



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# Dictamen Técnico del Programa de Transición Pozo Ébano-3000Exp.

**CNH-M4-ÉBANO/2018 Campo Ébano**

**DS Servicios Petroleros S.A. de C.V.**

Diciembre, 2022



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx

**Contenido**

**I. Identificación del Operador y del Área de Asignación ..... 4**

**II. Elementos generales del Programa ..... 8**

**III. Relación cronológica del proceso de revisión..... 8**

**IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico .....10**

**V. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de Transición  
12**

**a) Características Generales y propiedades de los yacimientos dentro del Área Contractual ..... 13**

**b) Antecedentes de Exploración y Evaluación.....14**

**c) Actividades y metas físicas.....22**

d) De la revisión de la información presentada por el Operador, se observa que el Programa de Inversiones presentado es consistente con calendarización de las actividades físicas propuestas, y que fue presentado de conformidad con los Lineamientos; asimismo los costos propuestos se encuentran dentro de un rango de mercado razonable.....27

**e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos  
27**

**Manejo y Medición de los Hidrocarburos .....28**

**f) Programa de aprovechamiento del gas natural .....37**

**VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Programa de Transición .....38**

**VII. Sistema de Administración de Riesgo ..... 40**

**VIII. Sentido del Dictamen Técnico .....41**

**a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país: .....41**

**b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos: .....41**

**c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:.....41**

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiI0zm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPjNzHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpCut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHoZoulu6r5GfubimogKpwNN2Nc7lrbPYHZ1BvUahog==

d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:.....	41
IX. Recomendaciones .....	42
X. Recomendaciones .....	43

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNi1Qzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbE1G97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfJq8Y9wIY55LJer0iXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

## I. Identificación del Operador y del Área de Asignación

El Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida CNH-M4-EBANO/2018 (en adelante, Contrato) se celebró el 3 de agosto de 2018, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) y por la otra parte, Pemex Exploración y Producción, DS Servicios Petroleros, S.A de C.V. y D&S Petroleum, S.A. de C.V.; cuya vigencia es de 30 (treinta) años a partir de la Fecha Efectiva.

**Pemex Exploración y Producción** es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, con personalidad jurídica propia de conformidad con los artículos 60 de la Ley de Petróleos Mexicanos; 2 y 3 del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, y 1 y 2, fracción VII del Acuerdo de Creación de la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción, cuyo objeto exclusivo es la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

**DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V.** (En adelante, Operador) es una sociedad mercantil constituida de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, con personalidad jurídica propia, cuyo único objeto social es la exploración y extracción de hidrocarburos.

Cabe señalar que de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato, la empresa DS Servicios Petroleros, S.A. de C. V fue designada como Operador de este.

**D&S Petroleum, S.A. de C.V.** es una sociedad mercantil constituida de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, con personalidad jurídica propia, cuyo único objeto social es la exploración y extracción de hidrocarburos.

La vigencia del Contrato es de treinta (30) Años Contractuales 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 del Contrato, incluyendo sin limitar, las relativas al abandono, la indemnización y a la seguridad industrial y protección al medio ambiente.

4

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQHoZouluvr5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYH21BvUahog==

En la Tabla 1, se muestran los datos generales del Área Contractual

Contrato	CNH-M4-EBANO/2018, Campo Ébano
Estado y municipio	Veracruz, San Luis Potosí y Tamaulipas
Superficie	1569.123 Km <sup>2</sup>
Fecha de Firma efectiva del Contrato	3 de agosto de 2018
Vigencia	30 años Contractuales a partir de la Fecha Efectiva
Tipo de Contrato	Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida
Profundidad para extracción	Las actividades de Exploración y de Extracción podrán realizarse en todas las formaciones, a excepción de aquellas en los plays de recursos no convencionales.
Yacimientos y/o Campos	KAN-KSF/Altamira, Cacalilao, Corcovado, Ébano, Limón
Colindancias	A-0392-M Campo Pánuco (Este) y A-0389-M Campo Altamira (Norte).

Tabla 1. Datos generales del Contrato.  
(Fuente: Comisión con información del Operador).

El Área Contractual se localiza geográficamente al Noreste de México, específicamente en la intersección de los estados de Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí, principalmente en el municipio de Ébano en San Luis Potosí, se ubica dentro de lo que se conoce como la Cuenca Tampico Misantla. Está limitada al Norte por el Área Contractual Altamira y al Este por el Área Contractual Pánuco. Los campos dentro del Área Contractual son Ébano, Corcovado, Limón, Altamira y Cacalilao; como se puede observar en la Figura 1.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiI0zm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbE1G97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjnzHhg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJer0iXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcJOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjFFUjN0JyivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

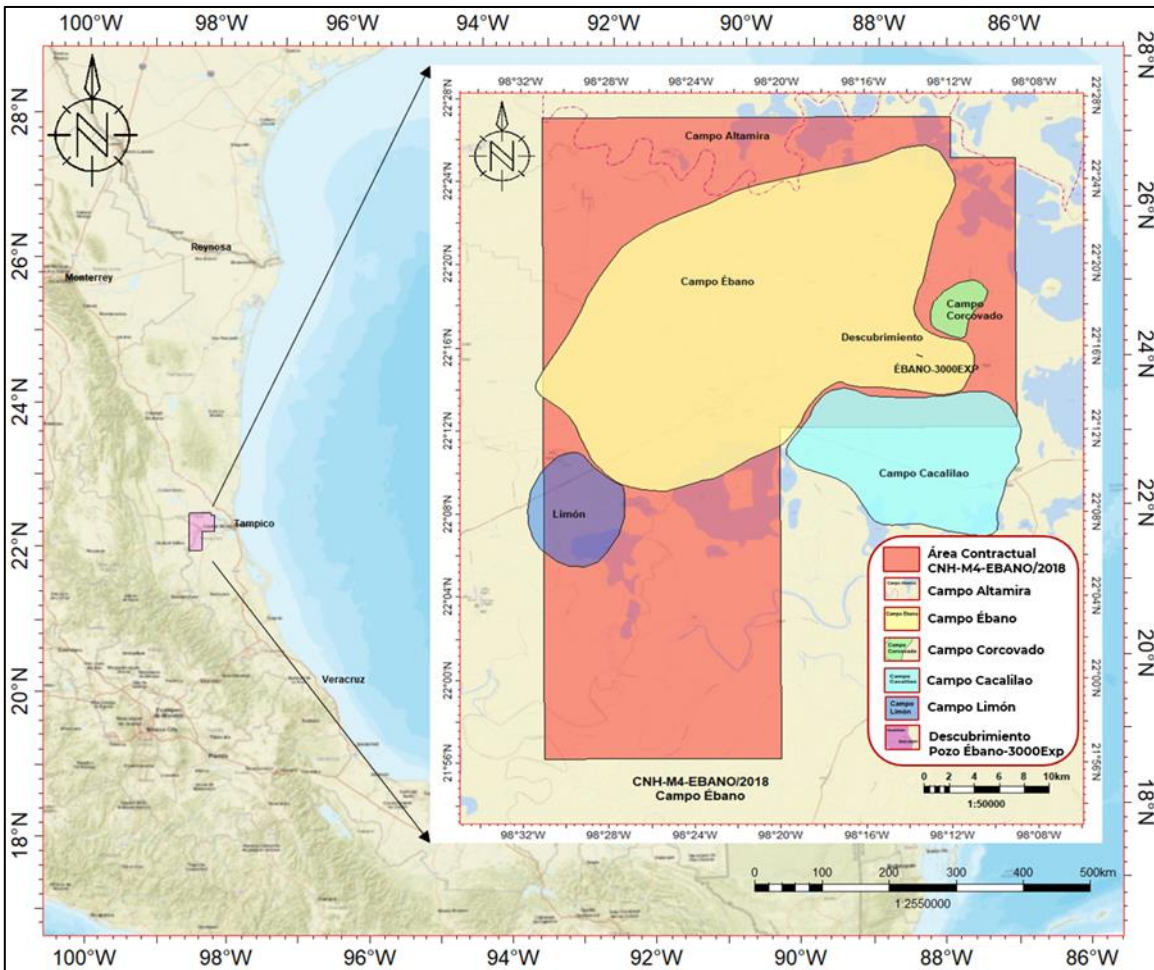


Figura 1. . Ubicación del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión)

Los vértices que delimitan el Área Contractual están definidos por las coordenadas contenidas en el Anexo 1 del Contrato, mismas que se muestran en la Tabla 2.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9RwOnrAcpZ+OKVcaOgrhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhpJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfJq8Y9wiY5LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98° 12' 00"	22° 25' 00"
2	98° 09' 00"	22° 25' 00"
3	98° 09' 00"	22° 12' 00"
4	98° 20' 00"	22° 12' 00"
5	98° 20' 00"	21° 56' 00"
6	98° 31' 00"	21° 56' 00"
7	98° 31' 00"	22° 27' 00"
8	98° 12' 00"	22° 27' 00"

Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.  
(Fuente: Contrato).

Asimismo, en la tabla 3, se presentan las coordenadas correspondientes al polígono relacionado con el informe de Evaluación Inicial.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98° 18' 00"	22° 23' 00"
2	98° 13' 30"	22° 23' 00"
3	98° 13' 30"	22° 22' 30"
4	98° 11' 30"	22° 22' 30"
5	98° 11' 30"	22° 20' 30"
6	98° 11' 00"	22° 20' 30"
7	98° 11' 00"	22° 19' 00"
8	98° 11' 30"	22° 19' 00"
9	98° 11' 30"	22° 12' 00"
10	98° 20' 00"	22° 12' 00"
11	98° 20' 00"	22° 19' 00"
12	98° 19' 30"	22° 19' 00"
13	98° 19' 30"	22° 21' 00"
14	98° 19' 00"	22° 21' 00"
15	98° 19' 00"	22° 22' 00"
16	98° 18' 30"	22° 22' 00"
17	98° 18' 30"	22° 22' 30"
18	98° 18' 00"	22° 22' 30"
19	98° 18' 00"	22° 23' 00"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.  
(Fuente: Contrato).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wIY55LJerolXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

## II. Elementos generales del Programa

### Alcance

El objetivo del Programa de Transición (en adelante, Programa propuesto) presentado por el Operador, El Programa de Transición que se presenta se relaciona con el Programa de Evaluación del descubrimiento exploratorio del pozo EBANO-3000EXP en el yacimiento Tamaulipas Superior. El Programa de Transición contempla actividades orientadas a la operación, mantenimiento de la producción del pozo EBANO-3000EXP, lo cual permitirá la Producción Temprana dentro del Área Contractual, en particular a nivel de la Formación Tamaulipas Superior, de edad Cretácico Superior descubierto por el pozo.

El Programa propuesto contempla recuperar un volumen de 43.387 Mbbls de aceite y 2.9 MMpc de gas, asociado al nivel estratigráfico descubierto por el pozo Ébano-3000EXP por lo cual considera la ejecución de actividades por un periodo de hasta 24 meses a partir de la aprobación del Programa de Transición, acorde a la vigencia del Programa de Evaluación aprobado mediante resolución CNH.E.87.007/2022 del 29 de noviembre de 2022 y conforme a lo señalado en el tercer párrafo del artículo 71 de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos) el cuál señala lo siguiente:

*“Artículo 71. De la vigencia del Programa de Transición (...)*

*Para el caso del Programa de Transición previsto en el artículo 65 Bis de los Lineamientos, éste **podrá tener una duración hasta por la duración del plazo de evaluación asociado al Programa de Evaluación que, en su caso, se lleve a cabo de manera paralela.** Una vez concluido el Programa de Evaluación, el Programa de Transición podrá ser prorrogado anualmente hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre que se solicite su modificación.”*

**[Énfasis añadido]**

Por otro lado, se considera un gasto de operación de \$660.121 MUSD, lo que equivale a un costo total del Programa propuesto de 660.121 MUSD. Como se puede observar, todo corresponde a gastos de operación y no considera montos asociados a inversiones.

Cabe mencionar que, mediante oficio 240.1524/2022 de 21 de septiembre de 2022, la Comisión resolvió en sentido favorable el Informe de Evaluación Inicial correspondiente al Descubrimiento del Pozo Ébano-3000EXP. Así mismo, el 29 de noviembre de 2022, mediante resolución CNH.E.87.007/2022 del 29 de noviembre de 2022 la Comisión aprobó el Programa de Evaluación referido.

## III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico y Resolución del Programa propuesto, involucró la participación de cinco

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

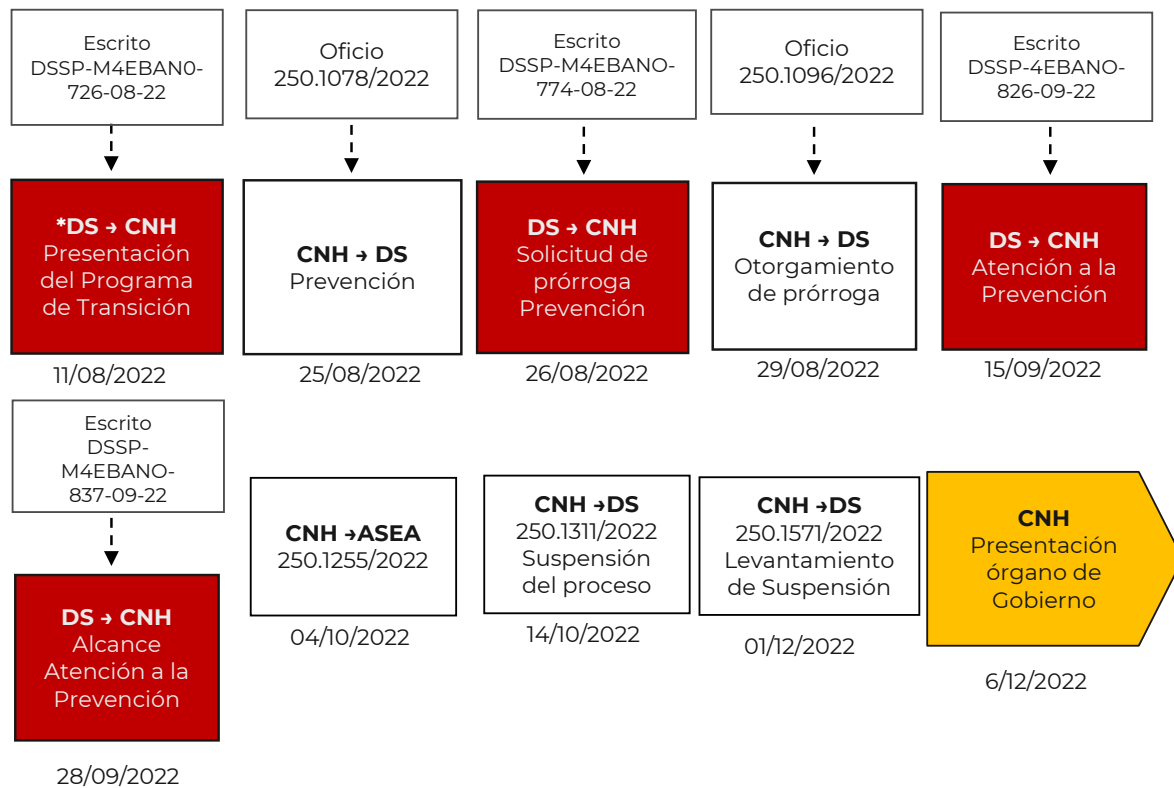
Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwvsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



Direcciones Generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDEExt), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDEExp), la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica y la Dirección General de Seguimiento de Contratos. Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución del Programa propuesto presentado por el Operador para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/1/15/2022 Programa de Transición derivado del informe de evaluación del contrato CNH-M4-ÉBANO-2018 Campo Ébano, de la DGDEExt de esta Comisión.



**Figura 2.** Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución (Fuente: Comisión).  
\*DS: DS SERVICIOS PETROLEROS, S.A. DE C.V. (Operador)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwswajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpCut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluuv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

#### **IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico**

Derivado de la información proporcionada se advierte que el Programa propuesto por el Operador cumple con los siguientes criterios:

- a) Que esté diseñado procurando obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo del Campo de forma viable y que guarde congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, y procurando administrar la energía de los yacimientos en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga conforme a las Mejores Prácticas de la Industria;
- c) Que presenten la propuesta de Punto de Medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;
- d) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, y
- e) La congruencia de los Programas de Transición con las obligaciones contenidas en el Contrato.

Para efectos de lo anterior, la Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 65 BIS, 66, fracción III, 69, fracción III incisos a), c), d), y e) 70, 71 y el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos.

Cabe señalar que, el presente Dictamen Técnico se emite en atención a que el Operador manifestó expresamente presentar el Programa de Transición de conformidad con lo establecido en el artículo 52 BIS, segundo párrafo en relación con el artículo 65 BIS de los Lineamientos.

Adicionalmente, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa propuesto presentado por el Operador de conformidad con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), así como los artículos 19, 65 BIS, 66, fracción III, 69, fracción III incisos a), c), d) y e), 70, 71. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Programa propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable durante la vigencia propuesta de hasta por la duración de la vigencia del Programa de Evaluación aprobado por la Comisión mediante Resolución CNH.E.87.007/2022 del 29 de noviembre de 2022.

10

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbE1G97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJpPcut9ZZcZFCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeURU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

Una vez concluido el Programa de Evaluación, el Programa de Transición podrá ser prorrogado anualmente hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre que se solicite su modificación.

En consecuencia, la solicitud cumple con los requisitos establecidos en los artículos 65 BIS y 71 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Operador presentó el Programa propuesto conforme al formato APT y su instructivo,
- b) Adjuntó el documento con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos,
- c) Adjuntó el Informe de Evaluación Inicial incluyendo la manifestación expresa de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, así como la manifestación expresa respecto del compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos conforme a la Normativa y el Contrato en términos de los artículos 52 BIS de los Lineamientos.
- d) Acreditó el pago de aprovechamiento, adjuntando el comprobante de pago respectivo mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco.

Ahora bien, cabe señalar que el artículo 52 BIS de los Lineamientos establece lo siguiente:

**“Artículo 52 BIS. Del informe de evaluación inicial.**

(...)

*Quando los Operadores Petroleros pretendan llevar cabo actividades de Producción Temprana o actividades preparatorias a la Extracción, deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 Bis de los Lineamientos e incluir en el Informe de Evaluación Inicial lo siguiente:*

*I. En su caso, **manifestación expresa** de la intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana o actividades preparatorias a la Extracción, y*

*II. **Manifestación expresa** respecto del compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos conforme a la Normativa y las Asignaciones y Contratos, según corresponda.*

*(...)”*

**[Énfasis añadido]**

Asimismo, el artículo 66, fracción III de los Lineamientos establece lo siguiente:

**Artículo 66. Del plazo para la presentación del Programa de Transición.** *Las solicitudes de aprobación del Programa de Transición*

11

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluuv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

referidas en los artículos 63, 64, 65 y 65 Bis de los Lineamientos deberán presentarse conforme lo siguiente:

(...)

**III. Para los casos previstos en el artículo 65 Bis de los Lineamientos, al momento de la presentación del Informe de Evaluación Inicial.**

**[Énfasis añadido]**

En tal contexto, esta Comisión tiene conocimiento de lo siguiente:

- a) Que mediante el escrito DSSP-M4EBANO-574-07-22 recibido el 20 de julio de 2022, el Operador presentó el Informe de Evaluación Inicial asociado al Descubrimiento del Pozo ÉBANO-3000EXP y la manifestación de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, así como el compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de hidrocarburos conforme a la Normativa Aplicable asociado al Contrato de conformidad con lo establecido en el artículo 52 BIS, segundo párrafo, fracciones I, II y 65 BIS de los Lineamientos.

En consecuencia, mediante el oficio 240.1524/2022 de fecha 21 de septiembre de 2022, la Comisión resolvió de manera favorable el Informe de Evaluación Inicial asociado al Descubrimiento.

- b) Que el 11 de agosto de 2022, el Contratista presentó para su aprobación el Programa de Transición derivado del Informe de Evaluación inicial relacionado con el Área Contractual, ello en términos de lo dispuesto en el artículo 65 BIS de los Lineamientos.
- a) Al respecto, se advierte que la Solicitud fue presentada el 11 de agosto de 2022, es decir, sin considerar lo establecido en el artículo 66, fracción III de los Lineamientos, mismo que refiere que el Programa de Transición debe ser ingresado al momento de la presentación del Informe de Evaluación Inicial; no obstante, esta Comisión considera procedente conocer de la Solicitud, ello en aras de promover el desarrollo de las actividades de Extracción en beneficio del País de conformidad con las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

## **V. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de Transición**

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wIY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozoulu6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYH21BvUahog==

## a) Características Generales y propiedades de los yacimientos dentro del Área Contractual

Las principales características geológicas, petrofísicas, de propiedades de los fluidos y de los yacimientos dentro del Área Contractual se muestran en la Tabla 3.

Contrato	CNH-M4-EBANO/2018
Campo	Ébano
Yacimiento	Cretácico Superior
Área km <sup>2</sup>	1569.12
Año de Descubrimiento	2021
Profundidad promedio (mv)	650
Tipo de Yacimiento	Aceite pesado
<b>Pozos</b>	
Pozos	1
Operando	-
Cerrados con posibilidades	1
Cerrados sin posibilidades	-
Taponados	-
<b>Marco Geológico</b>	
Era	Mesozoico
Periodo	Cretácico
Época	Albiano-Cenomaniano
Cuenca	Tampico Misantla
Litología	Calizas
<b>Propiedades petrofísicas</b>	
% Saturación inicial promedio de agua	58.40
Porosidad promedio % (efectiva)	7.70
Permeabilidad promedio (mD)	28.2
Espesor neto promedio (m)	109.08
<b>Propiedades de los fluidos</b>	
Densidad °API	15.12
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	896.04
Factor de volumen inicial de aceite (Boi) (m <sup>3</sup> @cy/m <sup>3</sup> @cs)	1.036
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.9957
Densidad relativa del gas	0.7013
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	360
Presión de Saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	17.08
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	15,103.36
Presión de Saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	17.08

13

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpCut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN03yivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYH21BvUahog==

Contrato	CNH-M4-EBANO/2018
<b>Propiedades del Yacimiento</b>	
Temperatura °C	48.1
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	65.39
Presión actual (Kg/cm <sup>2</sup> )	65.39
Mecanismo de empuje principal	Expansión del sistema roca-fluidos

**Tabla 3. Características generales de los yacimientos dentro del Área Contractual.**  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador).

## b) Antecedentes de Exploración y Evaluación

El Área Contractual Ébano está integrada por los campos Ébano, parcialmente Corcovado, Ébano Chapacao, Limón, Altamira y Cacalilao, geográficamente se ubica en el Noreste de México, en la Cuenca Tampico Misantla, específicamente en la intersección de los estados de Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí, aproximadamente a 20 km al Oeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas en la Planicie Costera del Golfo de México, en la porción Norte del Estado de Veracruz.

Dentro de las actividades programadas y ejecutadas en el Plan de Exploración se encontraba el Descubrimiento de reservas de hidrocarburos en el Play Tamaulipas Superior KTS – Tamaulipas Inferior KTI. Para lo cual se identificaron sectores con mayor probabilidad de carga de hidrocarburos desde el generador (JS Pimienta) y un área donde el fracturamiento natural y el entrapamiento de hidrocarburos tienen condiciones favorables.

Para lo cual se planteó entre otras actividades la perforación del prospecto exploratorio ÉBANO-3000EXP, con el objetivo de probar la existencia de recursos prospectivos asociados a un escenario de incorporación de reservas en las Formaciones Tamaulipas Inferior (KTI) y Tamaulipas Superior (KTS), considerando además un programa de toma de información y pruebas de producción en el pozo en comento.

Derivado de los resultados obtenidos a nivel del yacimiento Tamaulipas Superior KTS, mediante las actividades realizadas con la perforación y terminación del pozo ÉBANO-3000EXP el Operador confirmó la presencia de hidrocarburos a nivel del Cretácico Tamaulipas Superior. El Operador considera llevar a cabo actividades orientadas a operación y mantenimiento desde el inicio del Programa, mientras que la medición de la producción regular del pozo EBANO-3000EXP se considera desde la finalización de la medición bifásica continua de cinco meses con fines de caracterización de yacimientos consideradas en el Programa de Evaluación para ahondar en el entendimiento del mecanismo de empuje del yacimiento y esquema de declinación. Cabe hacer mención que el 29 de noviembre de 2022, se aprobó el Programa de Evaluación por un periodo de 24 meses mediante Resolución CNH.E.087.007/2022.

Como parte de las actividades de operación y mantenimiento a continuación se muestran las actividades consideradas a realizar:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGpLNQOtkBBNmNiIqZm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6Py/Wr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluuv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



1. Operación del pozo EBANO-3000EXP (incluye cuadrilla de optimización y renta de equipo de generación para el SAP).
2. Medición bifásica continua con equipo por cinco meses consecutivos.
3. Medición bifásica periódica (al menos una vez al mes) con equipo, después de alinearse a la estación.
4. Caracterización de fluidos: API, viscosidades, corte de agua, salinidad de agua de formación, cromatografía de gas, etc.
5. Telemetría para monitoreo en tiempo real de variables en cabeza de pozo: caudales, presiones en TP y TR, parámetros de operación de la bomba de cavidades progresivas, entre otras.
6. Monitoreo periódico de niveles dinámicos y/o estáticos.
7. Bomba de cavidades progresivas de reemplazo (en caso de falla del SAP).

### **Identificación de los intervalos considerados yacimientos**

El Área Contractual Ébano cuenta con una larga historia de producción de los campos que lo componen, inicia la perforación del primer pozo La Pez en 1903, el cual es probado exitosamente en 1904. A partir de esta fecha se inicia el desarrollo del Yacimiento Cretácico en las Formaciones Agua Nueva - San Felipe (KAN-KSF), los cuales presentan un volumen importante de reservas remanentes a recuperar, definido con geológicos y geofísicos (Adquisición de 145 Km<sup>2</sup> de datos sísmicos 3D, Procesamiento PSTM, acondicionamiento sísmico pre apilado, interpretación estructural, inversión sísmica y análisis de anisotropía azimutal, Caracterización inicial (modelo estático) de KTS-KTI, entre otros).

Las unidades de interés comercial son de Edad Cretácica constituida principalmente por Carbonatos pelágicos ricos en facies de Mudstone y Wackestone con ocasionales bancos de Packstone. La unidad Cretácica está separada en las Formaciones Tamaulipas Inferior KTI y Tamaulipas Superior KTS, que infrayace al Play definido por las Formaciones Agua Nueva KAN y San Felipe KSF. Estas unidades como parte de las orogénesis Laramide mediante la inversión tectónica de antiguos grabens y pilares tectónicos jurásicos fueron falladas y fracturadas en conjunto con el Jurásico Superior por debajo de ellas donde se encuentra la Formación Pimienta que constituye la roca generadora por excelencia de la Cuenca.

Las unidades Cretácicas de interés están sepultadas por margas de la Formación Méndez que constituye el sello superior regional de la cuenca y sobre esta unidad se depositaron sedimentos clásticos del Terciario Temprano.

Derivado de trabajos de adquisición y procesamiento de datos sísmicos 3D, que permitieron la definición de sistemas fracturados en las rocas del Cretácico; así como

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwswajp5G6sMfdRLej/zhPjnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluvr5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

obtener un nivel de resolución lateral y vertical adecuadas para la caracterización de los cuerpos que contienen calidad de roca capaz de contener hidrocarburos y mayor capacidad de flujo, aunados a la identificación de zonas de buena calidad de roca, obtenidas a través de métodos de inversión sísmica se realizó la distribución de los espesores de Geocuerpos, de igual forma se identificaron las zonas con mayor presión de poro.

Posteriormente se integraron los resultados de los estudios geológicos y geofísicos que permitieron el posicionamiento del pozo Exploratorio ÉBANO-3000EXP en un flanco estructural con cierre en cuatro direcciones donde la tectónica de inversión favoreció la ruptura de la cobertera Cretácica en alineamientos de fallas norte-sur que cortan esta estructura regional y definen corredores de fallas sub-verticales, garantizando la conectividad al sistema de fracturas, mayor calidad de roca y zonas con mayor presión de poro – esfuerzo efectivo, verificando la existencia del fracturamiento y conectividad desde el Jurásico Superior Formación Pimienta con las rocas almacén del Cretácico de las Formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior.

La Figura 3, se muestra la configuración estructural de la Formación K. Tamaulipas Superior, así mismo se aprecia el área del Estudio Sísmico Ébano 3D identificando en color rojo el polígono de la mayor cobertura de la adquisición sísmica 3D (100 km<sup>2</sup>) y en color azul el área de apertura de migración (145 km<sup>2</sup>) dentro de la cual se encuentra ubicado el pozo ÉBANO-3000EXP.

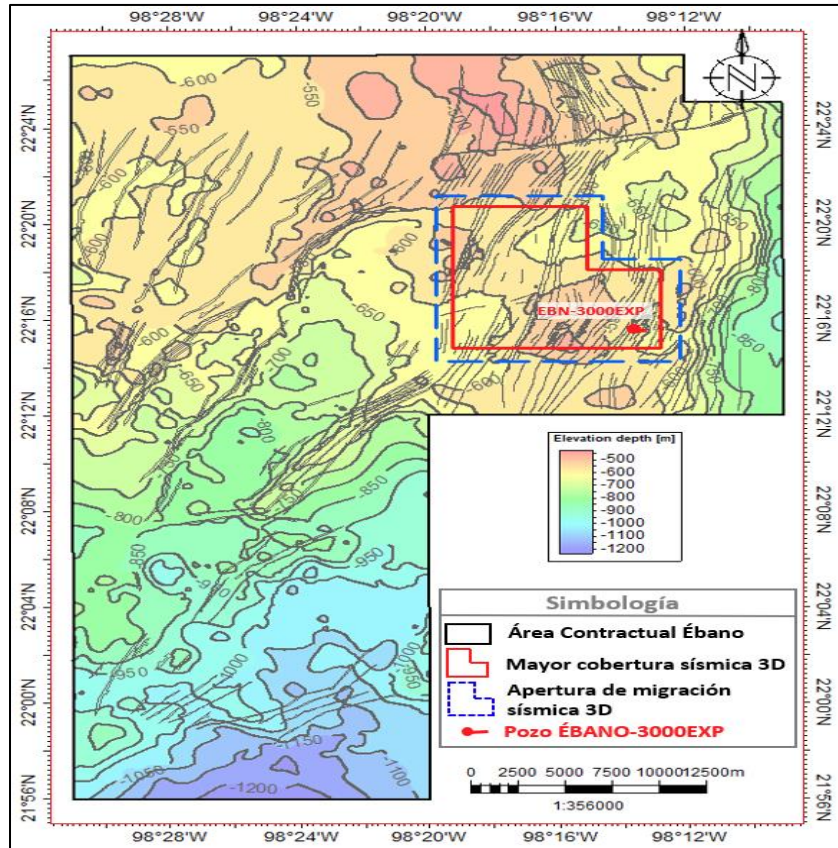
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcVQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNi1Qzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbE1G97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfJq8Y9wIY55LJerolXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



**Figura 3.** Configuración estructural de la Formación K. Tamaulipas Superior y área del Estudio Sísmico Ébano 3D, así como la ubicación del pozo Ébano-3000Exp. (Fuente: Contratista)

## Fluidos

Las distintas pruebas realizadas en el pozo exploratorio ÉBANO -3000EXP, permitieron desarrollar distintos análisis a nivel campo y laboratorio para caracterizar los fluidos producidos durante la etapa de evaluación, entre estos la determinación de propiedades fisicoquímicas de muestras de superficie y estudios el PVT por recombinación realizado a las muestras recuperadas en el separador. La Tabla 4, muestra las principales propiedades de los fluidos del yacimiento, determinadas a partir de las muestras analizadas en el estudio PVT:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzWf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjnzHhg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYH21BvUahog==

Expansión a Composición Constante a 48.1 °C	
Presión de Saturación "P <sub>sat</sub> " (Punto de Burbuja)	243 psia
Compresibilidad promedio de la fase simple desde 5000 psia hasta 243 psia	9.4 x 10 <sup>-6</sup> psia <sup>-1</sup>

Vaporización Diferencial a 48.1 °C	
Relación Gas en Solución-Petróleo a P. saturación	56 pcn/bbl de crudo residual a 15.6 °C
Volumen Relativo a Presión de Saturación	1.045 vol/vol de crudo residual a 60 °F
Densidad a Presión de Saturación	0.9651 g/cm <sup>3</sup>

Datos de Prueba de Separador				
Presión (psia)	Temperatura (°C)	Factor Volumétrico de Formación (bbl/bn)	Relación Gas en Solución / Petróleo Total (pcn/bn)	Densidad del Petróleo de Tanque a 15.6 °C (g/cm <sup>3</sup> )
243	48	1.043	52	
85	33		27	
0	33		25	0.9872

Viscosidad del Fluido de Yacimiento a 48.1 °C	
Viscosidad del Fluido a Presión de Yacimiento	896.04 centipoise a 930 psia
Viscosidad del Fluido a Presión de Saturación	724.15 centipoise a 243 psia
Viscosidad del Fluido a Presión de Superficie	1220.86 centipoise a 15 psia

Resumen del análisis composicional de los productos del separador										
Componente		Muestras								
		202106418-01		202106418-02		202106418-03		202106418-06		
		% Molar	% Peso	% Molar	% Peso	% Molar	% Peso	% Molar	% Peso	
H <sub>2</sub>	Hidrógeno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H <sub>2</sub> S	Sulfuro de Hidrógeno	0.00	0.00	0.45	0.44	0.00	0.00	0.47	0.46	
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono	62.23	78.92	61.79	78.40	63.37	79.62	62.14	78.60	
N <sub>2</sub>	Nitrógeno	3.19	2.58	3.25	2.63	3.16	2.53	3.31	2.66	
C <sub>1</sub>	Metano	32.09	14.83	31.97	14.78	30.93	14.16	31.55	14.55	
C <sub>2</sub>	Etano	0.72	0.62	0.73	0.63	0.74	0.64	0.72	0.63	
C <sub>3</sub>	Propano	0.75	0.95	0.76	0.96	0.77	0.97	0.76	0.96	
iC <sub>4</sub>	i-Butano	0.13	0.23	0.14	0.23	0.14	0.23	0.14	0.23	
nC <sub>4</sub>	n-Butano	0.38	0.64	0.39	0.65	0.39	0.65	0.39	0.65	
C <sub>5</sub>	Neo-Pentano	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
iC <sub>5</sub>	i-Pentano	0.15	0.31	0.15	0.31	0.15	0.30	0.15	0.31	
nC <sub>5</sub>	n-Pentano	0.13	0.27	0.13	0.27	0.13	0.27	0.13	0.28	
C <sub>6</sub>	Hexanos	0.06	0.15	0.06	0.16	0.06	0.15	0.06	0.16	
	Metil-Ciclopentano	0.02	0.06	0.02	0.06	0.02	0.05	0.02	0.06	
	Benceno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

18

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpvcQdRxxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqawjp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpCut9ZzcZFCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

C <sub>7</sub>	Ciclohexano	0.02	0.05	0.02	0.06	0.02	0.05	0.02	0.06
	Heptanos	0.05	0.13	0.05	0.14	0.04	0.13	0.05	0.14
C <sub>8</sub>	Metil-Ciclohexano	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02
	Tolueno	0.01	0.03	0.01	0.03	0.00	0.00	0.01	0.03
	Octanos	0.03	0.11	0.04	0.11	0.04	0.14	0.04	0.11
C <sub>9</sub>	Etilbenceno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	M/P-Xileno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	O-Xileno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Nonanos	0.02	0.07	0.02	0.08	0.02	0.06	0.02	0.06
C <sub>10+</sub>	Decanos más	0.01	0.03	0.01	0.04	0.01	0.03	0.01	0.03
<b>Totales</b>		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

**Tabla 4.** Principales propiedades de los fluidos del yacimiento, a partir de las muestras analizadas en el estudio PVT

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

En términos generales, los resultados de los estudios PVT realizados han permitido clasificar la Formación KTS del Área Contractual, como un yacimiento bajo saturado.

### Resultados de pruebas de presión-producción efectuadas en el pozo

Con base en el comportamiento observado en el pozo durante la prueba de presión-producción realizada durante la terminación del mismo, se alcanzaron gastos de hasta 154 bpd con 0% de agua; adicionalmente con lo mostrado por los registros eléctricos tomados en el agujero productor, no se aprecia nivel de agua libre, por lo que el Operador realizó un análisis de productividad con los resultados de la IPR construida bajo el método de Fetkovich utilizando la información obtenida en el pozo por sensores de fondo (presión-temperatura) y mediciones directas con ecómetros, mientras mantuvo el flujo alineado al equipo bifásico para disponer de los gastos de fluidos durante el tiempo que duró la prueba de producción.

La Figura 4, integra los datos usados para la estimación del potencial del pozo, con base a la información generada durante las fases de la prueba de producción:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

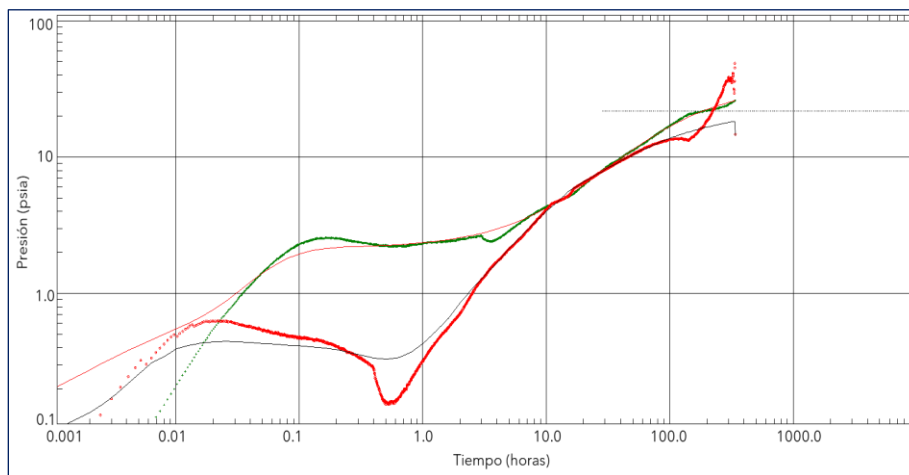
Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRxxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIqzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfJq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

<p><b>Cálculo de Sumergencia</b></p> <p>Datum (m): 686</p> <p>Prof. de Bomba (m): 393</p> <p>Gradiente del fluido (gr/cm<sup>2</sup>/m): 0.9857</p> <p>Sumergencia (m): 255</p> <p>Pwf Calc. (psi): 768.11</p> <p>Presión en Cabeza (psi): 100</p> <p>Pws Estimada <math>\Sigma P</math> (psi):</p> <p>Delta P (psi)</p> <p><b>Referencia Pws <math>\approx</math></b></p> <p>Prof. Sensor (m): 393</p> <p>Presión a Prof. Sensor (psi): 524</p> <p>Q<sub>01</sub>: 132</p> <p>Fecha de dato referencial: 04-ene-22</p>	<p><b>Cálculo de Sumergencia</b></p> <p>Datum (m): 686</p> <p>Prof. de Bomba (m): 393</p> <p>Gradiente del fluido (gr/cm<sup>2</sup>/m): 0.9857</p> <p>Sumergencia (m): 268</p> <p>Pwf Calc. (psi): 786.33</p> <p>Presión en Cabeza (psi): 125</p> <p>Pws Estimada <math>\Sigma P</math> (psi):</p> <p>Delta P (psi)</p> <p><b>Referencia Pws <math>\approx</math></b></p> <p>Prof. Sensor (m): 393</p> <p>Presión a Prof. Sensor (psi): 524</p> <p>Q<sub>01</sub>: 117</p> <p>Fecha de dato referencial: 13-mar-22</p>	<p><b>Cálculo de Sumergencia</b></p> <p>Datum (m): 686</p> <p>Prof. de Bomba (m): 393</p> <p>Gradiente del fluido (gr/cm<sup>2</sup>/m): 0.9857</p> <p>Sumergencia (m): 241</p> <p>Pwf Calc. (psi): 748.49</p> <p>Presión en Cabeza (psi): 54</p> <p>Pws Estimada <math>\Sigma P</math> (psi): 802.49</p> <p>Delta P (psi): 54.00</p> <p><b>Referencia Pws <math>\approx</math></b></p> <p>Prof. Sensor (m): 396</p> <p>Presión a Prof. Sensor (psi): 524</p> <p>(m): 686</p> <p><math>\Delta</math> Presión - Prof. (psi): 406</p> <p><math>\approx</math> Pws (psi): 930</p>
<p><b>Cálculo de Sumergencia</b></p> <p>Datum (m): 686</p> <p>Prof. de Bomba (m): 393</p> <p>Gradiente del fluido (gr/cm<sup>2</sup>/m): 0.9857</p> <p>Sumergencia (m): 278</p> <p>Pwf Calc. (psi): 800.35</p> <p>Presión en Cabeza (psi): 120</p> <p>Pws Estimada <math>\Sigma P</math> (psi):</p> <p>Delta P (psi)</p> <p><b>Referencia Pws <math>\approx</math></b></p> <p>Prof. Sensor (m): 393</p> <p>Presión a Prof. Sensor (psi): 524</p> <p>Q<sub>03</sub>: 100</p> <p>Fecha de dato referencial: 24-nov-21</p>	<p><b>Cálculo de Sumergencia</b></p> <p>Datum (m): 686</p> <p>Prof. de Bomba (m): 393</p> <p>Gradiente del fluido (gr/cm<sup>2</sup>/m): 0.9675</p> <p>Sumergencia (m): 284</p> <p>Pwf Calc. (psi): 793.83</p> <p>Presión en Cabeza (psi): 120</p> <p>Pws Estimada <math>\Sigma P</math> (psi):</p> <p>Delta P (psi)</p> <p><b>Referencia Pws <math>\approx</math></b></p> <p>Prof. Sensor (m): 396</p> <p>Presión a Prof. Sensor (psi): 492</p> <p>Q<sub>03</sub>: 110</p> <p>Fecha de dato referencial: 10-feb-22</p>	

**Figura 4.** Datos usados para la estimación del potencial del pozo, con base a la información generada durante las fases de la prueba de producción. (Fuente: Contratista).

El Modelo de pozo, considera la sección expuesta en el yacimiento y por la naturaleza de la formación se coteja con un modelo de doble porosidad que representa el yacimiento naturalmente fracturado. La Figura 5, muestra la solución matemática que soporta este match y con el cual se estimaron las propiedades del yacimiento.



**Figura 5.** Interpretación de la prueba de restauración de presión del pozo ÉBANO-3000EXP.

Una vez que se termina el período de almacenamiento a nivel de pozo, se visualiza un efecto por ruido sobre la curva de presión y por ende sobre su derivada, sin embargo, dado el tiempo de respuesta para que ocurra este fenómeno, se atribuye 100% a un

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiiQz38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9RwOnrAcpZ+OKVcaOgrhURLNpdVDAUKLbEiG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwvsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpCut9ZzcZCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwN2Nc7lrbPYHZlBvUahog==



proceso asociado a dinámica en el pozo y que se excluye de la representación en la solución matemática, enfocándose en cotejar la propia restauración de la presión en el período más avanzado de la prueba, donde se observa la respuesta del yacimiento ante el desempeño de la perturbación de la presión en el medio poroso (tiempos mayores a las 3 horas).

Es importante destacar que los datos registrados durante la prueba de presión fueron revisados y usando la herramienta de filtros del software Saphir de la suite de Kappa, se definieron las tendencias más representativas para el ajuste matemático, excluyendo el ruido por dinámica de pozo.

Con este modelo para el sistema pozo-yacimiento, los parámetros definidos y estimados con la prueba Build Up son solo siguientes:

- Permeabilidad del sistema: 647 mD
- Capacidad de Flujo: 2.93 E5 mD.ft
- Pi: 532.159 psi
- S: - 0.405

Estos parámetros se definieron mediante la interpretación ajustada a un modelo de pozo direccional y un Yacimiento de doble porosidad con límite infinito, no obstante, se identifica claramente una pendiente de  $\frac{1}{2}$  a partir de la hora 10 de haberse iniciado el build Up lo que sugiere que la perturbación de la presión viajó en una configuración limitada por algún cambio lateral (distintos medios por facies, contraste entre fracturas muy conductivas y el carbonato micro fracturado, etc.) que indica un modelo de flujo compuesto.

El radio investigación se estimó en 1002.63 pies (305.6 m) lo que podría ser una referencia para revisar espaciamientos de pozos en sistemas de esta configuración. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el resumen de los resultados de la interpretación de la prueba de presión (Build Up) desarrollada en el pozo ÉBANO-3000EXP, información que sin duda marcará las pautas para establecer la estrategia de evaluación de este descubrimiento.

El pozo ÉBANO-3000EXP fue cerrado tras haber culminado su prueba de producción al término del Plan de Exploración y como parte del Programa de Evaluación asociado al descubrimiento, sin menoscabo de lo anterior como se menciona anteriormente se tiene considerado realizar las actividades de medición bifásica continua durante 5 meses para ahondar en el entendimiento del mecanismo de empuje del yacimiento y esquema de declinación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRxxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbE1G97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjNzHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wIY55LJer0iXvszJW8WypH4LNJOJkPpCcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjFFUjN0JyivgQHozouluuv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

### c) Actividades y metas físicas

De acuerdo con la información presentada en el Programa propuesto, el Operador contempla la ejecución de la actividad física y gastos de operación presentados en la Tabla 5 a partir de diciembre de 2022, en consonancia con el periodo aprobado en el Programa de Evaluación.

ACTIVIDADES	2022		2023												2024										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Inicio Programa Transición																									
Operación y Mantenimiento EBANO-3000EXP																									
Medición bifásica continua y caracterización de los fluidos																									
Medición bifásica periódica (1 vez al mes) con equipo de testing y caracterización de los fluidos																									
Sistema de monitoreo de parámetros de operación en tiempo real Pozo EBANO-3000EXP																									
Servicio de extracción e introducción Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)																									

**Tabla 5.** Metas físicas contempladas en el Programa propuesto.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Programa propuesto, Tabla 6 y Figuras 6 y 7.

Fluido	2022		2023												2024									
	mes 1	mes 2	Mes 3	mes 4	Mes 5	mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	mes 10	Mes 11	mes 12	Mes 13	mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	mes 18	mes 19	Mes 20	mes 21	Mes 22	mes 23	mes 24
<b>Aceite (bpd)</b>	93.73	90.71	89.24	84.96	80.89	77.02	73.33	69.81	66.47	63.28	60.25	57.36	54.62	52	49.51	47.14	44.88	42.73	40.68	38.73	36.87	35.11	33.43	31.82
<b>Gas (Mpcd)</b>	6.45	6.24	6.14	5.85	5.57	5.3	5.05	4.81	4.57	4.36	4.15	3.95	3.76	3.58	3.41	3.24	3.09	2.94	2.8	2.67	2.54	2.42	2.3	2.19
<b>Agua (bpd)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 6.** Pronósticos de producción (totales) estimados en el Programa propuesto.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

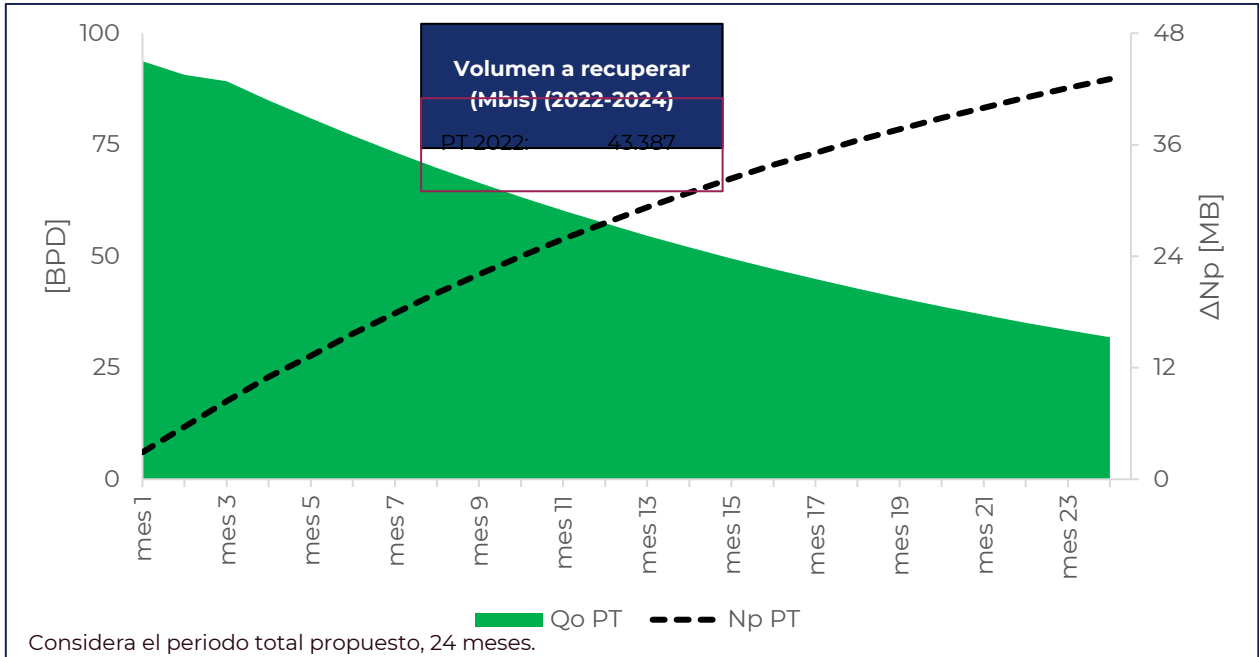
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

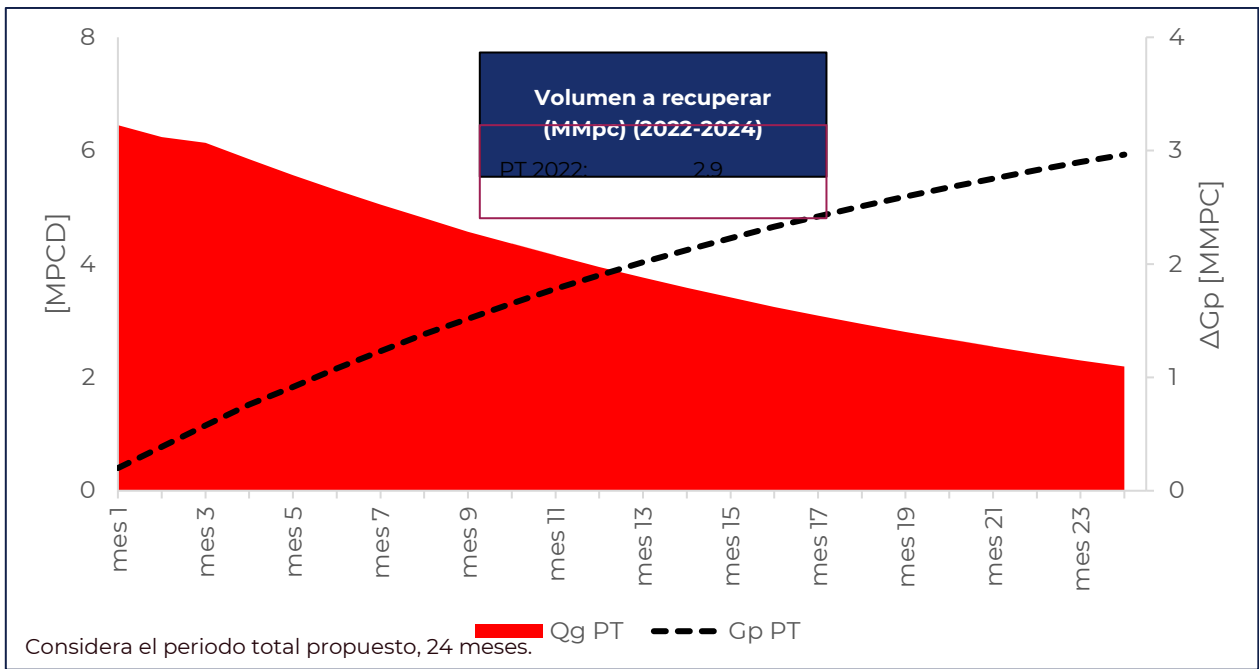
Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtKBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqawjp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJer0iXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



**Figura 6.** Pronóstico de producción de aceite del Programa propuesto.  $N_p = 43.38$  Mbls.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)



**Figura 7.** Pronóstico de producción de gas del Programa propuesto.  $G_p = 0.002$  MMMPC.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

AUTORIZÓ

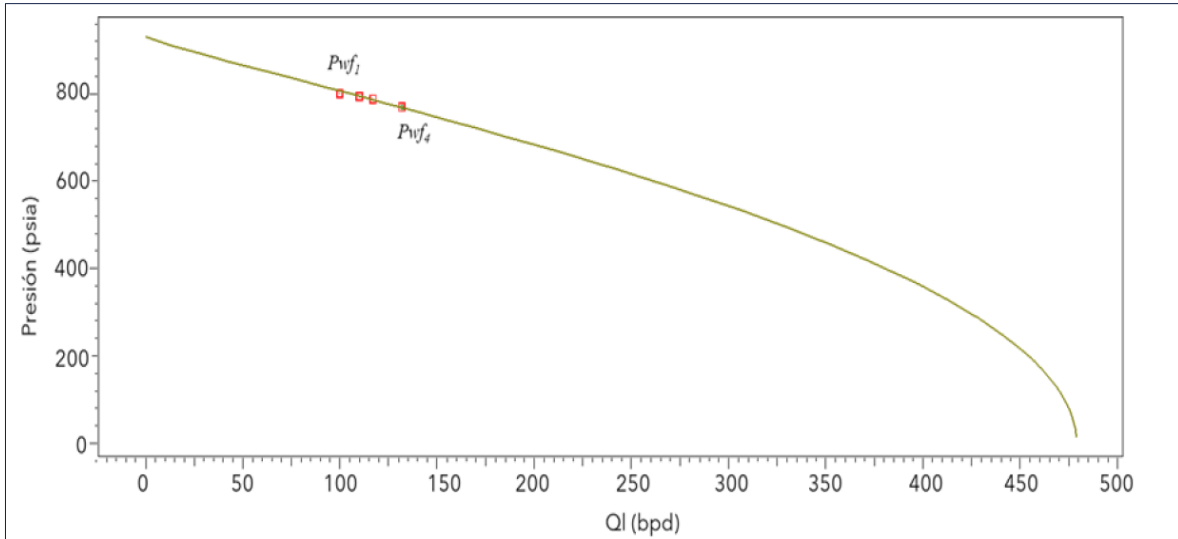
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpvcQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpDVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

Considerando la metodología estructurada en el Lineamiento interno del Operador, se realizó la estimación de la IPR para el pozo EBANO-3000EXP con distintas sensibilidades en cuanto a los métodos de cálculo, siendo Fetkovich el que presentó mejor ajuste a los datos reales de Pwf y gasto. A continuación, la Figura 8 presenta los resultados de este ajuste.



**Figura 8.** Estimación del Potencial del pozo EBANO-3000EXP (IPR Fetkovich).  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Para este tipo de yacimiento y de acuerdo con la naturaleza del crudo producido en el pozo EBANO-3000EXP, se pretende administrar mediante optimización desde superficie y con soporte en el monitoreo de las variables operativas, por lo que acorde con lo planteado se proponen los siguientes parámetros operativos (Tabla 7):

Qo (bpd)	Qg (Mpcd)	RGA (pc/bbl)
93.73	6.45	68.8

**Tabla 7.** Parámetros de puesta en producción para el Ébano 3000EXP

### Ductos e infraestructura

Durante el Programa propuesto no se considera el diseño ni construcción de ductos. Por otro lado, el Área Contractual Ébano cuenta con 486 líneas de descarga, 35 oleoductos, 26 acueductos de los cuales no se tiene información detallada y 102 gasoductos, para un aproximado de 1,179 kilómetros de ductos. Asimismo, existen veintisiete (27) Estaciones de Recolección y Bombeo (ERB) y cinco (5) Estaciones Satélites (ES).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfjq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjAFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

## Toma de Información o estudios

Para dar seguimiento al Programa de Transición estará restringido a actividades relacionadas con los procesos de operación, mantenimiento y operaciones de producción del pozo EBANO-3000EXP:

- Medición bifásica a boca de pozo
  - Toma de econometría a nivel de pozo
  - Telemetría en tiempo real para dar seguimiento a los parámetros operativos
  - Muestreo de agua y análisis de esta
  - Muestreo de gas producido
- a) **Comportamiento de la producción:** Las actividades se centrarán en la medición bifásica a boca de pozo con la finalidad de cuantificar el volumen de producción, definir la declinación del pozo en los 5 meses de evaluación y validar el potencial definido durante la etapa de exploración.
- b) **Presión del yacimiento:** No se tiene contemplado la toma de información de presión en fondo ya que durante el Plan de Exploración se ejecutó un programa completo de pruebas de presión-producción, no obstante, se contempla una cuadrilla de optimización para toma de econometría a nivel de pozo lo cual permitirá obtener información muy valiosa para el seguimiento y monitoreo de la condición dinámica del sistema pozo-yacimiento.
- c) **Posición y avance de los contactos de fluidos, así como los gastos críticos por pozo:** Considerando la interpretación de registros eléctricos tomados en el pozo EBANO-3000EXP y con base a los resultados de la prueba de presión-temperatura donde no se observa ningún límite de presión constante, no se contempla en el Programa propuesto la ejecución de registros especiales para detección de contactos, ya que la propia naturaleza del yacimiento y la restricción mecánica que implica el ser el EBANO-3000EXP un pozo asistido suma complejidad para calificarlo como candidato para tomar registros de detección del Contacto Agua Aceite.
- d) **Condiciones operativas de los pozos:** El monitoreo de las presiones será cubierto con el servicio de telemetría en tiempo real para dar seguimiento a los parámetros operativos, entre estos: presión TP y TR, régimen de extracción, temperatura de entrada y salida, además que se tiene una cuadrilla de optimización de pozo que permite apoyarnos en la toma de acciones de manera inmediata para la optimización en pozo.
- e) **Aforos de pozos:** Las mediciones bifásicas se estarán realizando de manera esporádica (al menos 1 al mes) a nivel de pozo y la finalidad es cuantificar los volúmenes asociado a la producción y validar los pronósticos que se construyan a partir de la declinación definida en la fase previa a la de aforos.
- f) **Registros de saturación:** No se tiene contemplado la toma de registros especiales para determinación de la saturación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSv/OuGPLNQOtkBBNmNiiQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjNzHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc7lrbPYHZ1BvUahog==

- g) **Toma de muestras de agua y análisis de estas:** Conforme se desarrolle este período y siguiendo las prácticas de monitoreo de producción, se programa el muestreo diario para determinación de líquidos para conocer el % A y S (en caso de que aplique). Si se llega a determinar la aparición del agua en esta etapa de evaluación, se realizarán los respectivos análisis de caracterización fisicoquímica para conocer su origen mediante la cuantificación de aniones, cationes y otras características que permitan identificar huella o patrón específico de las zonas productoras de desarrollo.
- h) **Análisis cromatográficos:** Como parte del seguimiento, se programa muestreo de gas producido de manera esporádica para cromatografía de gases, con soporte en un laboratorio certificado que permita obtener la composición del hidrocarburo recuperado.
- i) **Prueba de formación:** No se tienen contempladas pruebas de formación para esta etapa.

**Programa de inversiones** En la Tabla 8 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Programa de Transición presentado por el Operador, desglosado por “Actividad” y “Sub-Actividad”, de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

El Programa de Inversiones de la solicitud de aprobación al Programa de Transición contempla la erogación de \$660,122 dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Evaluación, y la totalidad del monto fue catalogada por el Operador como gasto de operación.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (USD)
Evaluación	General	136,605
	Pruebas de Producción	523,517
Total general		660,122

**Tabla 8.** Desglose del Costo Total del proyecto (MUSD)  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

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

### Consistencia de la Información de la Solicitud de aprobación

Derivado del análisis de la información presentada por el Operador se identificó que el Programa de Inversiones presentado en el archivo es consistente con las actividades físicas propuestas en el Programa de Transición.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

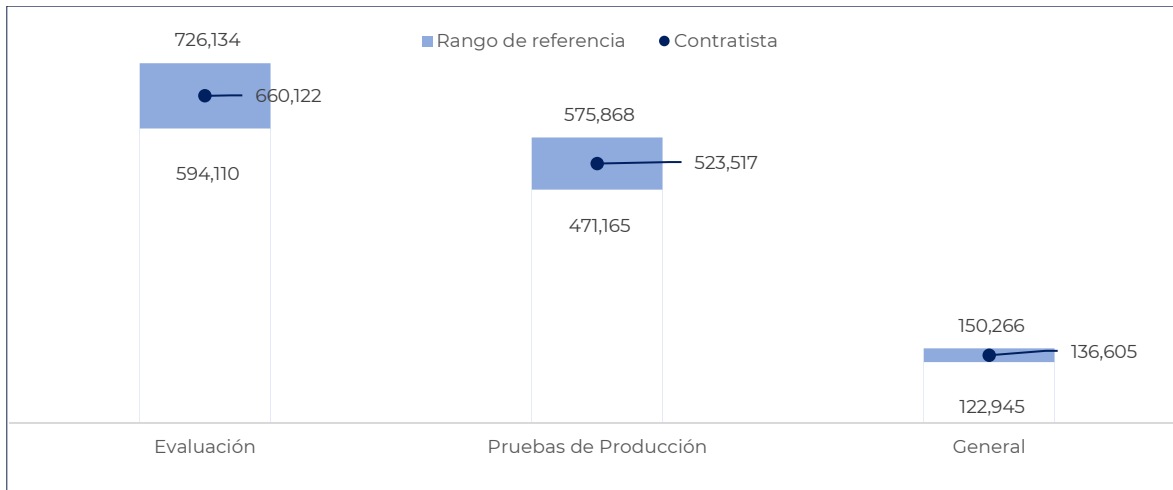
QjrA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIqZm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



## Rangos de Mercado

Con la finalidad de establecer los rangos aplicables para el análisis de los montos contenidos en el Programa propuesto, relativo al Contrato, se solicitó al Operador más información sobre los costos propuestos.

Con base en el análisis realizado, en la Figura 9 se observa que los costos incluidos como parte del programa de Transición, se encuentran dentro de los rangos de referencia establecidos por la Comisión. A continuación, se presenta el resultado del análisis comparativo por cada Sub-Actividad:



**Figura 9.** Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Evaluación (dólares)

## Conclusión del Programa de Inversiones

d) De la revisión de la información presentada por el Operador, se observa que el Programa de Inversiones presentado es consistente con calendarización de las actividades físicas propuestas, y que fue presentado de conformidad con los Lineamientos; asimismo los costos propuestos se encuentran dentro de un rango de mercado razonable.

## e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos

El Área Contractual manejada por el Operador se encuentra ubicada en Noreste de México en la Cuenca Tampico Misantla, específicamente en la intersección de los estados de Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí, principalmente en el Municipio de Ébano, aproximadamente a 20 km al Oeste de la ciudad de Tampico, en la Planicie Costera del Golfo de México, ver Figura 10.

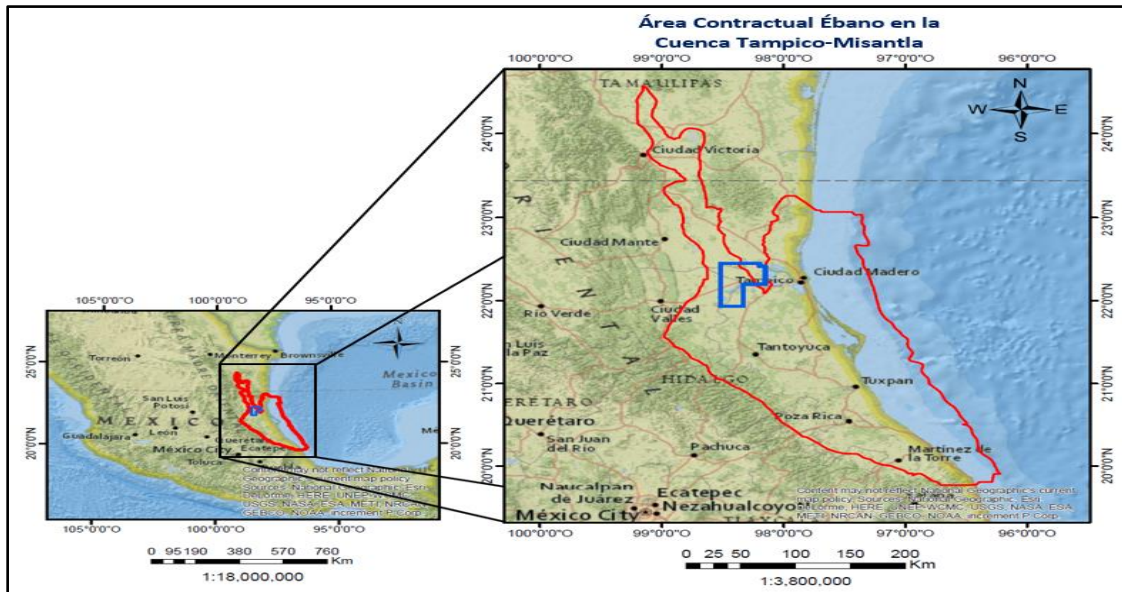
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJpPcut9ZzcZfcjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



**Figura 10.** Área Contractual Ébano dentro de la Cuenca Tampico - Misantla.  
(Fuente Contratista)

El Programa propuesto considera actividades de evaluación en el pozo descubridor con la apertura y medición bifásica continua durante 5 meses para ahondar en el entendimiento del mecanismo de empuje del yacimiento y esquema de declinación.

Al término de esta evaluación el pozo quedará en producción temprana alineada a instalación de producción y este programa de transición será el instrumento para amparar la producción del pozo EBANO-3000EXP hasta que las actividades físicas contempladas por el Contratista sean ejecutadas con este Programa de Transición, teniendo una vigencia de inicio en noviembre 2022 a octubre de 2024 acorde al periodo contemplado en el Programa de Evaluación aprobado mediante Resolución CNH.E.87.007/2022 del 29 de noviembre de 2022 . El Volumen de hidrocarburos estimados a ser recuperado por el pozo descubridor Ébano-3000EXP durante la vigencia del Programa de Transición es de 43.069 Mbbbl de aceite.

## Manejo y Medición de los Hidrocarburos

Como parte del manejo y medición de los hidrocarburos a producirse, el Operador propone la siguiente filosofía de medición llevada a cabo mediante dos etapas:

**Para la etapa 1** propone realizar la medición bifásica utilizando un separador convencional instrumentado con un medidor másico tipo Coriolis de 1 pulgada de diámetro para medir el líquido y un medidor de presión diferencial tipo placa de orificio de 2 pulgadas de diámetro para medir el gas previo a su destrucción controlada utilizando como referencia normativa el AGA Reporte 3 y el API MPMS 14.3.2.

AUTORIZÓ

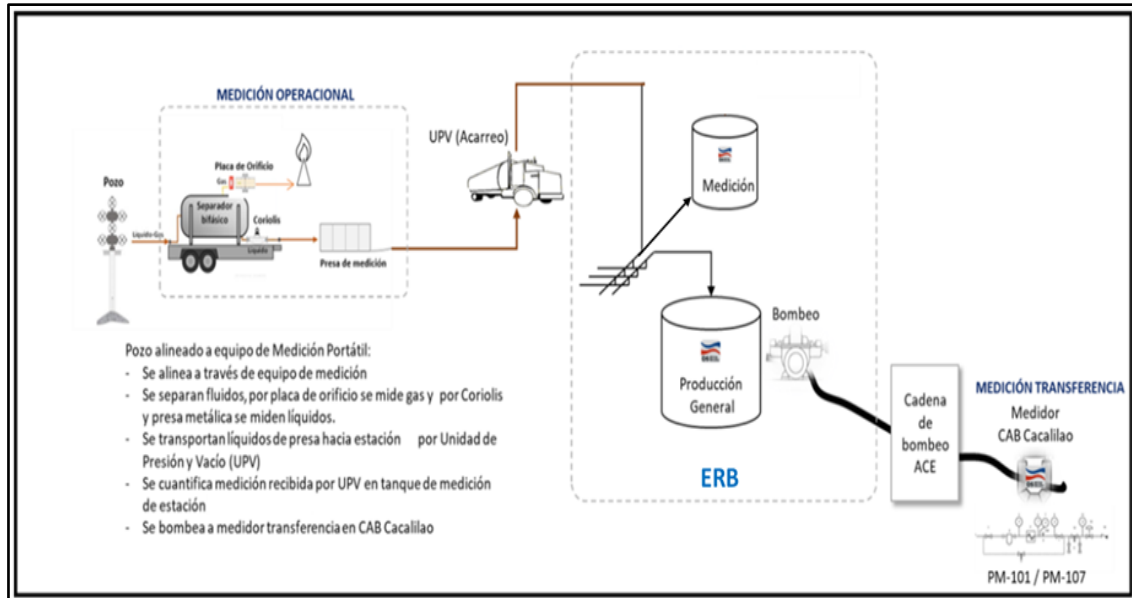
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcVQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiiQZm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEiCG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jvswqwj5G6sMfdRLej/zhPjNzHg+Pui81md6PyWvrBeqDq8Y9wIY55LJer0iXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lQMPCmEM6VWkdjafFUjN0jyivQHo2ouluvr65GfubimogKpwN2Nc71rbPYHZ1BvUahog=

Mientras que, los líquidos serán enviados a una presa metálica con capacidad de 40 metros cúbicos de almacenamiento donde se realizará una medición estática con cinta petrolera utilizando como referencia normativa la ISO 4266-1 y la recomendación internacional API MPMS 3.1 A. Para esta actividad, el Contratista prevé realizarla durante 5 meses, haciendo uso de autotanques para el transporte de los líquidos par su recolección en la Estación de Recolección E-41 y enviarlos a los Puntos de Medición provisional PM-107 y PM-105 (Figura 11).



**Figura 11.** Esquema de Medición Operacional.  
(Fuente: Contratista)

Para la Etapa 2, el Operador manifestó que la producción del pozo Ebano-3000EXP será alineada a una línea de descarga durante la producción temprana del pozo con medición bifásica al mes, el pozo será alineado a la Estación de Recolección y Bombeo-P, posteriormente bombeados a la Estación de Recolección y Bombeo - G-Méndez, donde los hidrocarburos producidos se mezclarán con la producción del Área Contractual Ébano y finalmente entregados a través del punto de medición propuesto identificado con el TAG PM-107 másico tipo Coriolis, para ambas etapas, se utilizarán los mismos Puntos de Medición provisional propuestos (CAB. Cacalliao PM-107 y BS. Constituciones 2 PM-105) (Figura 12).

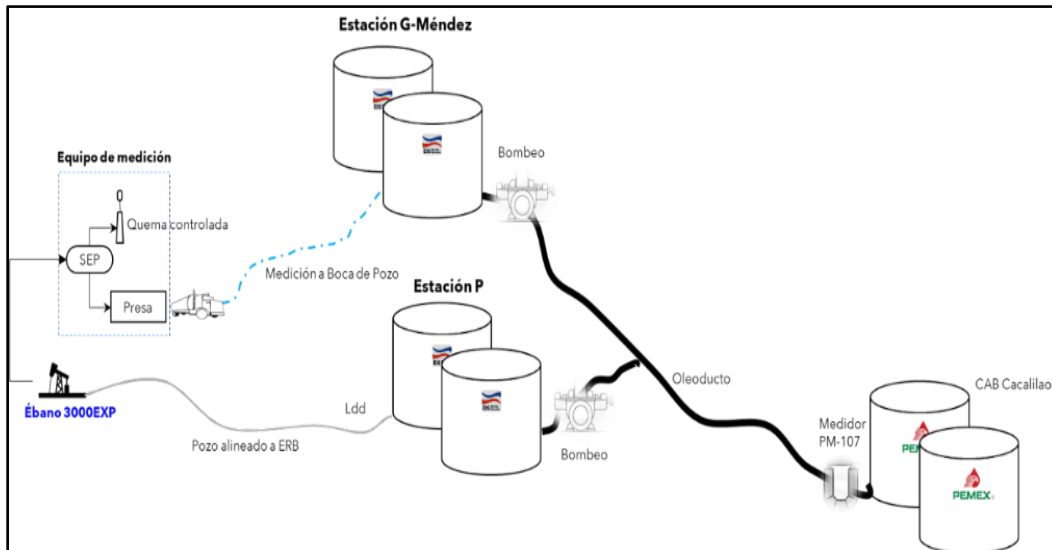
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRxxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiiQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPjNzHg+Pui81md6PyWr8eqfjq8Y9wY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc7lrbPYHZ1BvUahog==



**Figura 12.** Manejo y medición de Hidrocarburos del Programa de Transición de producción temprana, asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018. (Fuente: Contratista)

La producción del pozo Ébano-3000EXP será enviada a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao (CAB Cacalilao) donde se mide en el tren de medición identificado con el TAG PM-107 instrumentado con un medidor másico tipo Coriolis.

En caso de presentarse limitaciones operativas que restrinjan la entrega de producción en CAB Cacalilao, parte de la producción será transportada en unidades de presión vacío (UPV) desde las Estación de Regulación y Bombeo Escudo Nacional No. 01 y Las Flores hasta la Batería de separación Constituciones 2, donde el Contratista propone el tren de medición identificado con el TAG PM-105 instrumentado con un medidor másico tipo Coriolis.

Por lo anterior descrito y respecto de los establecido en el Artículo 42 BIS de los LTMMH, el Contratista presenta como parte de su Programa propuesto para la producción temprana, los Puntos de Medición provisional para Petróleo conforme a 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*

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiiQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwswajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc7lrbPYHZ1BvUahog==

Hidrocarburo, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.  
En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;
- II. El Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta del Operador Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los presentes Lineamientos;
- III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, y
- IV. El programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional.

Por lo anterior, la Comisión analizó y verificó la información de la propuesta de Puntos de Medición provisional para Petróleo, con base en lo siguiente:

## I. Identificación del Punto de Medición provisional propuesto

### Punto de Medición provisional de Petróleo.

- **Central de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao:** Sistema de Medición identificados con el TAG **PM-107** con medidor másico tipo Coriolis como elemento primario de medición,
- **Batería de Separación Constituciones 2:** Sistema de Medición identificados con el TAG **PM-105** con medidor másico tipo Coriolis como elemento primario de medición,

### Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto

El Operador presentó las coordenadas geográficas donde se ubican los Puntos de Medición provisional para Petróleo, los cuales se muestran a continuación en la siguiente Tabla 9.

Puntos de Medición Provisional	TAG de identificación	Tecnología de medición	Latitud	Longitud
<b>C.A.B. Cacalilao</b>	PM-107	Coriolis	22.09224438	98.10198977
<b>BS. Constituciones 2</b>	PM-105	Coriolis	22.27533125	97.54261351

**Tabla 9.** Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional de Petróleo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwswajp5G6sMfdRLej/zhPjnzHhg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

## II. Responsable Oficial

Como parte de la propuesta de los Puntos de Medición provisional y de conformidad con lo establecido en el Artículo 42 BIS, fracción II de los LTMMH, donde se establece que el Contratista deberá presentar, entre otras cosas, la propuesta del Responsable Oficial de Medición, el Contratista entregó información referente al cumplimiento de lo estipulado en el Artículo en comento.

Por lo que, derivado de lo anterior, el Operador entregó la información de los datos generales del Responsable Oficial, el oficio de designación, que demuestra que cuenta con las facultades de acuerdo a lo estipulado en los artículos 9 y 42 Bis fracción II, de los LTMMH, mismos que ya versan y se resguardan dentro de la Comisión, y mediante los cuales se designa al Gerente del Activo del Área Contractual como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos.

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

El Operador presenta como parte de la solicitud de aprobación al Programa de Transición asociado al pozo Ébano-3000EXP perteneciente al Contrato, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de los Lineamientos LTMMH, la propuesta del Punto de Medición provisional de petróleo para la determinación, asignación y calidad proveniente del pozo Ébano-3000EXP.

El manejo y medición de los hidrocarburos líquidos y gaseosos del pozo Ébano-3000EXP consta de dos etapas. La Etapa 1, con duración de 5 meses, contempla la instalación de un separador bifásico a boca de pozo en el cual se realizará la separación de fases en líquida y gaseosa. La corriente líquida será medida con medidor tipo Coriolis (medición operacional con frecuencia continua) para después dirigirse a una presa metálica (medición referencial) donde se realizará medición de tipo estática. Posteriormente, la producción líquida se enviará mediante Unidades de Presión y Vacío (en adelante, UPV) al Punto de Medición provisional de petróleo ubicado en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cacalilao (en adelante, CAB Cacalilao) a través de un sistema de medición másico tipo Coriolis PM-107, así como al sistema de medición másico tipo Coriolis PM-105 ubicado en la Batería de Separación Constituciones 2. Por su parte, la corriente de gas será medida mediante un medidor del tipo presión diferencial por placa de orificio (medición operacional con frecuencia continua) previo a su envío para destrucción controlada. Respecto a la Etapa 2, la producción del pozo Ébano-3000EXP será alineado de forma multifásica a través de la línea de descarga 1.5 km 6" Ø del pozo Ébano-3000EXP al pozo Ébano-1228D, para posteriormente ocupar la línea de descarga del pozo Ébano-1228D hacia la Estación de Recolección y Bombeo P donde el gas será incinerado. Finalmente, la corriente líquida es bombeada a los mismos Puntos de Medición provisional de petróleo mencionados en la Etapa 1. Es importante mencionar que durante la Etapa 2 se realizará la medición operacional del pozo 1 vez al mes con la misma filosofía de operación descrita en la Etapa 1.

32

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjNzHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wIY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQHozoulu6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYH21BvUahog==



El Operador presenta un Acuerdo de Punto de Medición provisional celebrado entre Pemex Exploración y Producción y DS Servicios Petroleros S.A. de C.V. En el Acuerdo de Punto de Medición provisional, resalta que el Punto de Medición provisional de petróleo se ubicará en el sistema de medición másico tipo Coriolis PM-107 de CAB Cacalilao, así como en el sistema de medición másico tipo Coriolis PM-105 de la Batería de Separación Constituciones 2. Los parámetros de la calidad de petróleo serán obtenidos a través de muestreadores en línea (CAB Cacalilao) y por muestreo manual (Batería de Separación Constituciones 2) y su correspondiente análisis en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) con la misma frecuencia que se realice la medición de volumen (cada 24 horas). Por otra parte, el Contratista documenta la toma de muestra mensual del hidrocarburo gaseoso producido para determinar su calidad (descarga de separador, tubería de producción o tubería de revestimiento), previo a su destrucción controlada. Por otra parte, para la asignación de la producción de petróleo del Área Contractual, se considerará la metodología de balance volumétrico, la cual se realizará conforme a la participación volumétrica de las distintas asignaciones y Áreas Contractuales que convergen en el Punto de Medición Fiscal ubicado en la Terminal Marítima Madero, tomando como medición referencial los valores entregados de producción de los medidores ubicados en los Puntos de Medición provisional de petróleo.

Con relación al manejo y medición del agua, se realizará en conjunto con el petróleo, es decir, será transportada por UPV (Etapa 1) o bombeada (Etapa 2) hacia los Puntos de Medición provisional de petróleo.

Por lo anterior, el Área de Producción y Balances revisó y analizó la información entregada por el Contratista correspondiente al artículo 42 Bis de los LTMMH, y concluye que los procedimientos propuestos para realizar la medición, determinación y asignación de la producción, así como la determinación de la calidad cuentan con los elementos necesarios para poder llevar a cabo dichos procesos.

- **Comercialización de los Hidrocarburos**

La estrategia del Operador respecto al petróleo producido en el área Contractual se basa en la venta a PEP, esto debido a la localización del Área Contractual y la infraestructura existente relacionada con la misma.

En lo que respecta al Gas producido durante la duración del programa de transición, este no será aprovechado debido a limitaciones técnicas y económicas, por lo que durante la vigencia del Programa de Transición este será destruido de forma controlada.

El aceite producido en el Área de Contractual tiene como calidad característica una densidad cercana a los 11.83 °API, sin embargo, este se mezclará con la producción total del Área Contractual, por lo que, se visualiza una calidad comercial del aceite que ronda entre los 9.5-9.9 API.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwswajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



En cuanto a los Puntos de Venta del aceite a ser comercializado estos se encuentran a la entrada de la CAB Cacalilao y BS Dos Constituciones.

Por otro lado, objeto de realizar la comercialización, la fórmula de precio de venta del aceite se basa en los precios del crudo marcador maya al que se le realizan descuentos por calidad, transporte y un margen comercial.

Es importante señalar que el Operador señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 3.5 [usd/barril].

La estrategia comercial para los productos petróleo crudo y gas de la asignación no presentará cambios a corto, mediano y largo plazo, por lo que se continuará utilizando la infraestructura actual, para la recolección, procesamiento y transporte hacia los puntos de venta final, por lo que no se tiene considerada construcción de nueva infraestructura para la comercialización durante la duración del Programa de Transición.

- i. Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Operador Petrolero, se da cumplimiento al numeral 3.1.5 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero.

#### **IV. El Programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional para Petróleo.**

El Operador presenta el programa de diagnósticos para la implementación del Punto de Medición provisional donde se programan mantenimientos, diagnósticos, calibraciones, asociados al Punto de Medición provisional propuesto de Petróleo en la CAB. Cacalilao y BS. Constituciones 2, para la producción del pozo Ébano-3000EXP y que estará vigente durante el Programa propuesto, cumpliendo con lo establecido en los Lineamientos.

#### **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 250.1213/2022 de fecha 27 de septiembre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-147 de fecha 27 de septiembre del 2022, se, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación del Punto de Medición provisional, presentados como parte del Programa de Transición del pozo Ébano-3000EXP asociado al Contrato, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

34

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqawjp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6Py/Wr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

- 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 la 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 los Puntos de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que el efecto emita la CNH.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos lineamientos.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Puntos de Medición provisional propuestos por Contratista cumple con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo producido durante la vigencia del Programa de Transición del pozo Ébano-3000EXP, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

### **Obligaciones del Contratista:**

1. En caso de que el Contratista considere proponer un nuevo Punto de Medición provisional deberá observar 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 observar lo establecido en el artículo 42 Quater de los LTMMH, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los multicitados Lineamientos, la Comisión debe aprobar dichas propuestas y considerando además que no se puede poner a aprobación mediante un aviso.
2. El Operador deberá de mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre el avance real ejecutado de los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional de Petróleo en el pozo Ébano-3000EXP asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018 durante la vigencia del presente Programa de Transición de producción temprana.
3. El Contratista deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbE1G97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYH21BvUahog==

4. Deberá dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, en caso de falla en el Sistema de Medición o falta de registro de datos, el Contratista deberá notificar a la Comisión el hallazgo del evento y al mismo tiempo compartir los registros de medición solicitados a su comprador, lo anterior con el fin de validar el volumen y calidad de los hidrocarburos a producir en el pozo Ébano-3000EXP como lo estipula en los artículos 48, 49, 49 Bis, 49, Ter, 49 Quater, 50, 51 y 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. El Contratista deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b de los LTMMH.
6. El Contratista deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis en el Punto de Medición provisional para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
7. El Contratista deberá de presentar como anexo en los volúmenes mensuales la determinación de la calidad del hidrocarburo gaseoso proveniente del Área Contractual, esto en base a lo que establece en los artículos 25 fracción IV y artículo 27 de los LTMMH.
8. El Contratista deberá remitir a esta Comisión, previo al inicio de la producción del pozo Ébano-3000EXP, el Acuerdo de Punto de Medición Provisional actualizado, el cual deberá ser acorde a la propuesta del Punto de Medición provisional de petróleo documentado en el Programa de Transición.

## Conclusión

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de los Puntos de Medición provisional propuestos para el Programa de Transición asociado al pozo Ébano-3000EXP el cual estará ubicado en el C.A.B. Cacalilao con TAG de identificación PM-107 y en la BS. Constituciones 2 con TAG de identificación PM-105 con tecnología de Medición tipo Coriolis, y que serán utilizados para la medición de los hidrocarburos producidos en el Programa de Transición de producción temprana del pozo en comento, esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción con base en lo referido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, concluye que la propuesta es técnicamente viable para el manejo y la cuantificación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir en el pozo Ébano-3000EXP durante la vigencia del presente Programa de Transición.

36

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

Qjra9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwswajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

## f) Programa de aprovechamiento del gas natural

El Programa propuesto contempla una meta de aprovechamiento de gas de 0% a partir del primer mes de producción y hasta septiembre de 2024, dado que, conforme al análisis técnico económico presentado, factores tales como la composición del gas y la lejanía de la ubicación de la infraestructura cercana respecto al punto de extracción, ninguna de las alternativas de las formas de aprovechamiento resulta viable a lo largo de la vigencia del Programa. Por lo anterior, el Operador realizará la destrucción controlada del gas producido.

En la Tablas 10, 11 y 12 se presentan las metas de aprovechamiento de gas mensual para la vigencia del Programa.

Programa de Gas (MMpcd)	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22
Producción de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.006	0.006
Autoconsumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
Bombeo Neumático	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
Conservación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
Transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
Gas Adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
Gas Natural no aprovechado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.006	0.006
% de Aprovechamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0

**Tabla 10.** Programa de aprovechamiento de gas para el año 2022.  
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador).

Programa de Gas (MMpcd)	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
Producción de gas	0.005	0.005	0.005	0.005	0.004	0.004	0.004	0.004	0.003	0.003	0.003	0.003
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpCcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural no aprovechado	0.005	0.005	0.005	0.005	0.004	0.004	0.004	0.004	0.003	0.003	0.003	0.003
% de Aprovechamiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 11.** Programa de aprovechamiento de gas para el año 2023.  
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador).

Programa de Gas (MMpcd)	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Producción de gas	0.003	0.003	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0	-	-
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Transferencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Gas Adicional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Gas Natural no aprovechado	0.003	0.003	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0	-	-
% de Aprovechamiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-

**Tabla 12.** Programa de aprovechamiento de gas para el año 2024. La vigencia considera hasta 24 meses.  
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador).

Lo anterior, en cumplimiento a lo indicado en los artículos 6, fracción I, 11, de las “Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”, publicadas en el DOF el 23/06/2022.

## **VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Programa de Transición**

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Programa, se tomará como criterio de evaluación el artículo 69 fracción III de los Lineamientos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqawajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN0JyivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 31, fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME y 100, fracción I, inciso c. de los Lineamientos, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Programa propuesto, como se muestra en la Tabla 13.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Operación y Mantenimiento EBANO-3000EXP	24		
Medición bifásica continua y caracterización de los fluidos	5		
Medición bifásica periódica (1 vez al mes) con equipo de testing y caracterización de los fluidos	19		
Sistema de monitoreo de parámetros de operación en tiempo real Pozo EBANO-3000EXP	24		
Servicio de extracción e introducción de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	19		

**Tabla 13.** Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.  
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 14.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Evaluación	General	\$136,605		
	Pruebas de Producción	\$523,517		
	<b>Total</b>	<b>\$660,122</b>		

**Tabla 14.** Indicador de desempeño de las erogaciones ejercidas.  
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador)

- iii) Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas a la ejecución de actividades como lo son la Operación y Mantenimiento del pozo, la Medición bifásica continua y caracterización de los fluidos, el Sistema de monitoreo de parámetros de operación en tiempo real Pozo y el servicio de extracción e introducción de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) el pozo Ébano-3000Exp

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqawjap5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

a nivel del Cretácico superior Tamaulipas (KTS), permitirán la Producción Temprana del Área Contractual, incrementando el valor económico, tal y como se muestra en la Tabla 15. La cual considera 24 meses como lo solicita el Operador.

Hidrocarburo	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Volumen por recuperar (Mb y MMpc)
Producción de aceite programada (Mbd)	93.73	90.71	89.24	84.96	80.89	77.02	73.33	69.81	66.47	63.28	60.25	57.36	54.62	52.00	49.51	47.14	44.88	42.73	40.68	38.73	36.87	35.11	33.43	31.82	43.387
Producción de aceite real (Mbd)																									
Porcentaje de desviación																									
Producción de gas programada (MMpcd)	6.45	6.24	6.14	5.85	5.57	5.3	5.05	4.81	4.57	4.36	4.15	3.95	3.76	3.58	3.41	3.24	3.09	2.94	2.8	2.67	2.54	2.42	2.3	2.19	0.002
Producción de gas real (MMpcd)																									
Porcentaje de desviación																									

**Tabla 15.** Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador)

## VII. Sistema de Administración de Riesgo

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Programa de Transición del pozo Ébano-3000Exp asociado al Contrato CNH-M4-EBANO/2018, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Programa.

Mediante oficio 250.1255/2022 de fecha 4 de octubre de 2022, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Operador respecto de la solicitud de aprobación del Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del pozo Ébano-3000EXP a fin de que determine lo conducente.

No obstante, lo anterior, esta Comisión tiene conocimiento que el 3 de agosto de 2018, la ASEA asignó al Contratista la Clave Única de Registro del Regulado (CURR) identificada con el número ASEA-DES18017C/A13518.

Cabe señalar que el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiiQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJer0iXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjafFUjN03yivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==



## VIII. Sentido del Dictamen Técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa propuesto presentado por el Operador de conformidad con los artículos 39, fracciones I, IV, VI y VII de la LORCME, 19, 65 BIS, 66, fracción III, 69, fracción III, incisos a), c), d) y e), 70, 71 y el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos.

Sobre el particular, del análisis técnico realizado, se advierte que el Programa propuesto que cumple con lo siguiente:

### a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país:

Con la realización de la toma de información planteada por el Operador, se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

Lo anterior se cumple a través de los análisis de fluidos (Muestras de agua y Cromatografía de Gas) programadas a realizarse.

### b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:

Derivado de la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a emplearse para la ejecución de las actividades propuestas son adecuadas para la obtención de la información necesaria, misma que, contribuirá en la continuidad operativa prolongando el tiempo de vida productiva del pozo, con el fin de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción.

### c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:

Las actividades planteadas por el Operador como la Operación y Mantenimiento del pozo, la Medición bifásica continua y caracterización de los fluidos, el Sistema de monitoreo de parámetros de operación en tiempo real Pozo y el servicio de extracción e introducción de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) el pozo Ébano-3000Exp a nivel del Cretácico Tamaulipas Superior (KTS), se consideran técnicamente viables para la Extracción de Hidrocarburos, en beneficio del país.

### d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:

Derivado del análisis técnico económico presentado, el Operador realizará la destrucción controlada del gas natural en concordancia con el artículo 6 fracción I de las Disposiciones Técnicas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFPcvQdRxxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wIY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

Finalmente, se concluye que la Solicitud cumple con el Artículo 69 fracción III, incisos a), c), d) y e) y último párrafo de los Lineamientos toda vez que las actividades incluidas están encaminadas a:

- a) Obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo de Campo de forma viable y que guarda congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, procurando administrar la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga conforme a las Mejores Prácticas de la Industria;
- c) Presentan la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;
- d) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, y
- e) La congruencia de los Programas de Transición con las obligaciones contenidas en las Asignaciones y Contratos correspondientes.

Lo cual da cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece la vigencia de dicha Asignación

## IX. Recomendaciones

- Implementar la toma de información de datos de presión en fondo de pozo para actualizar la caracterización dinámica del área asociada al pozo.
- Implementar el análisis continuo de depositación de parafinas y asfaltenos derivado de la composición del aceite producido, ya que no se identifica en el cronograma de actividades. Dicha depositación es función del tiempo de explotación.
- Llevar a cabo un estricto seguimiento a las condiciones de operación del Pozo (Ptp, Pld, RGA, fw%, Ttp, Tld, etc.), con el objetivo de identificar oportunamente, actividades de optimización a través de cambios operativos u otras actividades.
- Considerar el pago de aprovechamientos por concepto de los servicios de administración y seguimiento, en apego a lo establecido en la normatividad vigente y aplicable.

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión el Dictamen Técnico en sentido favorable la solicitud de aprobación del Programa de Transición, del pozo Ébano-3000Exp asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018 (Campo Ébano), el cual tendrá una duración por la vigencia de hasta 24 meses a partir de la aprobación del Programa de Transición, acorde a la vigencia

42

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPNQOtkBBNmNiIqZm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwjap5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOJkPpcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNStoNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozoulu6r5GfubimogKpwNN2Nc7lrbPYHZ1BvUahog==

del Programa de Evaluación aprobado mediante resolución CNH.E.87.007/2022 del 29 de noviembre de 2022 .

## **X. Recomendaciones**

- Implementar la toma de información de datos de presión en fondo de pozo para actualizar la caracterización dinámica del área asociada al pozo.
- Implementar el análisis continuo de depositación de parafinas y asfaltenos derivado de la composición del aceite producido, ya que no se identifica en el cronograma de actividades. Dicha depositación es función del tiempo de explotación.
- Llevar a cabo un estricto seguimiento a las condiciones de operación del Pozo (Ptp, Pld, RGA, fw%, Ttp, Tld, etc.), con el objetivo de identificar oportunamente, actividades de optimización a través de cambios operativos u otras actividades.
- Considerar el pago de aprovechamientos por concepto de los servicios de administración y seguimiento, en apego a lo establecido en la normatividad vigente y aplicable.

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión el Dictamen Técnico en sentido favorable la solicitud de aprobación del Programa de Transición, del pozo Ébano-3000Exp asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018 (Campo Ébano), el cual tendrá una duración por la vigencia de hasta 24 meses a partir de la aprobación del Programa de Transición, acorde a la vigencia del Programa de Evaluación aprobado mediante resolución CNH.E.87.007/2022 del 29 de noviembre de 2022 .

Los firmantes del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, considerando los elementos técnicos propuestos por el Operador en la solicitud de aprobación del Programa de Transición del pozo Ébano-3000Exp, derivado del Informe de Evaluación inicial del Cretácico Tamaulipas Superior, el cual se encuentra dentro del Área Contractual CNH-M4-EBANO/2018

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPjnzHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wiY55LJer0iXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZzcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluV6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

**ELABORÓ**

**ING. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL**

Director de Área  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

**REVISÓ**

**MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ**

Director General  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

**AUTORIZÓ**

**ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO**

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

**Ing. Miguel Ángel Ibarra Rangel**  
**Dirección De Yacimientos**

44

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfjq8Y9wIY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOkpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHozouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

**ELABORÓ**

**Firma de Miguel Angel Ibarra Rangel**

**Fecha de Sello Digital: 09/12/2022 05:31:08 p. m.**

Sello Digital:

Cu8sFliYF6szVNVVv0jodn2o8q1EMMFh46W7acwyoGt/dSTwLRBJJMQ08l+9XU9nMrPjCXXARpFgGYoWfrh7WPomopwwt17+7p2SflipOqOBjUHVCDqerqzBelac+totWY6nZqR5gTP/yGn2Mm75FTJKRizl4S3BnnjPR9rTUV+GiUEaPh/urm+/VCZSLiApEa32M639c4kP7Da0eQW/kifa8y1Ioz4NuHYkdp676Rg+HFg7yU5M1+ss4gpG29+UiHsAK/a08hHE9TYE76gSCXseCo2ahmyU2oEvpgjiSWdPzEP7XNGSitaTh9GjzM2wfOcGit3ePBOmgPCOjFbqRw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

**Mtro. Francisco Castellanos Páez**

**Director General de Dictámenes de Extracción**

**REVISÓ**

**Firma de Francisco Castellanos Paez**

**Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 01:52:44 p. m.**

Sello Digital:

h55Dy9JRaFDcgkTHwanmDSS6Fn3pRI9FxDQD46o5WBzFxcJ706lkCdDITaOlt/uuX2qDrVVKj6dbRx0wNI9cpIiOMsG6ITHUPu3rGsx6D08utkZKr/PuK4pE74UsWMtd2OCGz9V4+cWPQwrthMyQ/gorizby6qwlIgmeaNCZBzOiBhISyDTXfa0HNkNZpa+2ylswjVtwWdvFAAFF+i2XAiJyVKgdEH5zsjEfB/cTvzb9H7X8zkI0/TLCARtd5wPwtB8FmauMuBIU8tiukpCYdX0xmRcfbgT570Uc5hNISEHzwLPbODDMvMFPJvMBCQFibKjBo5e2p2zINmA50xAiOPA==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

**Ing. Rafael Guerrero Altamirano**

**Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión**

**AUTORIZÓ**

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QirA9XFpCvQdRsxwMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNilQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNpdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzWf3Qp29jwswqWajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqDq8Y9wY55LJerioXvszJW8WypH4LNJOJkPpCut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQH0zouluv6r5GfubimogKpwN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

**AUTORIZÓ**

**Firma de Rafael Guerrero Altamirano**

**Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.**

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfJq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 14/12/2022 10:26:14 a. m.

Sello Digital:

QjrA9XFPcvQdRswMv09iEKH9iuK5R4FND9aCICCSV/OuGPLNQOtkBBNmNiIQzm38qmYLDX9iFnGZ0Sew/uz9Rw0nrAcpZ+OKVca0grhURLNPdVDAUKLbEIG97a/L2EwAwjcyLHnyJQxANZwJzwf3Qp29jwsqwajp5G6sMfdRLej/zhPJnZHg+Pui81md6PyWr8eqfJq8Y9wiY55LJeroiXvszJW8WypH4LNJOKpPcut9ZZcZfCjOh15X9p44LMgCoSc3HNSToNeUrU8lqMPCmEM6VWkdjaFFUjN0JyivgQHo2ouluv6r5GfubimogKpwNN2Nc71rbPYHZ1BvUahog==