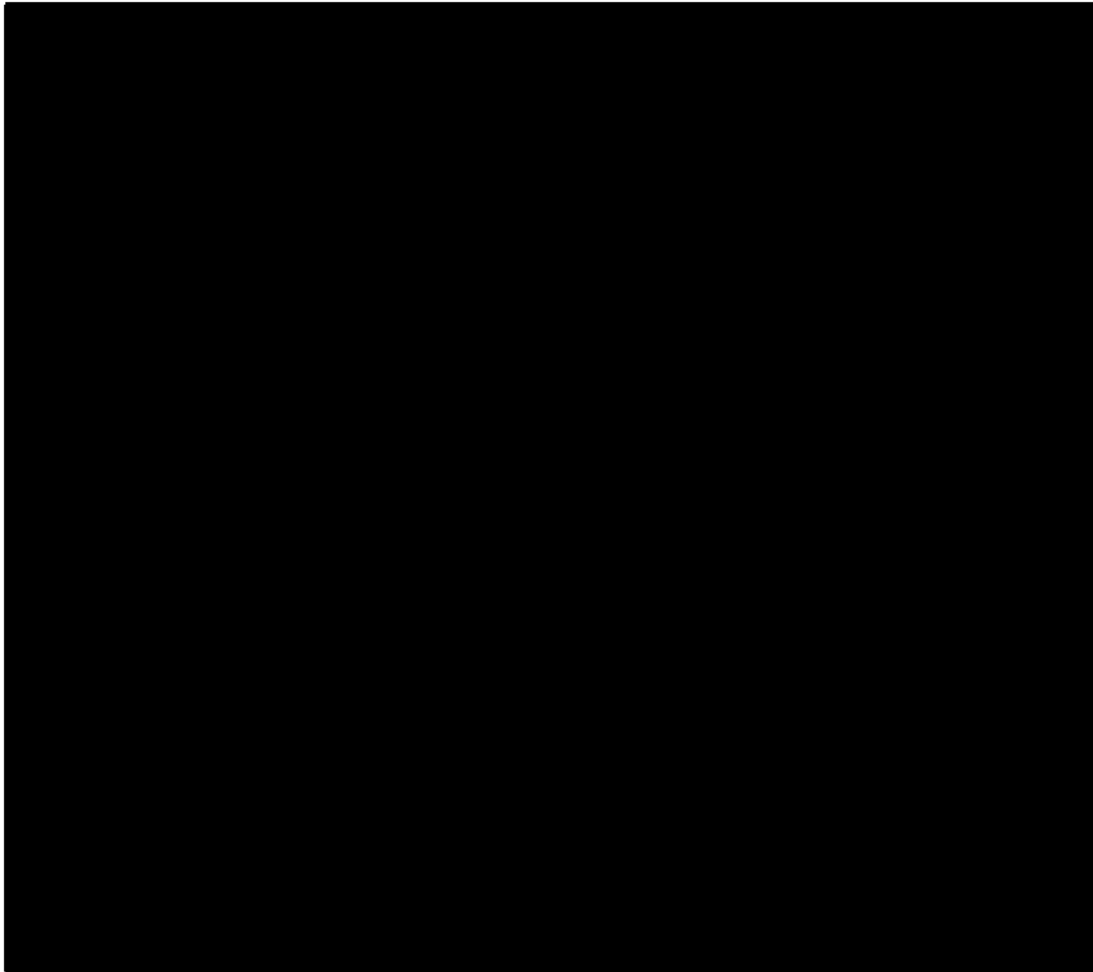
Para el Escenario Incremental el Operador propone la perforación de los prospectos Cheel-1EXP, Jeel-1EXP y Chipe-1EXP.

- **El prospecto Cheel-1EXP** considera una trayectoria [REDACTED] y se localiza al sur dentro del polígono VC-02\_I del área contractual propuesta.
- **El prospecto Jeel-1EXP** considera una trayectoria [REDACTED] y se localiza al noreste dentro del polígono VC-02\_I del área contractual propuesta.
- **El prospecto Chipe-1EXP** considera una trayectoria [REDACTED] y se localiza al este dentro del polígono VC-02\_I del área contractual propuesta.

De un análisis de la solicitud se advierte que las estructuras geológicas asociadas a los Prospectos Cheel-1EXP, Jeel-1EXP y Chipe-1EXP podrían exceder los límites del Área Contractual, por lo que en el supuesto del éxito exploratorio y de considerarse un posible yacimiento compartido, el Contratista deberá atender a lo establecido en la Cláusula 9 del Contrato en materia de Unificación.







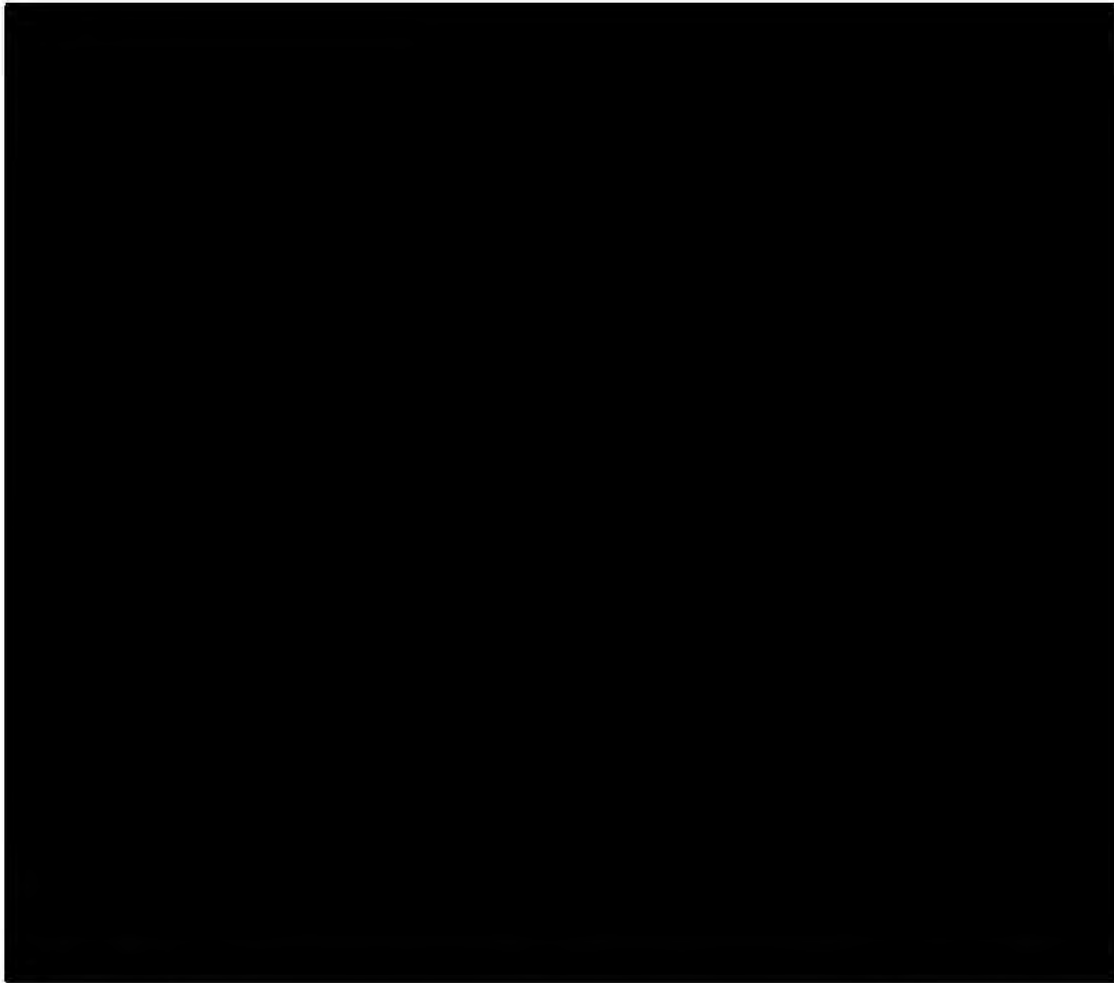
**Figura 8.** Ubicación de los prospectos considerados en el Escenario Incremental en el Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Respecto al programa preliminar de adquisición de información es el mismo que se considera para los prospectos del escenario base.

#### **IV.4.2.2. Reparación Mayor**

Para el Escenario Incremental el Operador propone para el pozo Pikit-1EXP (Figura 9), se realizará la toma de información en la totalidad de los objetivos [REDACTED] previo a la ejecución de la Reparación Mayor en el objetivo del [REDACTED] y objetivo [REDACTED] los cuales quedaron pendientes por evaluar durante la perforación. Las actividades a realizar se muestran a continuación (Tabla 12):



**Figura 9.** Ubicación del Pozo Pikit-1EXP donde se tiene programada la Reparación Mayor en el Escenario Incremental.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Actividades	Tiempo de Intervención (días)
1) Movilización de Equipo de Reparación*	
2) Instalación del equipo y preparativos*	
3) Control de pozo*	
4) Toma de Información Oligoceno Inferior (3,199 - 3,201.5; 3,205 - 3,207; y 3,238 - 3,240.5)	
5) Recuperación del aparejo*	
6) Lavado de pozo*	
7) Aislar con tapón mecánico intervalos inferiores (Oligoceno Inferior) *	
8) Introducción del aparejo de producción*	
9) Desmantelar BOP instala MAV*	
10) Desmantelar Equipo de Reparación*	
11) Instalación de Equipo fluidor	
12) Disparos de producción Oligoceno Medio (3,004 - 3,007 md)	
13) Mini Fall off	
14) Fluida previa	

Actividades	Tiempo de Intervención (días)
15) Estimulación Objetivo Oligoceno Medio	
16) Aislar con tapón cemento Objetivo Oligoceno Medio	
17) Disparos de producción Objetivo Mioceno Inferior (2,931 - 2,933.5 md)	
18) Estimulación Objetivo Mioceno Inferior	
19) Limpieza con TF	
20) Fluir pozo	
21) Prueba de producción y toma de información	
22) Entrega de pozo	

**Tabla 12.** Programa preliminar de reparación mayor en el pozo Pikit-1EXP.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Respecto al programa preliminar de adquisición de información es el mismo que se considera para los prospectos del escenario base.

Las generalidades asociadas a los prospectos exploratorios y la Reparación Mayor, documentados en el escenario incremental se muestran en la Tabla 13.

Prospecto/ Pozo	Objetivo geológico	Profundidad del objetivo (mvmnm)	Profundidad Total (mvmnr/ mdbmr)	Elevación Terreno (m)	Tipo de trampa	Tipo de Hidrocarburo	Recurso Prospectivo Pmedia	
							Condensado (MMbls)	Gas (MMMpc)

**Tabla 13.** Prospectos exploratorios y Reparación Mayor considerados en el Escenario Incremental.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

#### IV.4.3. Pruebas de producción

El Contratista tiene programada la ejecución de al menos una prueba de producción para cada pozo exploratorio. El número final de pruebas de producción estará en función del espesor impregnado confirmado en la perforación del pozo.

De acuerdo con la información presentada por el Contratista los objetivos de dichas pruebas se enlistan a continuación:

- El número final de pruebas de producción estará en función de los intervalos con potencial confirmado en la perforación. Para los pozos con múltiples objetivos (Uxu-1EXP, Cheel-1EXP, Jeel-1EXP,



Chipe-1EXP y Pikit-1EXP) se considera una prueba de producción implementando el uso de la herramienta *Production Logging Tool* (PLT) para discretizar los objetivos previstos.

- Evaluar el comportamiento de producción de los prospectos exploratorios en el área contractual, así como su productividad.
- Validar los recursos calculados.
- 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 algunas de las heterogeneidades del yacimiento y de ser posible determinar la conectividad entre fallas, fracturas naturales y/o fracturas inducidas. Muchos pozos producen a través de fracturas o fallas, dominados por regímenes de flujo con geometrías distintas a las tradicionales. Este tipo de prueba permite hallar la presencia de fracturas; fallas ya sean conductivas, semipermeables o impermeables.
- Estimar la máxima capacidad de flujo.
- Evaluar la eficiencia de los esquemas de terminación seleccionados

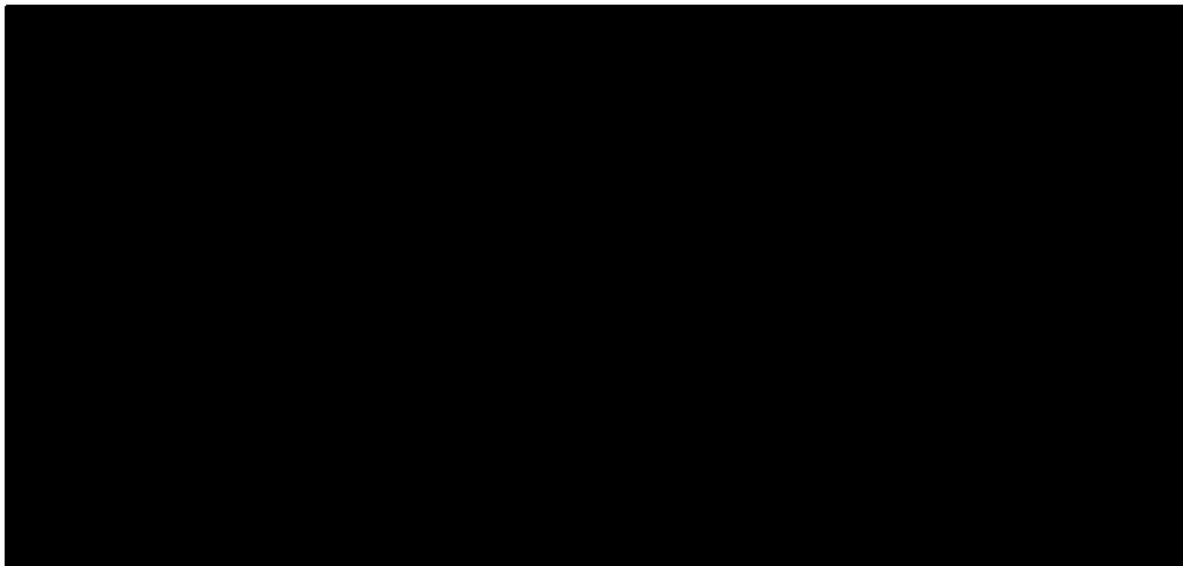
El proceso de la prueba de manera general se puede resumir en la Figura 10.



**Figura 10.** Proceso de la Prueba de Producción.  
(Fuente: CNH con información del Contratista).

El diseño de esta prueba se efectuó con base en los datos obtenidos de los pozos de correlación Cópite-34, Dos Matas-1, Capulines-1 y Marsupial-1.

La prueba de incremento-decremento de producción iniciará culminada la etapa de terminación del pozo. El comportamiento esperado de la presión y producción, a través de los periodos de cierre y apertura se puede encontrar en la Figura 11.



**Figura 11.** Diseño de la prueba de producción para el Área Contractual.  
(Fuente: Contratista).

Los objetivos particulares durante los periodos de flujo son:

- Monitoreo de presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) 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.
- Evaluar la estimulación realizada.

#### IV.4.4. Medición de la producción de Hidrocarburos

La modificación del Programa de Exploración presentada por el Operador Petrolero Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., (en adelante Contratista), tiene como objetivo realizar actividades tanto de gabinete como de campo que permitan identificar, explorar y confirmar el potencial petrolero dentro del área contractual, evaluar y confirmar el potencial petrolero, para lo cual, el Contratista manifestó realizar pruebas de producción convencionales para los pozos prospectos Uxu-1EXP en el escenario base, los pozos Chipe-1EXP, Cheel-1EXP, Jeel-1EXP y Pikit-1EXP escenario opcional y/o incremental. Ver tabla 14.

Subtarea	Pozo	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24
Pruebas de Presión y Producción Durante la Terminación (1)(Base)	Uxu-1EXP														
Pruebas de Presión y Producción Durante la Terminación (1)(Opcional y/o Incremental)	Cheel-1EXP														
Pruebas de Presión y Producción Durante la Terminación (1)(Opcional y/o Incremental)	Jeel-1EXP														
Pruebas de Presión y Producción Durante la Terminación (1)(Opcional y/o Incremental)	Chipe-1EXP														
Pruebas de Presión y Producción Durante la Terminación (1)(Opcional y/o Incremental)	Pikit-1EXP														

Periodo Adicional de Exploración  
15 de enero de 2024

**Tabla 14.** Cronograma de las pruebas de producción para los pozos propuestos  
(Fuente – Contratista)

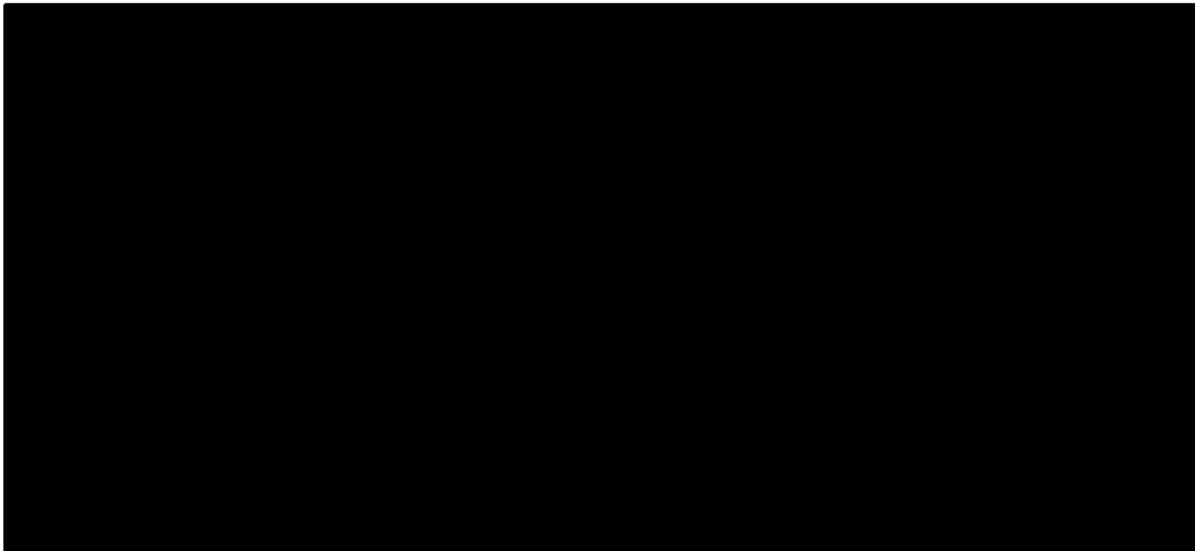
Derivado de lo anterior, el Contratista pone a consideración de esta Comisión los Puntos de Medición provisional para [REDACTED] de conformidad con lo establecido en el Artículo 36 y 42 bis, fracciones I, II y III de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH), para los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción convencionales de los pozos previamente mencionados.

El Contratista manifiesta que llevará a cada pozo un equipo de separación trifásica con equipos de medición independientes para la cuantificación de cada una de las fases producidas. El gas producto de las pruebas será cuantificado mediante un medidor tipo placa orificio instalado y operado bajo la normatividad AGA Reporte 3 el cual se instalará a la salida del separador trifásico (equipo rentado por el contratista), donde se ubicará el Punto de Medición provisional para el gas previo a su disposición final dada la falta de infraestructura para el manejo de [REDACTED] y al corto período de duración de las pruebas; , sin embargo previo al inicio de las pruebas el Contratista verificará las posibilidades disponibles, así como las condiciones de mercado para premiar el uso comercial [REDACTED] a producir.

Mientras que, en caso de que se presente condensado en superficie, este será cuantificado operacionalmente mediante un medidor tipo turbina a instalar ubicado a la salida del separador trifásico (medición operacional API MPMS 5.3) y será recolectado en presas metálicas donde se ubicará el Punto de Medición provisional de Condensado utilizando la referencia normativa API MPMS 3.1ª Medición Estática con cinta métrica, para posteriormente ser transportados por unidades de presión y vacío (UPV) a una estación cercana a la zona la cual puede ser la Batería de Separación Matapionche u otra a definir dependiendo de los acuerdos comerciales a los que el Contratista logre acordar para su fiscalización.

Para el caso de presentarse agua en superficie, esta será cuantificada operacionalmente mediante un medidor tipo turbina instalado a la salida del separador trifásico previo a ser recolectada en presas metálicas y posteriormente ser enviada mediante UPV a disposición final. Ver figura 12.





**Figura 12.- Manejo y Medición** [redacted] **de los Pozos prospectos Uxu-1EXP, Chipe-1EXP, Cheel-1EXP, Jeel-1EXP y Pikit-1EXP del Área Contractual VC-02.**  
(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 [redacted] 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 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**

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

**i. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo**

Pozo	TAG Identificación	Hidrocarburo	Tecnología Medición	Ubicación	
				N	W
Uxu-1EXP					
Cheel-1EXP					
Jeel-1EXP					
Chipe-1EXP					
Pikit-1EXP					

**Tabla 15.** Coordenadas geográficas del Punto de Medición provisional para [REDACTED]

**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 provisionales para Gas, Condensado y Petróleo derivados de la modificación del Plan de Exploración del Área Contractual VC-02, y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis., fracción II de los Lineamientos, 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 Lineamientos.

Derivado de lo anterior, 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 Lineamientos, el cual designa al Gerente 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; aunado a ello, se acredita que el Responsable Oficial cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta de los Puntos de Medición provisionales [REDACTED] derivado de la modificación del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.

**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.**

El Contratista presentó los procedimientos para llevar a cabo la cuantificación del volumen y calidad de los hidrocarburos producto de las pruebas de producción convencionales de los prospectos Uxu-1EXP para el escenario base y Cheel-1EXP, Jeel-1EXP, Chipe-1EXP y Pikit-1EXP para el escenario incremental, asociados al presente plan de exploración. La medición del volumen de hidrocarburos se contempla realizar a boca de cada pozo a través de un equipo de separación trifásica con equipos de medición independientes, dentro de los cuales se encuentran los Puntos de Medición provisional solicitados por el operador.

El [REDACTED] producido será cuantificado en el Punto de Medición provisional mediante medidores tipo placa orificio con su respectivo registrador de presión Barton, ubicados a la salida del separador trifásico a boca de pozo. La corriente de gas será enviada a destrucción controlada debido a la falta de infraestructura y el corto periodo de duración de las pruebas de producción.

En caso de producir condensado, este contará con medición operacional a través de medidores tipo turbina a la salida del separador trifásico instalado a boca de pozo y será recolectado en presas metálicas, mismas que fueron solicitadas como Puntos de Medición provisional, por lo que en estas presas el condensado será medido de manera estática mediante cinta petrolera y pasta marcadora. Posterior a la recolección y cuantificación en los Puntos de Medición provisional, el condensado será transportado mediante Unidades de Presión y Vacío a una estación cercana, pudiendo ser la Batería de Separación Matapionche u otra por definir dependiendo de los acuerdos comerciales a los que llegue el contratista.

El agua será cuantificada de manera operacional mediante un medidor tipo turbina previo a ser recolectada en presas metálicas, posteriormente será transportada mediante Unidades de Presión y



Vacío para su disposición final.

Para la determinación de la calidad de los hidrocarburos, se realizarán tomas de muestra manual en los Puntos de Medición provisionales, esto es, el muestreo de gas se realizará en una toma posterior al separador trifásico, mientras que las muestras [REDACTED] se tomarán en las presas metálicas. Tanto las muestras [REDACTED] como las de [REDACTED] serán tomadas por única ocasión durante la ejecución de las pruebas de producción convencionales para ser analizadas en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación.

### **Programa de Diagnósticos**

Con base en lo solicitado por el Artículo 36 de los LTMMH, el Asignatario no presenta un Programa de diagnósticos asociado a los Puntos de Medición provisional para Petróleo derivado de la modificación del Plan de Exploración del Contrato.

### **Comercialización de la producción de hidrocarburos**

Para la comercialización de los hidrocarburos producidos, se establece que, en el caso de presentarse condensados en superficie, estos serán recolectados en presas metálicas, identificados como Puntos de Medición Provisional. Posteriormente, serán transportados mediante UPV hacia las estaciones a definir en función de los acuerdos operativos y comerciales logrados por el Operador.

En el caso del gas producido, este será cuantificado por medio de un medidor tipo placa de orificio a la salida del separador trifásico y solicitado como punto de medición provisional. En este punto se dará cumplimiento a la cláusula 5.4 del Contrato de Extracción (CEE) previo a la disposición final del gas y sin perjuicio del pago de las contraprestaciones correspondientes de conformidad con lo establecido en el Anexo 3 del CEE, previo a la disposición final del hidrocarburo y considerando las condiciones de mercado para premiar el uso comercial del gas producido

### **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 250.1384/2022 de fecha 24 de octubre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-169 de fecha 25 de octubre del 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición Provisional, presentados como parte de la

modificación del Plan de Exploración con respeto del Contrato CNH-R02-L03-VC-02 /2017"...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 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 CNH.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.

#### **Obligaciones del Contratista:**

1. En caso, que considere proponer un nuevo Punto de Medición provisional con respecto del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 deberá considerar lo establecido en el artículo 42 Bis de los Lineamientos, y en su caso, si el Contratista considera realizar una modificación al Punto de Medición provisional objeto del presente Dictamen, éste deberá considerar lo establecido en el artículo 42 Quater de los Lineamientos, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, la propuesta de un Punto de Medición provisional no puede aprobarse mediante un aviso.
2. El Contratista deberá remitir a esta Comisión el Acuerdo de Medición y Comercialización para los hidrocarburos líquidos, en

caso de obtenerlos, donde se contemple la instalación de entrega de dichos hidrocarburos previo a realizar actividades de comercialización.

3. De conformidad con el Artículo 42 Bis, numeral 3 de los Lineamientos Técnicos en materia de medición de hidrocarburos, el Contratista deberá presentar a esta Comisión, previo al inicio de la comercialización de los hidrocarburos, el mecanismo para la determinación de precio acordado con un tercero en el punto de medición provisional.
4. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la modificación del Plan de Exploración por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
5. El Contratista deberá llevar a cabo un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
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 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 CNH en el Anexo I de los LTMMH, firmados y validados por el Responsable Oficial.
7. El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional.
8. El Contratista deberá remitir a esta Comisión el resultado de las pruebas de producción realizadas a los pozos prospectos Uxu-1EXP en el escenario base, los pozos Chipe-1EXP, Cheel-1EXP, Jeel-1EXP y Pikit-1EXP escenario opcional y/o incremental conforme al Artículo 42 Quintus de los LTMMH.
9. De conformidad con el Artículo 42 Bis, numeral 3 de los



Lineamientos Técnicos en materia de medición de hidrocarburos, se establece la obligación a ese Operador de presentar a esta Comisión, previo al inicio de la comercialización de los hidrocarburos, el mecanismo para la determinación de precio acordado con un tercero en el punto de medición provisional.

### **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 [REDACTED] a producir durante el periodo de ejecución de las pruebas de producción convencionales de los pozos prospectos Uxu-1EXP en el escenario base, los pozos Chipe-1EXP, Cheel-1EXP, Jeel-1EXP y Pikit-1EXP escenario opcional y/o incremental contemplados en la Modificación del Plan de Exploración del Área Contractual VC-02, los cuales se ubicarán a boca de pozo, siendo para [REDACTED] las Presas Metálicas, realizando la medición de manera estática por medio de cinta y pasta marcadora y los sistemas de medición de presión diferencial tipo Placa de Orificio para el Gas, cumpliendo así con lo dispuesto en los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción 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 la vigencia de las Pruebas de Producción convencionales, propuestas dentro de la modificación del Plan de Exploración.

### **IV.5 Programa Mínimo de Trabajo (PMT)**

De acuerdo con el Anexo 5 del Contrato, el monto de UT comprometidas como Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT) equivale a 4,300 UT y su Incremento corresponde 13,800 UT siendo un total de 18,100 UT. 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 6,900 UT (equivalentes al valor de un Pozo), dando un total de 25,000 UT

Por lo anterior, es importante señalar que, a la fecha de elaboración del presente Dictamen Técnico, la DGDE tiene conocimiento que el Contratista tiene acreditadas 10,597.33 UT por las actividades ejecutadas, de acuerdo con lo señalado en el Anexo 5 del Contrato.

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 18,297.3 UT para el Escenario Base, en tanto que para el Escenario Incremental se podría alcanzar hasta 35,311.9 UT, siendo un total de 53,609.2 UT para ambos Escenarios operativos.

En la Tabla 15, se muestra la estimación de UT, en relación con los Escenarios Base e Incremental descritos en la Solicitud.

Actividad	Tipo	Tipo de unidad	Unidad de Trabajo	Base				Incremental						
				Estudios Exploratorios	Uxu-1EXP		Cheel-1EXP		Jeel-1EXP		Chipo-1EXP		Pikr-1EXP	
					UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	Cantidad
Registros geofísicos convencionales	SP - GR	por metro registrado	0.05	-	5,800	290	3,400	170	3,000	150	4,900	245		
	RT	por metro registrado	0.05	-	5,800	290	3,400	170	3,000	150	4,900	245		
	Litodensidad (Densidad - Neutrón Por)	por metro registrado	0.05	-	4,500	225	2,000	100	1,500	75	4,000	200		
	Sónico dipolar	por metro registrado	0.05	-	5,200	260	2,900	145	2,400	120	4,300	215		
Registros geofísicos especiales	Resonancia magnética nuclear	por metro registrado	0.08	-	1,500	120	900	72	900	72	1,500	120		
	Espectroscopia gamma	por metro registrado	0.08	-	1,500		900		900		1,500			
	Registro de imagen	por metro registrado	0.08	-	1,500	120	0	0	0	0	1,500	120		
	VSP/Checkshot	Por estación	0.62	-	146	91	70	43	60	37	123	76		
Adquisición de muestras de núcleo	Núcleos convencionales	Por metro de núcleo	0.30	-	18	5	0	0	0	0	18	5		
	Núcleos de pared	Por 3 núcleos de pared	100	-	0	0	30	10	30	10	0	0		
Análisis de muestras de núcleos	Análisis convencionales a núcleos	Por muestra	2.50	-	18	45	10	25	10	25	18	45		
	Análisis especiales a núcleos	Por muestra	3.50	-	18	63	10	35	10	35	18	63		
Muestras y pruebas	Presiones MDT	Por cada medición de presión	10	-	4	40	2	20	3	30	4	40		
	Muestras MDT	Por cada muestra de fluido	150	-	1	150	2	300	3	450	1	150	1	150
	PVT	Por cada prueba	100	-	2	200	2	200	3	300	2	200	2	200
	Prueba de producción convencional	Por cada prueba	100	-	2	200	2	200	3	300	2	200	2	200
Perforación		Según la profundidad total del pozo (metros)	NA	-	6,572	15,254	3,396	7,743	3,056	7,278	5,805	13,471		
Reparaciones	RMA	por reparación	400										1	800
	RME	por reparación	800											
Adquisición de información del CNH		Por cada mil dólares	0.50	18.6										
Reprocesamiento de información sísmica 3D existente		Por km <sup>2</sup>	1.26	326.2										
Interpretación sísmica		Por área contractual	100	100										
Evaluación de recursos prospectivos		Por área contractual	200	200										
Modelo estático (Escenario Base)		Por estudio	300	300										
Modelo estático (Escenario Opcional y/o Incremental)		Por estudio	300	300										
<b>Total</b>				<b>844.8</b>		<b>17,352.5</b>		<b>9,233.6</b>		<b>9,032.6</b>		<b>15,395.66</b>		<b>1,350.00</b>
<b>Total Escenario Base</b>			<b>18,297.3</b>											
<b>Total Escenario Incremental</b>			<b>35,311.9</b>											
<b>Total Escenario Base + Incremental</b>			<b>53,609.2</b>											

**Tabla 15.** Unidades de Trabajo para el Escenario Base e Incremental.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Las actividades incluidas en el presente Dictamen Técnico y documentadas por el Contratista en la modificación del Plan se podrán acreditar como UT. La acreditación de UT por parte de la Comisión estará

sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles de acreditar de UT, y únicamente en los términos definidos en el Anexo 5 del Contrato.

Aunado a lo anterior y 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 IPMT y el compromiso adicional adquirido.

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

De acuerdo con las estimaciones del Operador, se identifica un volumen a la media sin riesgo de [REDACTED] MMbpce (Tabla 16). Este volumen está asociado a los 4 prospectos factibles a ser perforados en la Solicitud y sugiere una posible incorporación de recursos [REDACTED] MMbpce.

Prospecto	Objetivo geológico	Recurso prospectivo (Media S/R MMbpce)	(Pg%)	Recursos a incorporar (MMbpce)	Tipo de Hidrocarburo Esperado
<b>Escenario Base</b>					
Uxu-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
<b>Escenario Incremental</b>					
Cheel-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Jeel-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Chipe-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

**Tabla 16.** Estimación de recursos prospectivos de los prospectos factibles a ser perforados. (Fuente: Comisión con información del Contratista).

#### IV.7 Análisis económico

La evaluación de la modificación al Plan de Exploración considera un análisis del Programa de Inversiones.

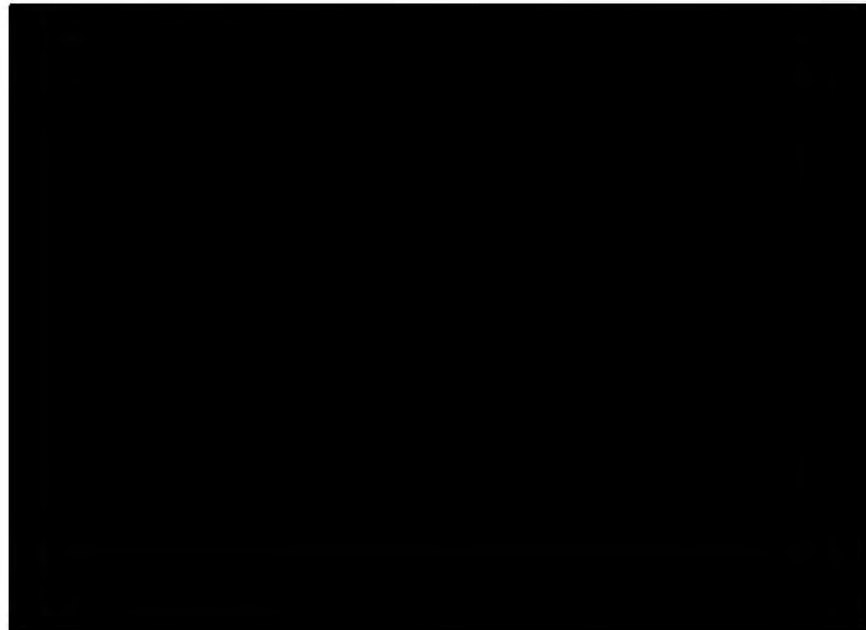
Lo anterior, con base en lo establecido los artículos 39, 40 y 41 de los Lineamientos, así como en el Apartado I. Plan de Exploración, numeral 7.1 Programa de inversiones, del Anexo I de los citados Lineamientos.

#### Descripción de las inversiones programadas

En la modificación al Plan de Exploración, el Operador propone dos



Escenarios, el Escenario Base de [REDACTED] millones de dólares donde se propone la perforación de un pozo exploratorio, el reprocesamiento de información sísmica 3D y estudios exploratorios, y el Escenario Incremental, de [REDACTED] millones de dólares que considera la perforación de tres pozos exploratorios y la realización de estudios exploratorios adicionales.



**Figura 13.** Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad – Escenario Base  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-actividad	2022	2023	2024	Total
Exploración	General	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Geofísica	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Geología	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Ingeniería de Yacimientos	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Otras Ingenierías	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Perforación de Pozos	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	<b>Total general</b>	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

**Tabla 17.** 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.

<sup>1</sup> Se excluyen los montos asociados al Programa de Transferencia de Tecnología y reprocesamiento de información sísmica 3D fuera del Área Contractual, ambos conceptos señalados por el Operador como No Elegibles.



**Figura 14.** Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad – Escenario Base + Incremental  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-actividad	2022	2023	2024	Total
<b>Exploración</b>	General	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	Geofísica				
	Geología				
	Ingeniería de Yacimientos				
	Otras Ingenierías				
	Perforación de Pozos				
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente				
	<b>Total general</b>				

**Tabla 18.** Desglose del Programa de Inversiones – Base + Incremental  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

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 al Plan de Exploración, 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 De cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología.**

Mediante el oficio 240.1874/2022, con fecha del 17 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

En relación con el oficio 240.1875/2022, con fecha del 17 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría emitir opinión sobre el cumplimiento del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología asociado al Contrato.

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 del Plan.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia de la Secretaría 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 Plan de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

### **IV.8.2 Sistema de Administración de Riesgo**

En relación con el Sistema de Administración, mediante oficio 240.1876/2022, con fecha del 17 de noviembre 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 el Contratista ante dicha autoridad como parte del Sistema de Administración de Riesgos correspondiente.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento de la Agencia otorgó al Contratista el Sistema de Administración identificado con el número de CURR: ASEA-JAE17304C/A11817.

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



## **V ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN.**

Conforme a la revisión y análisis de la información de los apartados del Plan modificado, descritos a lo largo del presente documento, se identifica que la secuencia de actividades es congruente con los objetivos del Plan, las características geológicas y la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra el Área Contractual.

En este sentido, se señala que es interés del Contratista, continuar con la exploración dentro del Área Contractual durante los dos años de vigencia del Periodo Adicional de Exploración y cumplir con sus compromisos contractuales, considerando en su Escenario Base la perforación de un pozo, y en el Escenario Incremental la perforación de hasta 3 pozos adicionales, que con congruentes con la estrategia del Plan aprobado.

Por lo anterior, la Comisión emite el presente Dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan, 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 desarrollo de las actividades contenidas en la Modificación.

### **V.1 Indicadores del desempeño del Plan de Exploración**

Conforme al análisis de las actividades que integran la Solicitud, 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, por lo que se mantienen en los términos aprobados mediante la Resolución CNH.E.21.001/2022 de 10 de marzo de 2022.

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 dar cumplimiento al PMT.

### **V.2 Cumplimiento de los criterios de Evaluación**

De la revisión y análisis realizado a la información proporcionada por el Contratista en los apartados que anteceden, se advierte que las actividades programadas permitirán consolidar el conocimiento geológico del subsuelo, a través de la Evaluación del Potencial Petrolero del área, reprocesamiento de información sísmica 3D, estudios geológicos, así como una posible incorporación de recursos a través de la perforación de los prospectos exploratorios.

Asimismo, se identifica que las actividades propuestas por el Contratista resultan adecuadas con la etapa del proceso exploratorio en el que

actualmente se encuentra el Área Contractual.

La Modificación se presentó de conformidad con lo establecido en el Resolutivo CUARTO de la Resolución CNH.E.21.001/2022 del 10 de marzo de 2022.

Aunado a lo anterior, la Solicitud de modificación cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- El Contratista presentó el formato MP y su instructivo;
- Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren Modificación, y
- Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como 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, así como 39 y 40 de los Lineamientos.**

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** En relación con la Solicitud presentada por el Contratista, y de acuerdo con las etapas del proceso exploratorio en las que se encuentra el Área Contractual, la Comisión advierte que la secuencia de actividades propuestas en el Plan es acorde a las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional para la incorporación de reservas. Lo cual se identificó mediante la programación de diversos estudios exploratorios, el reprocesado de información sísmica 3D, y la perforación de prospectos exploratorios.

- **Evaluación del Potencial.** La Comisión advierte que, la secuencia de actividades propuestas en el Plan para la Evaluación del Potencial Petrolero le ha permitido al Contratista obtener una mayor definición del conocimiento geológico-estructural de la Cuenca de Veracruz, en particular en los *plays* donde se tienen documentados prospectos a perforar con el objetivo de probar el funcionamiento del sistema petrolero, así como obtener información que permita actualizar el portafolio de recursos prospectivos.

- **Incorporación de reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados por el Contratista en el Plan de Exploración, representa una posible incorporación de recursos de alrededor [REDACTED] MMbpce, asociados a los cuatro prospectos, en tanto se continúan evaluando los recursos prospectivos en toda la extensión del Área Contractual. Cabe destacar que el Área Contractual se localiza dentro de la Cuenca de Veracruz principal provincia productora de gas y condensado en donde existen múltiples

Campos y Descubrimientos, en donde cobra relevancia la participación de Contratistas Petroleros con interés en proyectos de exploración de gas y condensado que cuenten con la capacidad financiera para su desarrollo. Lo anterior resulta acorde a lo establecido en los artículos 39, fracción II y 40 fracción II de los Lineamientos.

- **Caracterización y Delimitación del área.** Al respecto, y tomando en consideración los antecedentes exploratorios, la delimitación asociada a un Descubrimiento, no es técnicamente aplicable para la etapa exploratoria del PAE, debido a que la propuesta de actividades para la Solicitud está orientada en la etapa de Evaluación del Potencial Petrolero y la posible incorporación de recursos en el Área Contractual que no forma parte de las áreas en evaluación.

En este sentido y ante un eventual Descubrimiento, el Operador 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, de conformidad con la Cláusula 5 del Contrato, en relación con el artículo 45 de los Lineamientos.

En este sentido, la caracterización y delimitación de un Descubrimiento no se contempla en la modificación del Plan, por lo que se advierte que no hay materia de análisis en términos del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo anterior, en relación con el artículo 40 de los Lineamientos, la Comisión advierte que el Plan presentado por el Operador 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.** Se identificó que, de llevarse a cabo las actividades propuestas por el Contratista, éstas contribuirán en el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país mediante la integración de los resultados de los estudios exploratorios y de la perforación de los prospectos exploratorios. En este sentido, se destaca que, con la estrategia exploratoria planteada, se dispondrá de un mayor conocimiento del subsuelo que permitirá identificar los elementos de riesgo, evaluar el potencial petrolero y, en su caso, comprobar la existencia de hidrocarburos dentro del Área Contractual.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** De acuerdo con lo presentado en la modificación al Plan de Exploración, con la perforación programada de los prospectos exploratorios y ante el eventual éxito de éstos, el Contratista estaría en posibilidades de avanzar a la etapa de caracterización y delimitación, lo que le permitiría, al finalizar la misma, recategorizar los recursos encontrados, como



reservas, representando un beneficio para el Estado.

- **La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos.** Derivado de la revisión a las actividades programadas en la propuesta de modificación al Plan, se identifica que éstas implican el uso de tecnologías, metodologías y/o técnicas adecuadas, en función de los objetivos manifestados, para los estudios a realizar, además de que en los pozos a perforar se considera la adquisición de información la cual permitirá robustecer el conocimiento del subsuelo. Por lo cual se señala que, la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.** De acuerdo con la información presentada en la modificación al Plan, con los resultados que el Contratista pretende obtener de las actividades programadas, considerando la secuencia y tiempos de ejecución, la Comisión concluye, se estaría promoviendo el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

## 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-L03-VC-02/2017, toda vez que resulta técnicamente y económicamente viable, cumpliendo con lo establecido en el Contrato y la normativa aplicable.

Aunado a lo anterior, 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, las Cláusulas 4.2, 4.4, 4.5 y el Anexo 5 del Contrato y 39 fracciones I, II, 40, fracciones I y II 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 4.2, 4.4, 4.5 y el Anexo 5 del Contrato.

Se recomienda al Contratista reconsiderar la configuración de las áreas a conservar dado que las áreas prospectivas de los pozos a perforar exceden las mismas.

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 la Ley de Hidrocarburos, así como en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las Cláusulas 4.2, 4.4, 4.5 y Anexo 5 del Contrato.

**Elaboró**



**Ing. Yessica Aguilar Díaz**  
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,