



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

2022



Dictamen Técnico del Programa de Evaluación del Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, asociado al Descubrimiento del Pozo ÉBANO-3000EXP

Operador: DS SERVICIOS PETROLEROS, S.A. DE C.V.

Noviembre de 2022

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

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	DATOS GENERALES	5
II.1	DATOS DEL OPERADOR	5
II.2	DATOS DEL CONTRATO	5
II.3	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL QUE COMPRENDE EL DESCUBRIMIENTO	5
II.4	DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN	7
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN	10
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	11
V.	PROGRAMA DE EVALUACIÓN	13
V.1	OBJETIVO DEL PROGRAMA	13
V.2	ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN	13
V.2.A	ESTUDIOS DE EVALUACIÓN	15
V.2.B	PERFORACIÓN DE POZOS DELIMITADORES	17
V.3.	PROGRAMA DE TOMA DE INFORMACIÓN	23
V.4.	PRUEBA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN	24
V.4.3.	INTERPRETACIÓN DE LA PPP	28
V.5.	ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD	32
V.6.	MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	34
V.6.2	COMERCIALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	39
V.6.3	OBLIGACIONES DEL OPERADOR	40
V.7.	APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL ASOCIADO	42
V.8.	METAS FÍSICAS	43
VI.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	44
VII.	PROGRAMAS ASOCIADOS	47
VII.1	PROGRAMA DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA	48
VII.2	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	48
VIII.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN	49
IX.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO	49
X.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	53

I. INTRODUCCIÓN

El presente Dictamen Técnico se refiere a la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación (en adelante, Programa o Programa de Evaluación) asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018 (en adelante, Contrato) presentada por DS SERVICIOS PETROLEROS, S.A. de C.V., (en adelante, Operador) para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) con fundamento artículo 45, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019 y modificados el 31 de marzo y 20 de agosto, ambas de 2021.

Mediante Resoluciones CNH.E.64.005/19 y CNH.E.45.002/2020 de 23 de octubre de 2019 y 10 de septiembre de 2020 respectivamente, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó el Plan de Exploración así como la modificación al Plan de Exploración (en adelante, Plan) respectivamente, relativo al Contrato.

Como parte de las actividades del Plan, el 21 de septiembre de 2021 mediante escrito DSSP-M4EBANO-586-09-21, el Operador presentó el aviso de inicio de actividades de Perforación del Pozo ÉBANO-3000EXP, de conformidad con el artículo 14 de los Lineamientos de Perforación de Pozos (en adelante, Lineamientos de Pozos), publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 14 de octubre de 2016 y modificados mediante Acuerdo publicado en el DOF el 28 de noviembre de 2017.

Asimismo, mediante escrito DSSP-M4EBANO-049-01-22 recibido el 27 de enero de 2022, el Operador presentó la notificación de Descubrimiento del Pozo ÉBANO-3000EXP (en adelante, Descubrimiento) de la cual, la Comisión tomo conocimiento mediante oficio 240.0480/2022 de fecha 8 de marzo de 2022 de conformidad con lo establecido en la Cláusula 4.9 del Contrato y artículo 42 de los Lineamientos.

Por lo anterior, de conformidad con la Cláusula 5.1 del Contrato, el Operador contará con un plazo de 90 días naturales contados a partir de la presentación de la notificación de Descubrimiento para presentar el Programa de Evaluación.

En tal sentido, en cumplimiento de las Cláusulas 5.1 y 5.2 del Contrato, así como al artículo 45 de los Lineamientos, mediante el escrito DSSP-M4EBANO-336-04-22 recibido en esta Comisión el día 26 de abril del 2022, el Operador solicitó la aprobación del Programa de Evaluación del Descubrimiento, misma que fue desechada mediante oficio 240.1146/2022



de fecha 29 de junio de 2022 y mediante el cual se indicó al Operador que se deja salvo su derecho de presentar una nueva solicitud.

Posteriormente, el Operador presentó mediante escrito DSSP-M4EBANO-725-08-22, del 11 de agosto de 2022 una nueva solicitud de aprobación del Programa de Evaluación a esta Comisión.

Para llevar a cabo el análisis técnico del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en el Programa, participaron las Direcciones Generales de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE) de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPEE), de Medición y Comercialización de la Producción (en adelante, DGMCP) y de la Dirección General de Seguimiento a Contratos (en adelante, DGSC), las cuales consideraron el cumplimiento de los artículos 45, 46, 47, 48 y 49 y el Anexo I, apartado II de los Lineamientos.

En este sentido, el presente Dictamen Técnico constituye el resultado del análisis realizado, el cual incluye la revisión y valoración de las actividades incluidas en el Programa de Evaluación, su congruencia con las características geológicas y la información asociada al Descubrimiento.

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

- “I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
(...)
- III. La reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de Hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
(...)
- VI. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos en beneficio del país;
(...)
- VII. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.”

II. DATOS GENERALES

II.1 Datos del Contratista

El Operador es el consorcio formado por Pemex Exploración y Producción, D&S Petroleum, S.A. de C.V. y DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V.

Cabe señalar que de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato se designó como Operador a la empresa DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., promovente del Programa de Evaluación

II.2 Datos del Contrato

El Contrato se firmó el 3 de agosto de 2018 (en adelante, Fecha Efectiva) entre la Comisión y el Operador, bajo la modalidad Producción Compartida del Área Contractual CNH-M4-ÉBANO/2018.

La vigencia del Contrato es de 30 años a partir de la Fecha Efectiva, sin perjuicio de las prórrogas que puedan ser solicitadas en términos de la Cláusula 3.2 del Contrato y de las disposiciones que por su naturaleza deberán ser cumplidas posterior a la terminación de éste.

Con base en la Cláusula 1.1 del Contrato el Periodo de Evaluación podrá tener una duración de hasta 24 meses contados a partir de la aprobación del Programa de Evaluación, y en cumplimiento a la Cláusula 5.2 el Programa de Evaluación deberá cubrir la extensión completa de la estructura en la que se realizó el Descubrimiento y elaborarse conforme a la Normativa Aplicable, con un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado un Descubrimiento Comercial.

II.3 Datos del Área Contractual que comprende el Descubrimiento

El Área Contractual se encuentra en el Noreste de México, 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 (Figura 1). Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 1.

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"

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
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"

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

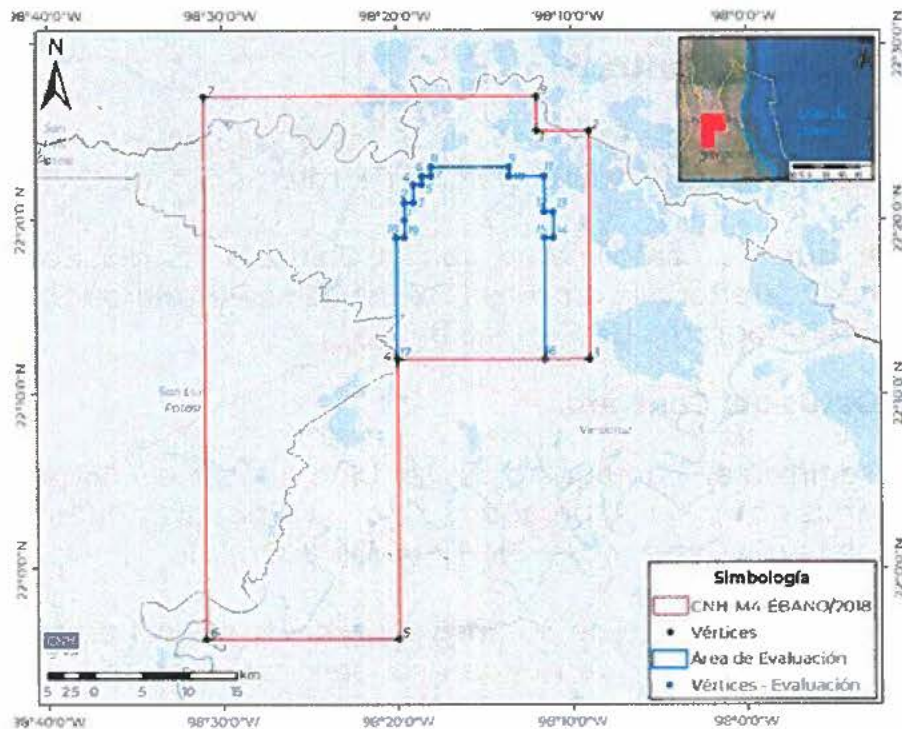


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual.
(Fuente: Información de la Comisión)

Las actividades amparadas en el Contrato están consideradas sin restricciones de profundidad, por lo tanto, pueden realizarse en toda la columna geológica dentro del Área Contractual, a excepción de aquellas en los *Plays* de recursos no convencionales (gas y aceite de lutitas), Asimismo las actividades relacionadas con el Programa de Evaluación están restringidas al polígono definido por los vértices enlistados en la Tabla 2 con objetivo en la formación [REDACTED] identificada en el Pozo ÉBANO-3000EXP

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

11	98° 11' 30"	22° 22' 30"
12	98° 11' 30"	22° 20' 30"
13	98° 11' 00"	22° 20' 30"
14	98° 11' 00"	22° 19' 00"
15	98° 11' 30"	22° 19' 00"
16	98° 11' 30"	22° 12' 00"
17	98° 20' 00"	22° 12' 00"
18	98° 20' 00"	22° 19' 00"
19	98° 19' 30"	22° 19' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices que delimitan el Área de Evaluación asociada al Descubrimiento del pozo ÉBANO-3000EXP
(Fuente: Comisión, con información del Operador)

II.4 Datos del Área de Evaluación

Dentro del Área Contractual se contempla un área de evaluación de aproximadamente 283.5 km², en la cual se comprende la totalidad de la estructura geológica asociada al Descubrimiento, La Tabla 3 muestra las características generales de la misma.



Tabla 3. Datos del Área de Evaluación asociada al Descubrimiento.

A partir de la aprobación del Plan de Exploración, el Operador realizó una serie de actividades exploratorias que iniciaron con la Adquisición de 145 Km² de datos sísmicos 3D de alta densidad y cobertura azimutal en la parte oriente del Área Contractual

Posteriormente programó el Procesamiento PSTM de los datos sísmicos 3D adquiridos, y así poder continuar con estudios de acondicionamiento sísmico pre-apilado, interpretación estructural, inversión sísmica y análisis de anisotropía azimutal, para documentar la mejor localización del Pozo Exploratorio Pozo ÉBANO-3000EXP.

La perforación inició el 1 de octubre de 2021 y concluyó el 10 de octubre de 2021, del programa de adquisición llevado a cabo en el Pozo ÉBANO-3000EXP el Operador determinó realizar una prueba de producción en la cual fue instalado el aparejo de producción asistido mediante bomba de cavidad progresiva (BCP), probando el intervalo [REDACTED]

Handwritten signature and a checkmark.

[REDACTED] en agujero descubierto. Se tomaron en total 89 puntos de medición, de los cuales, los parámetros dinámicos promedios registrados se muestran en Tabla 5:



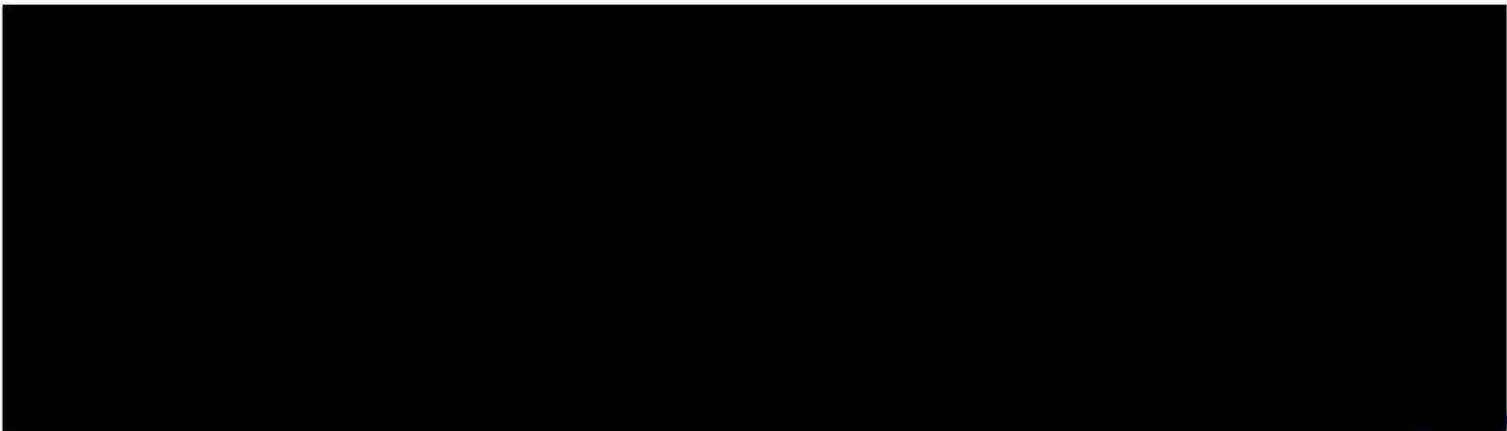
Tabla 4. Resumen de resultados de la prueba del Pozo ÉBANO-3000EXP. (Fuente: Comisión con información del Operador).

Mediante escrito DSSP-M4EBANO-049-01-22, el 27 de enero de 2022, el Operador notificó a la Comisión el Descubrimiento [REDACTED] [REDACTED] asociado al Pozo ÉBANO-3000EXP, del cual la Comisión tomó conocimiento mediante oficio 240.0480/2022 de fecha 8 de marzo de 2022.

Finalmente, con el conjunto de información obtenida del Pozo ÉBANO-3000EXP, el Operador realizó el estudio de Caracterización inicial (modelo estático) [REDACTED] con lo cual estimó [REDACTED] [REDACTED]

El Operador ha definido la estructura geológica que contiene al Descubrimiento del Pozo ÉBANO-3000-EXp como [REDACTED] [REDACTED], [REDACTED] [REDACTED]

La Figura 2 muestra una sección sísmica compuesta entre una línea sísmica MARLAD_512CFCCG y una línea sísmica del volumen de sísmica



TWT

Handwritten blue mark resembling a star or asterisk.

ÉBANO3D recientemente adquirido, la línea sísmica está orientada oeste-este, está en el dominio del tiempo y sobre la misma se encuentra el Pozo ÉBANO-3000EXP y el Pozo Tamesí-1.

Figura 2. Sección sísmica regional sobre rumbo este-oeste, se destaca la ubicación de los pozos Tamesí-1 y ÉBANO-3000EXP con respecto a los altos de basamento y el flanco de las dos estructuras a nivel Cretácico. (Fuente: información del Operador).

Se puede observar que el Pozo ÉBANO-3000EXP está ubicado sobre el [REDACTED] y cercano a zonas que el Operador ha interpretado como [REDACTED]

En la Figura 3, se muestra una sección sísmica en amplitud y el atributo de curvatura en el rumbo del Pozo ÉBANO-3000EXP, en donde se aprecia el aporte de hidrocarburos durante la perforación.

Derivado de las actividades asociadas al Descubrimiento, el Operador ha propuesto dentro del Área de evaluación cuatro alternativas de Pozos Delimitadores, las cuales se ubican en [REDACTED] de la estructura geológica que contiene al Descubrimiento.

De acuerdo con la estrategia definida en el Programa, el Operador, cuenta con cuatro alternativas de Pozos Delimitadores, dos de ellas ubicadas en el [REDACTED] y dos más [REDACTED] del área de evaluación, de estas alternativas elegiría una en [REDACTED] a la cual se le asignará el nombre ÉBANO-3001DEL y el pozo [REDACTED] será nombrado ÉBANO-3002DEL.

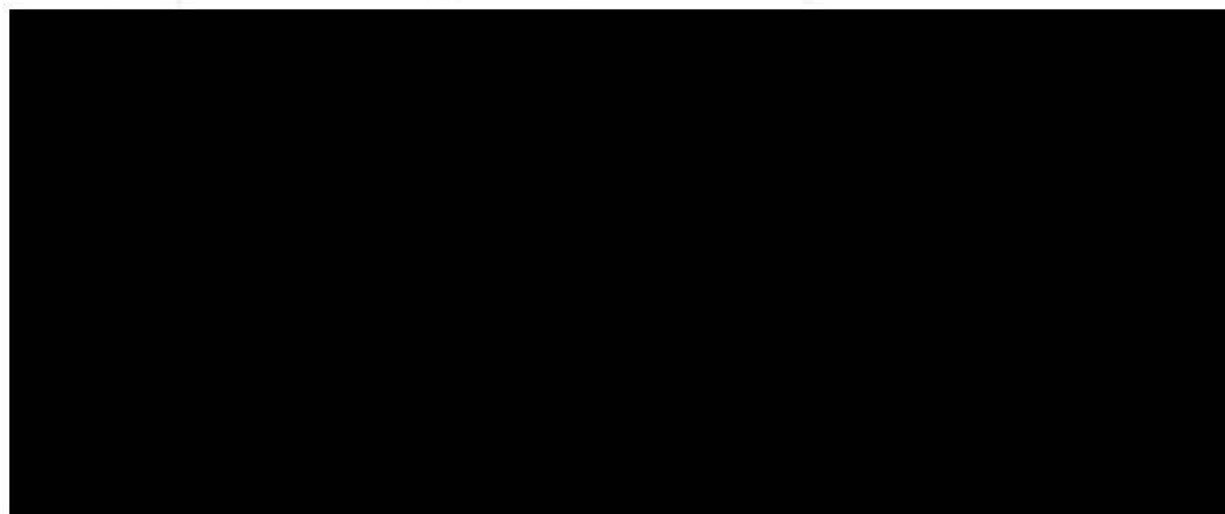


Figura 3. Sección sísmica sobre el rumbo de la trayectoria del Pozo Exploratorio EBANO-3000EXP. (Fuente: información del Operador).

Handwritten signature or mark.

En la Figura 4, se muestra la configuración estructural del yacimiento [REDACTED] se observa que las localizaciones delimitadoras están ubicadas de tal manera que puedan aportar información para la delimitación areal y vertical del yacimiento descubiertos por el Pozo ÉBANO-3000EXP.

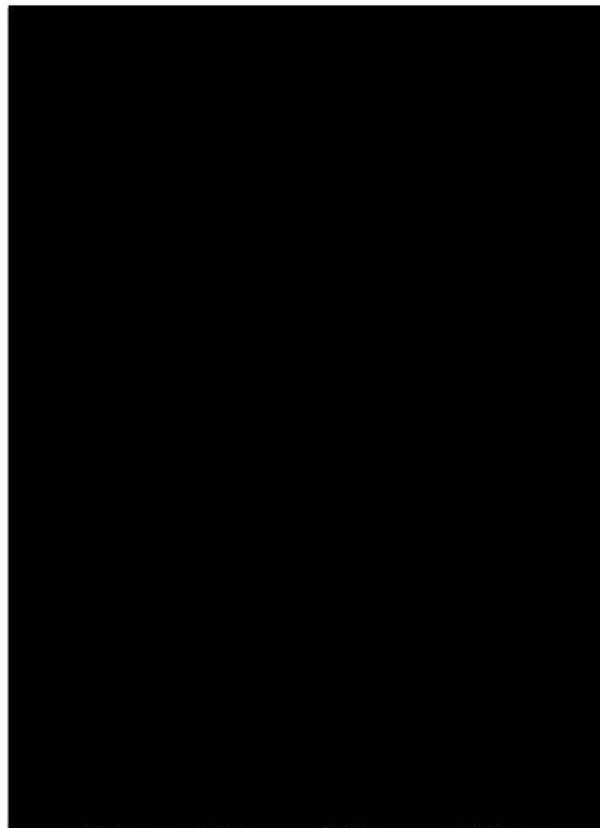


Figura 4. Configuración estructural en profundidad de la formación [REDACTED] Fuente: información del Operador).

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

El proceso de la revisión, evaluación técnica, económica y dictaminación y resolución de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación presentada por el Operador involucró la participación de la DGDE, la DGMCP y la DGPEE de esta Comisión.

Además, en términos del artículo 8 de los Lineamientos, la Comisión le solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), su opinión respecto del porcentaje de Contenido Nacional y se remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA) el Programa de Evaluación, para que

lleve a cabo sus facultades y atribuciones en relación con el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 5 muestra la relación cronológica del proceso de revisión, evaluación, dictaminación y resolución respecto de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación presentado por el Operador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.063/2022 de la DGDE de esta Comisión.



Figura 5. Relación cronológica para la revisión, evaluación, dictamen y resolución del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión)

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO

Para llevar a cabo la dictaminación del Programa de Evaluación del Descubrimiento, la Comisión consideró para el presente análisis los principios y criterios técnicos establecidos en los artículos 19, 40, fracción III, 48, 49 y el Anexo I apartado II de los Lineamientos.

Se verificó que las actividades propuestas por el Operador en el Programa de Evaluación fueran congruentes y se alinearan con lo señalado en el artículo 39, fracciones I, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), respecto a la observancia de las siguientes bases:

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

- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y
- Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos del artículo 40, fracción III y 48 de los Lineamientos, en relación con los requisitos documentales y establecidos en el Anexo I, apartado II, de los Lineamientos, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en el Programa de Evaluación, consideró también las características geológicas del Área Contractual.

Con relación a las Cláusulas 1.1, 5.1 y 5.2 del Contrato se advierte que el Programa de Evaluación presentado considera lo siguiente:

- El Programa de Evaluación fue presentado conforme al plazo establecido en la Cláusula 5.1 del Contrato;
- Considera una duración de hasta 24 meses a partir de su aprobación, en este sentido el Programa propuesto calendariza actividades a partir de noviembre de 2022 y hasta octubre de 2024, por lo tanto, el tiempo estimado para realizar las actividades se acota a los veinticuatro meses establecidos en la Cláusula 5.2 del Contrato.
- Se encuentra elaborado de conformidad con la normatividad aplicable;
- Busca delimitar la extensión completa de la estructura geológica en la que se realizó el Descubrimiento (Área de Evaluación); y
- Tiene un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado un Descubrimiento Comercial.

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

- El Operador presentó el formato PE y su instructivo,
- El pago del aprovechamiento respectivo; y
- Presentó el documento que integra los apartados del Programa de Evaluación con el nivel de detalle establecido en el Anexo I de los Lineamientos, dentro del plazo establecido en la Cláusula 5.1 del Contrato.



V. PROGRAMA DE EVALUACIÓN

V.1 Objetivo del Programa

El Programa de Evaluación tiene como finalidad generar la información técnica suficiente para determinar la comercialidad del Área de Evaluación asociada al Descubrimiento del Pozo ÉBANO-3000EXP, a través de la perforación de dos Pozos delimitadores ÉBANO-3001DEL y ÉBANO 3002DEL, dos pruebas de Presión-Producción Convencional (en adelante, PPP) y diversos estudios exploratorios.

Para ello, el Operador propone una estrategia de ejecución de actividades en un Escenario Único.

V.2 Actividades de Evaluación

El Operador ha definido un Escenario Único, en el cual estarían acotadas las actividades mencionadas en el objetivo del Programa.

De acuerdo con la estrategia definida en el Programa, el Operador, cuenta con cuatro alternativas de Pozos Delimitadores, dos de ellas ubicadas en el norte y dos más al sur del área de evaluación, de estas alternativas elegiría una en el norte a la cual se le asignará el nombre ÉBANO-3001DEL y el pozo del sur será nombrado ÉBANO-3002DEL.

Lo anterior sucederá cuando el Operador haya finalizados su estudios Caracterización de Anisotropía y Variables Mecánicas de la Roca empleando el dato sísmico ÉBANO-3DHD y Definición y Declinación y Mecanismo de Producción ÉBANO-3000EXP y cuente con los elementos suficientes para elegir la mejor ubicación de los Pozos Delimitadores.

A continuación se presentan las sub-actividades que forman parte del Escenario Único del Programa de Evaluación, y se precisa que el detalle de las mismas se encuentra en la Opinión técnica del Primer Programa de Trabajo y Primer presupuesto:

- General
 - Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto:
 - Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto de Evaluación.
 - Programa de Evaluación Ébano-3000EXP
 - Programa de Capacitación para cumplimiento Contractual.

- Programa de Transferencia Tecnológica para cumplimiento Contractual.
- Geofísica
 - Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos:
 - Estudio de Caracterización de Anisotropía y Variables Mecánicas de la Roca con EBANO3D
- Geología
 - Estudios petrofísicos:
 - Caracterización Petrofísica con pozos perforados
- Ingeniería de yacimientos
 - Cálculo de Reservas y estimaciones de producción Modelo dinámico de Yacimiento:
 - Estudio de Caracterización Dinámica y Estimación de Reservas.
 - Estudio de Caracterización Inicial de Yacimientos (Modelo Estático).
 - Estudio Dinámico de Estimación de Declinación y Mecanismo de Producción Ébano-3000EXP.
- Perforación de Pozos
 - Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización:
 - Construcción de camino y localización
 - Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos:
 - Movimiento de Equipo
 - Servicios de soporte:
 - Servicios de soporte:
 - Estudios - Análisis VCD
 - Servicios de perforación de Pozos:
 - Servicios de perforación de Pozos
 - Suministros y Materiales
 - Terminación de Pozos
- Pruebas de Producción
 - Equipamiento de Pozos:
 - Sistema artificial de producción
 - Servicio de equipos y personal técnico
 - Contingencia sistema artificial de producción (SAP)
 - Realización de pruebas de producción:
 - Pruebas de producción
- Salud, Seguridad y Medio Ambiente
 - Estudios de impacto ambiental:
 - Permisos Ambientales

A continuación, se presenta el cronograma que incluye las actividades y estudios a realizar, de acuerdo con la información presentada por el Operador (Figura 6).

Programa de Evaluación ÉBANO (KTS)																											
Actividad/Estudio	2022			2023							2024																
	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Estudio de Caracterización de Anisotropía y Variables Mecánicas de la Roca con ÉBANO3D y Pozo ÉBANO-3000EXP	■	■																									
Estudio de Definición de Declinación y Mecanismo de Producción ÉBANO-3000EXP			■	■	■																						
Determinación Alternativa Definitiva de dos (2) Pozos Delimitadores					■																						
Análisis VCD de los Pozos Delimitadores					■	■	■																				
Actividades de documentación y entrega de permisos ¹					■	■	■			■	■														■		
Topográficos, Gestión de Propietarios, Contrato de Ocupación superficial									■	■	■																
Perforación: ÉBANO-3001DEL y ÉBANO-3002DEL ²												■	■														
Prueba de Producción Pozo Delimitador ÉBANO-3001DEL															■	■	■	■	■								
Prueba de Producción Pozo Delimitador ÉBANO-3002DEL															■	■	■	■	■								
Caracterización Petrofísica															■	■	■	■	■								
Modelo Estático																				■	■	■					
Caracterización Dinámica y Estimación de reservas																									■	■	

¹ Incluye: actualización SASISOPA, actualización MIR, Autorizaciones de pozos en la CNH y documentación del Informe de Evaluación.
² Se realizará la construcción de las localizaciones de los pozos delimitadores previo al inicio de la perforación que ocurrirá en diciembre de 2023.

Figura 6. Cronograma general de actividades propuestas para el Programa de Evaluación.
 (Fuente: Comisión, con información del Operador)

Se advierte que el Periodo de Evaluación iniciaría en noviembre de 2022 con la aprobación del mismo y finalizaría en octubre de 2024, por lo que de acuerdo con el cronograma presentado por el Operador las actividades propuestas se encuentran dentro del plazo considerado en el Periodo de Evaluación.

V.2.a Estudios de Evaluación

Con el fin de reducir la incertidumbre en la selección de los pozos delimitadores y obtener información técnica para determinar la comercialidad del Descubrimiento, el Operador realizará los siguientes estudios y actividades:

- Caracterización de Anisotropía y Variables Mecánicas de la Roca empleando el dato sísmico ÉBANO-3DHD. El objetivo es identificar zonas con comportamiento similar a las descubiertas por el Pozo ÉBANO-3000EXP, se considerará la distribución de los esfuerzos

verticales y horizontales, y así poder definir la mejor ubicación de los pozos delimitadores.

- Definición de Declinación y Mecanismo de Producción ÉBANO-3000EXP. El objetivo es determinar el factor y tipo de declinación presente en el yacimiento [REDACTED] definir la curva (s) tipo (s) y de potencial, estimación de EUR y definir mecanismos y estrategias de producción.
- Análisis VCD para los pozos delimitadores. Mediante la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición), el Operador definirá el diseño de la perforación técnica y económicamente adecuada para los dos pozos delimitadores.
- Topográficos, Gestión de Propietarios, Contrato de Ocupación superficial. El objetivo de estas actividades es obtener los permisos para el levantamiento topográfico, diversas gestiones con los propietarios y la celebración de un Contrato de Ocupación superficial (COS).
- Caracterización Petrofísica. Con los resultados obtenidos de la perforación de los dos pozos delimitadores, se actualizará el modelo petrofísico inicial del yacimiento [REDACTED]
- Modelo Estático. El objetivo es actualizar el modelo estructural tridimensional del yacimiento [REDACTED] con la información obtenida de la perforación de los pozos delimitadores.
- Caracterización Dinámica y Estimación de reservas. El objetivo es contar con un modelo dinámico del yacimiento [REDACTED] a partir de los resultados de las pruebas de presión-producción.
- Actividades de documentación y entrega de permisos. El objetivo de estas actividades es contar con la documentación requerida para la ejecución de las actividades físicas del Programa de Evaluación por cada una de las dependencias reguladoras, entre estas actividades se encuentran:
 - Actualización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección del Medio Ambiente (SASISOPA)
 - Modificación de la Manifestación de Impacto Ambiental del ACE relacionadas con la perforación de los pozos delimitadores.



- o Solicitud de Autorización de Perforación de los pozos delimitadores en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- o Adicionalmente el Operador manifiesta en su cronograma que en el mes de octubre de 2024, realizará lo correspondiente a la documentación del Informe de Evaluación, una vez concluidas las actividades del mismo.

Se hace del conocimiento del Operador que, en el supuesto de no ejecutar las actividades documentadas, deberá tomar las consideraciones necesarias para que en el Informe de Evaluación se sustenten las dimensiones del yacimiento [REDACTED] en toda su extensión y con un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado Descubrimiento Comercial, acorde con lo establecido en el del Contrato.

De acuerdo con lo establecido en el Anexo 5 del Contrato, Operador tiene el compromiso de desarrollar Actividades Petroleras de Exploración para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT), cuyo monto asciende a un total de 4,379 Unidades de Trabajo (en adelante, UT).

Por lo anterior, la Comisión le informó al Operador mediante oficio 260.0627/2022 la acreditación de 4,394.58 UT por actividades relacionadas con la perforación del Pozo ÉBANO-3000EXP y adquisición de información en el Pozo.

El Operador no considero UT relacionadas con las actividades del Programa de Evaluación.

V.2.b Perforación de pozos delimitadores

El Programa de Evaluación, cuenta con cuatro alternativas de pozos delimitadores, ubicados estratégicamente al norte y sur de la estructura geológica que contiene al Descubrimiento, el Operador ha manifestado que, de las cuatro alternativas seleccionará dos para perforar.

Los elementos principales que se analizarán para definir que alternativas se perforaran son:

- La identificación de [REDACTED] asociados a [REDACTED] con [REDACTED]

- Conexión con las unidades [REDACTED] ligadas a las [REDACTED]
- Zonas de tensión propensas a [REDACTED]
- Zonas con buena porosidad y [REDACTED]
- Ubicación en superficie alejada de los sistemas de fracturas – fallas y trayectorias [REDACTED] con el objeto de contactar las zonas objetivo en la sección [REDACTED] del pozo a nivel [REDACTED]
- Pozos [REDACTED] con agujero de producción de [REDACTED] descubierto

En la Figura 7 se muestra la ubicación de las cuatro alternativas y en las Tablas 5, 6, 7 y 8 las características de las mismas.

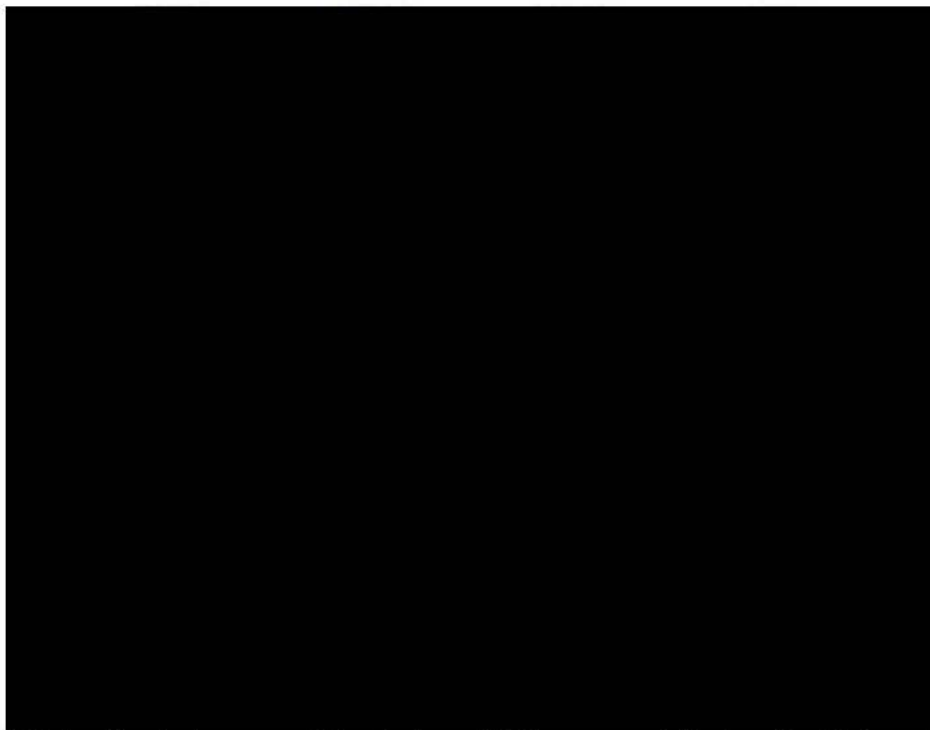
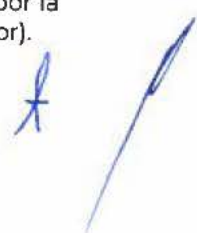


Figura 7. Ubicación de los pozos delimitadores del Programa de Evaluación. Elaborada por la DGDE con información del Operador. (Fuente: Comisión con información del Operador).



Alternativa 1

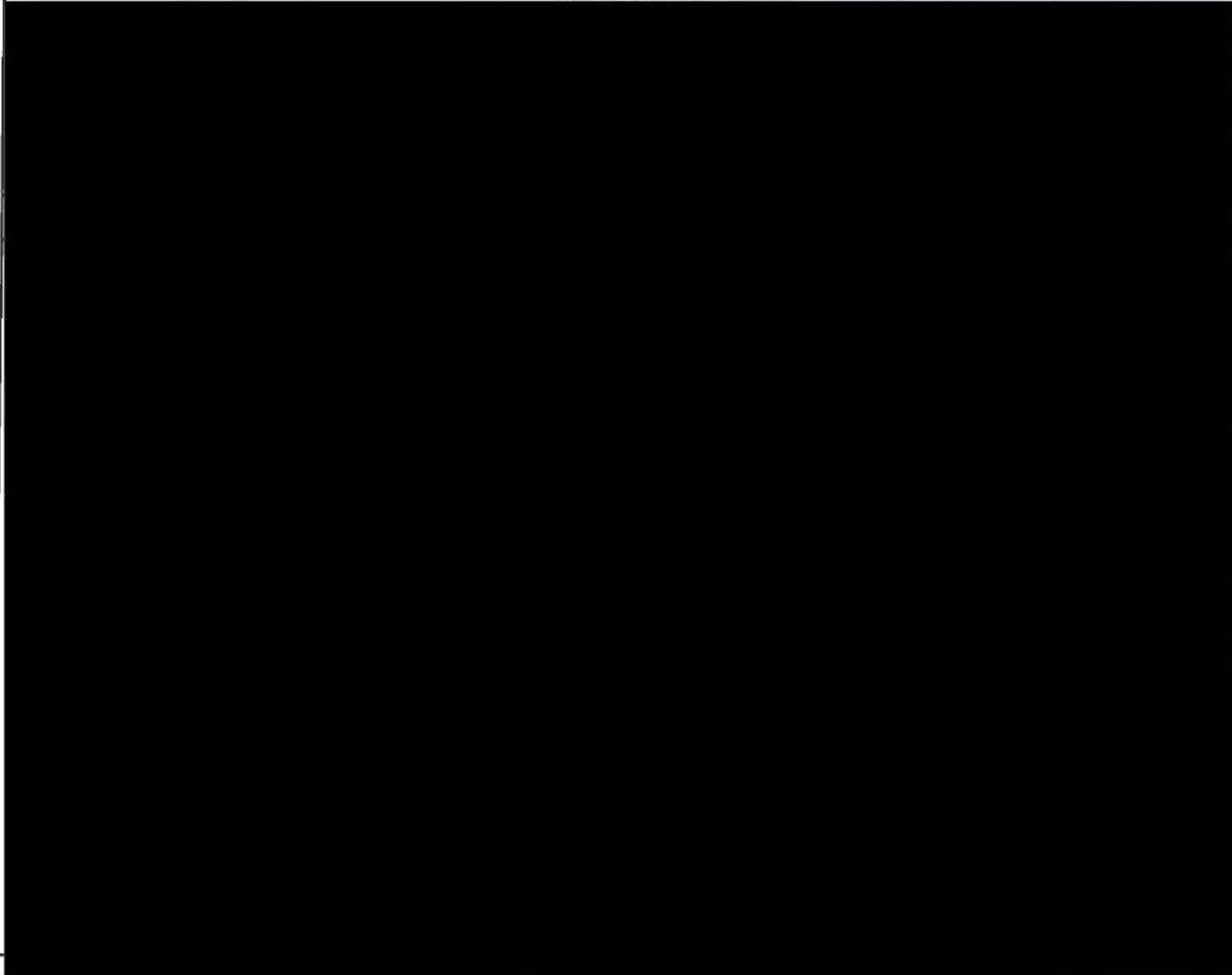
Estado Mecánico

Tabla 5. Alternativa 1 del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Operador).

Alternativa 2

Estado Mecánico

Tabla 6. Alternativa 2 del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Operador).

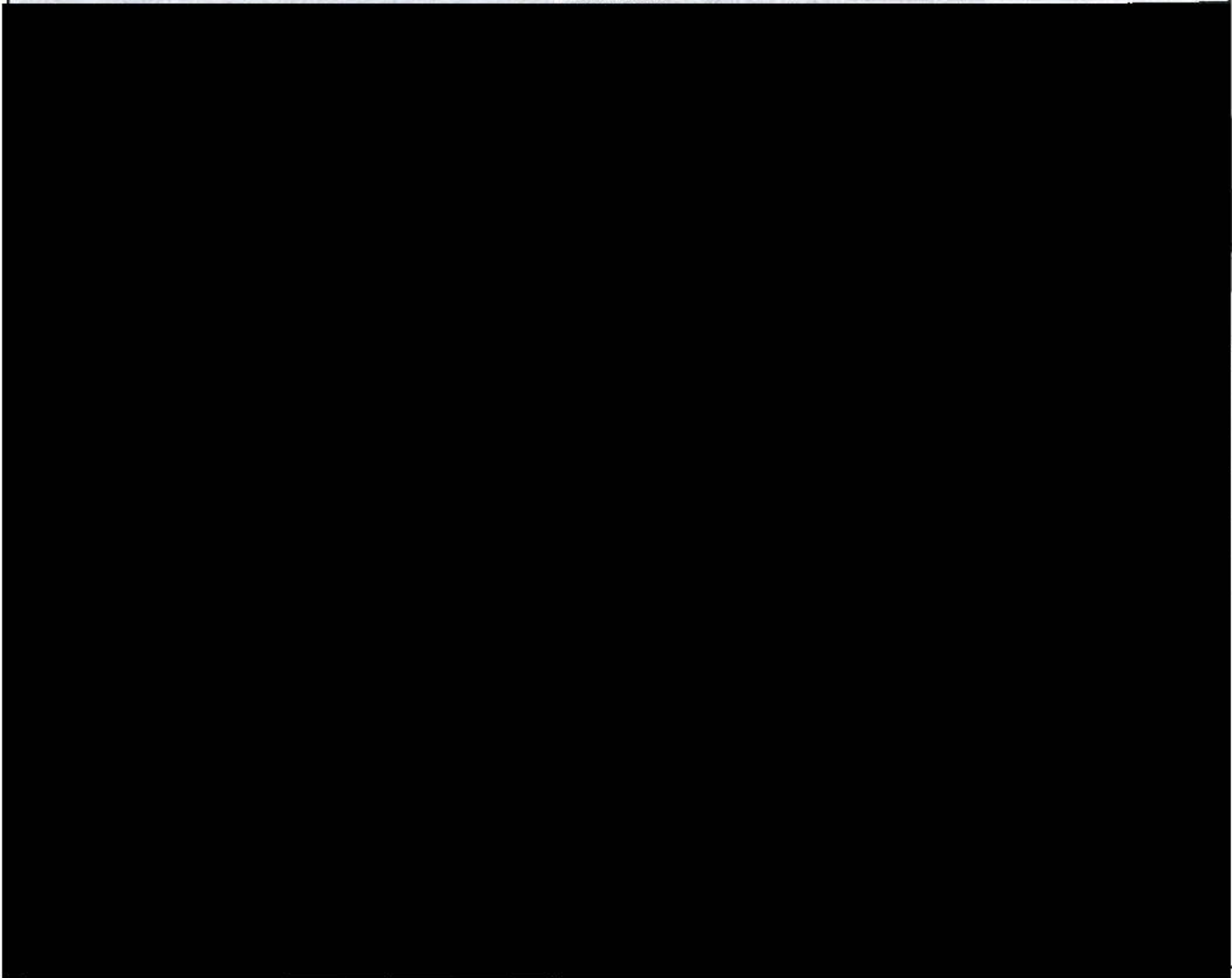


Estado Mecánico



Tabla 7. Alternativa 3 del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Operador).

f



Estado Mecánico

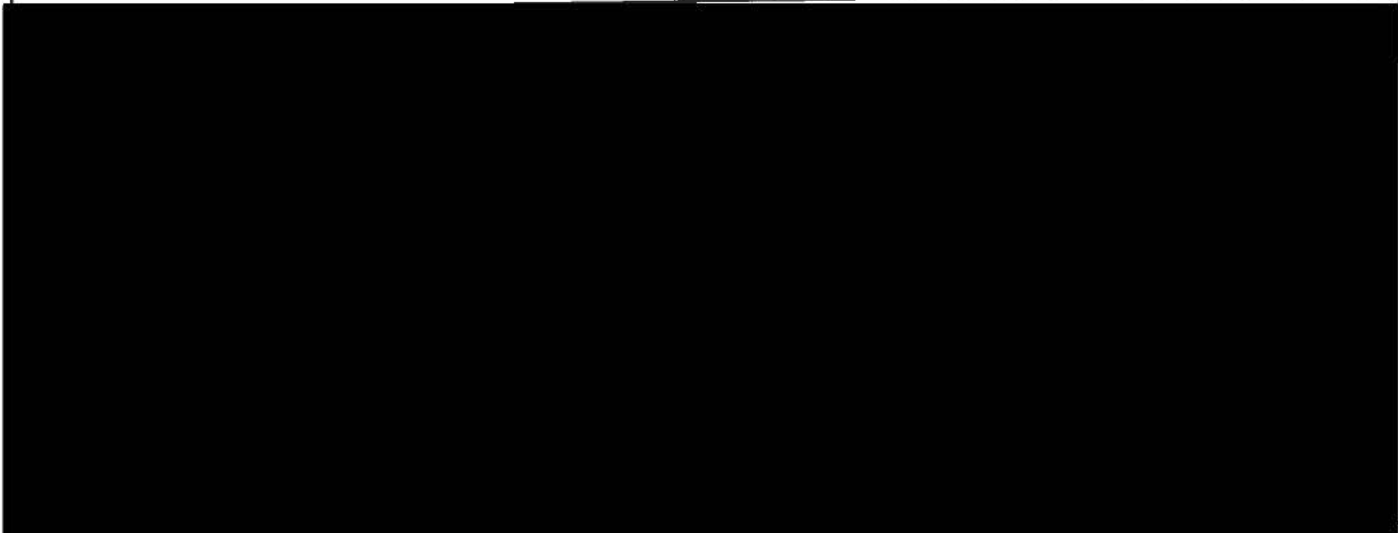


Tabla 8. Alternativa 4 del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Operador).

Como se puede observar en las Tablas anteriores, las cuatro alternativas de pozos delimitadores tienen características similares y de acuerdo con el atributo [REDACTED] se ubican en posibles [REDACTED] [REDACTED] las cuales, se definieron a partir del estudio de caracterización inicial del Descubrimiento. En este sentido, el objetivo de perforar los pozos delimitadores es adquirir información y que a partir de esta se logre determinar los límites verticales y laterales del yacimiento [REDACTED]

La columna geológica estimada de las alternativas de Pozos delimitadores se muestra en la Tabla 9.

Pozo	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
[REDACTED]				

Tabla 9. Columna geológica estimada de los Pozos Delimitadores del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Operador).

V.3. Programa de toma de información

De los dos pozos delimitadores seleccionados y para obtener información técnica del yacimiento [REDACTED] el Operador tiene contemplado el siguiente programa que incluye toma de registros geofísicos de pozo y PPP (Tabla 10).

Adquisición de información	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Etapa 1	Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL)	Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL)	Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL)	Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL)



Adquisición de información	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Etapa 2	Registro de Hidrocarburo en toda la etapa. Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL)	Registro de Hidrocarburo en toda la etapa. Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL).	Registro de Hidrocarburo en toda la etapa. Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL).	Registro de Hidrocarburo en toda la etapa. Registros con cable en agujero entubado: Cementación (CBL-VDL-CCL)
Etapa 3	Registro de hidrocarburo (En toda la etapa). Rayos Gamma de geo-navegación en tiempo real (MWD) Registros Geofísicos con Tubería Flexible: Rayos gamma espectral Inducción Lito-porosidad Neutrón Compensado Sonico Dipolar Registro de imagen resistiva	Registro de hidrocarburo (En toda la etapa). Rayos Gamma de geo-navegación en tiempo real (MWD) Registros Geofísicos con Tubería Flexible: Rayos gamma espectral Inducción Lito-porosidad Neutrón Compensado Sonico Dipolar Registro de imagen resistiva	Registro de hidrocarburo (En toda la etapa). Rayos Gamma de geo-navegación en tiempo real (MWD) Registros Geofísicos con Tubería Flexible: Rayos gamma espectral Inducción Lito-porosidad Neutrón Compensado Sonico Dipolar Registro de imagen resistiva	Registro de hidrocarburo (En toda la etapa). Rayos Gamma de geo-navegación en tiempo real (MWD) Registros Geofísicos con Tubería Flexible: Rayos gamma espectral Inducción Lito-porosidad Neutrón Compensado Sonico Dipolar Registro de imagen resistiva
Prueba de Presión-producción	Una	Una	Una	Una

Tabla 10. Programa de toma de información de los pozos delimitadores del Programa de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Operador).

V.4. Prueba de presión-producción

Durante el Programa de Evaluación el Operador realizará dos PPP, de acuerdo con los objetivos del Programa, las PPP tienen la finalidad de determinar:

- Comportamiento de la presión estática en la etapa temprana de producción.
- Obtener información de los límites del yacimiento (posibles contactos y/o cambios de facies y otros eventos geológicos relevantes como fallas o fracturas que incidan sobre el comportamiento del flujo de fluido en el medio poroso, etc.).
- Identificar el (los) mecanismo (s) de empuje presente (s) en el yacimiento.

- Diseñar y evaluar oportunamente la implantación de procesos de Recuperación Secundaria o Mejorada.
- Reducir la incertidumbre del volumen original y reservas recuperables de hidrocarburos del campo.
- Pronósticos de producción de aceite y gas más realistas.
- Dimensionamiento de instalaciones requeridas o estrategia de manejo de fluidos producidos.

El diseño del pozo tipo donde se realizarán las pruebas se basa en una terminación con agujero descubierto perforado con barrena de [REDACTED] en la sección [REDACTED] dentro de la [REDACTED] en una profundidad promedio de [REDACTED] donde se encuentran las zonas de interés.

Para el diseño de la prueba propuesta, el Operador revisó el diseño original de la prueba del Pozo ÉBANO-3000EXP y realizó distintos análisis matemáticos aplicables al tipo de yacimiento [REDACTED] de ÉBANO, derivado de lo anterior presenta el siguiente diseño de la PPP para caracterizar las propiedades del yacimiento [REDACTED] fue realizado por el Operador de acuerdo con la secuencia de análisis descritos a continuación.

V.4.1. Modelo Numérico

El modelo numérico elaborado para predecir el comportamiento de las PPP considera un tipo de yacimiento [REDACTED] [REDACTED] considera [REDACTED] almacenamiento [REDACTED] modelo de límite infinito, así como la trayectoria [REDACTED] del Pozo. En la Tabla 11 se presentan las premisas de la simulación para el yacimiento [REDACTED]

Características del sistema roca-fluido
[REDACTED]

f



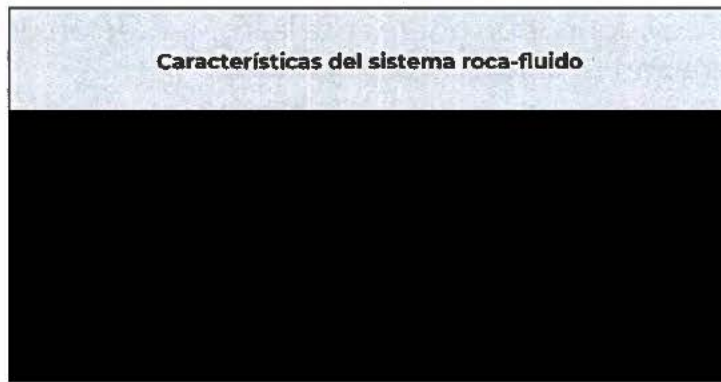


Tabla 11. Premisas de diseño para la prueba del Programa de Evaluación
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Previo al inicio de la PPP e instalar los sensores en el fondo del pozo, considera fluir cada uno de los pozos delimitadores durante 60 días (Pretest), para lo anterior realizará un monitoreo de las condiciones de operación por telemetría y dará seguimiento a los parámetros dinámicos en tiempo real, con el fin de desalojar los fluidos utilizados en actividades de terminación para controlar pozo, disponer fluido representativo del yacimiento, preparar el pozo para la toma de información con sensores de presión y temperatura, creando los Decrementos necesarios para que la perturbación de presión en el yacimiento se disipe en el área de drene y pueda ser luego registrada durante la curva de Incremento logrando con esto conocer y/o validar las propiedades del sistema roca-fluidos

De acuerdo con lo manifestado por el Operador, la etapa de Pretest se presenta en la siguiente Figura 8.

Actividad	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6	Semana 7	Semana 8
Introducción del aparato de Producción								
Instalación de conexiones superficiales de control								
Instalación del SAP								
Instalación de Equipo de Medición Multifásico y alineación de pozo								
Pretest								
Limpieza y recuperación de fluidos de control								
Estabilización								
Monitoreo a tiempo real de parámetros operativos y variables dinámicas a nivel de pozo								
Presiones (PTP, PTR, Psep) Temperatura (Tsep, Tgas, Tsup) Gastos (QL, Qo, Qw, Qg) Indicadores Operativos (Diámetros, velocidad, torque)								
Recuperación e instalación del SAP + Sensores								

Figura 8. Secuencia de actividades previas y posteriores de las PPP del Programas de Evaluación (Evaluar Intervalo). Fuente: Comisión con información del Operador.

Posterior a esta fase de limpieza y estabilización con apoyo del equipo Flush By se bajarán los sensores acoplados al Sistema Artificial de Producción (en adelante , SAP) y se mantendrá el pozo en producción por al menos 200 horas para garantizar el flujo estable, de acuerdo con el diseño, incluye estabilización y dos curvas de gasto variable, con el objetivo de determinar la condición de flujo óptima e identificar los distintos regímenes presentes en el tiempo de estabilización.

Posteriormente, se llevará a cabo un cierre en superficie para realizar una restauración de presión por al menos 400 horas, lapso en el cual se pretende determinar la Pws del yacimiento en evaluación y las propiedades de sistema roca/fluido (capacidad de flujo, factor Skin, modelo de flujo y yacimiento, etc.) Figura 9.

Al término de la etapa de Incremento, se recuperan los sensores a superficie, se baja el SAP y se alinea el pozo a la estación de recolección y bombeo para continuar con la optimización y pruebas de gasto variable en circuito cerrado, tal como se realizó en el pozo ÉBANO-3000EXP.

Tomando en cuenta que los pozos delimitadores serán asistidos con BCP y con base en las lecciones aprendidas de la prueba de producción desarrollada en el pozo ÉBANO-3000EXP, en el diseño propuesto se optimizará a +/- 30 días el tiempo de registro con sensores en fondo.

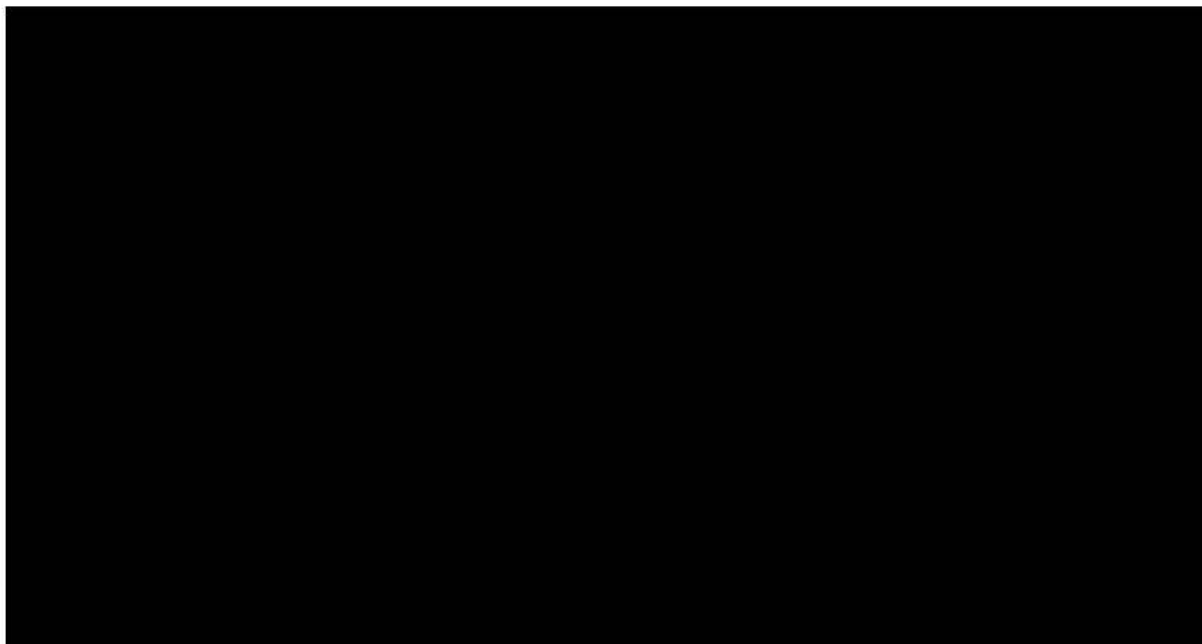


Figura 9. Diseño de la PPP de los Pozos delimitadores
Fuente: información del Operador.

[Handwritten signature]

V.4.2. Interpretación de la PPP

El Operador presenta las gráficas Log-Log (Figura 10 y 11) y Semi-Log para la 1º y 2º curva de Decremento (Figura 12 y 13).

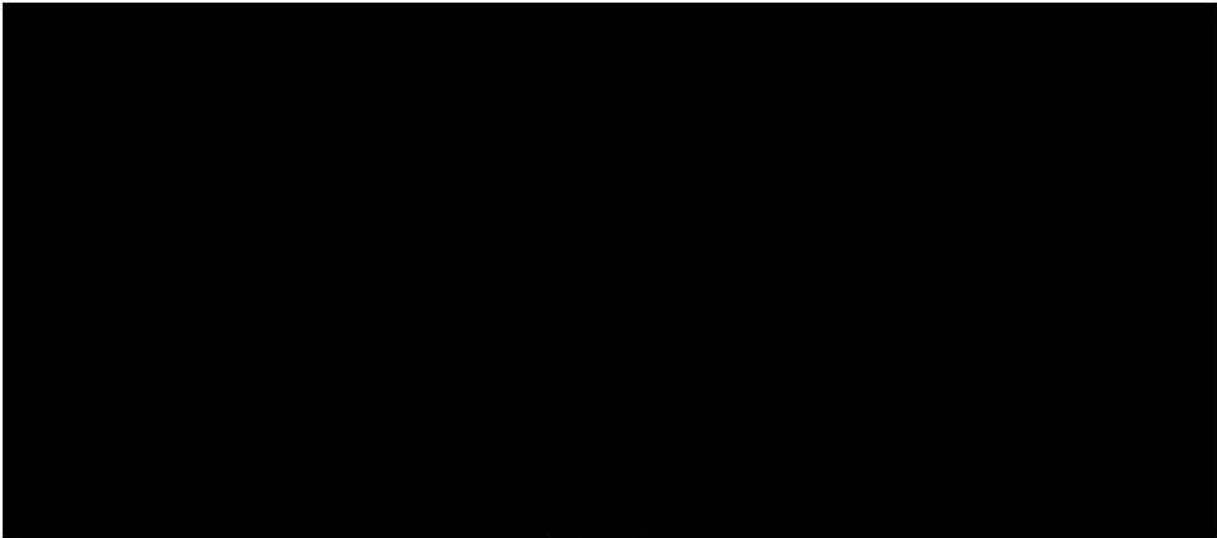


Figura 10. Gráficos Log-Log y Semi-Log para 1º Curva de Decremento. Fuente: información del Operador.

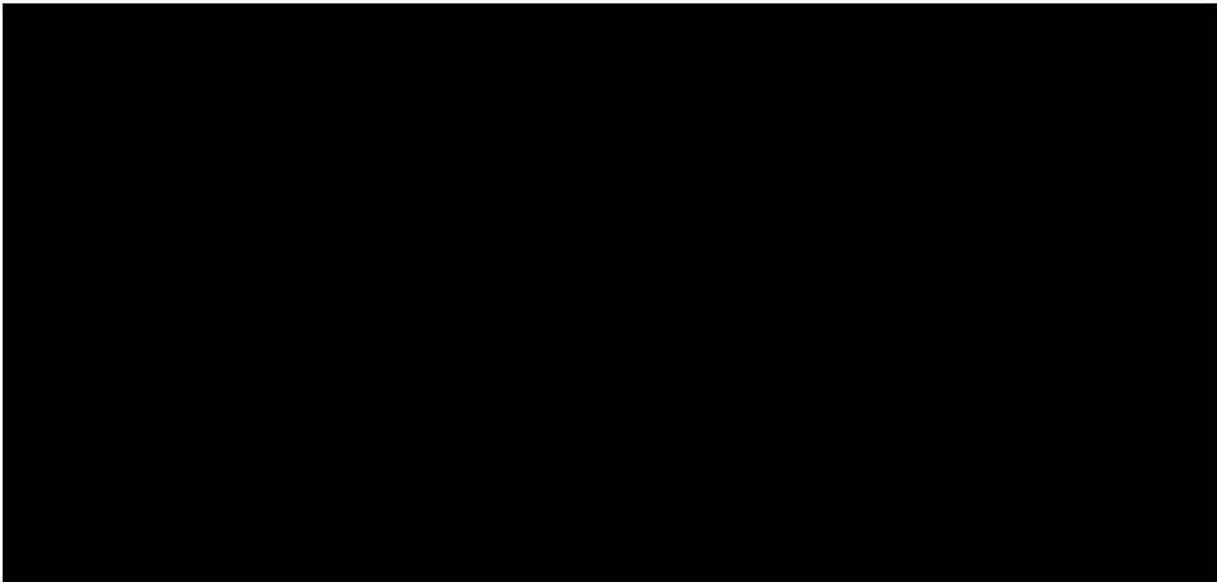


Figura 11. Gráficos Semi-Log para 1º Curva de Decremento. Fuente: información del Operador.

[Handwritten signature]

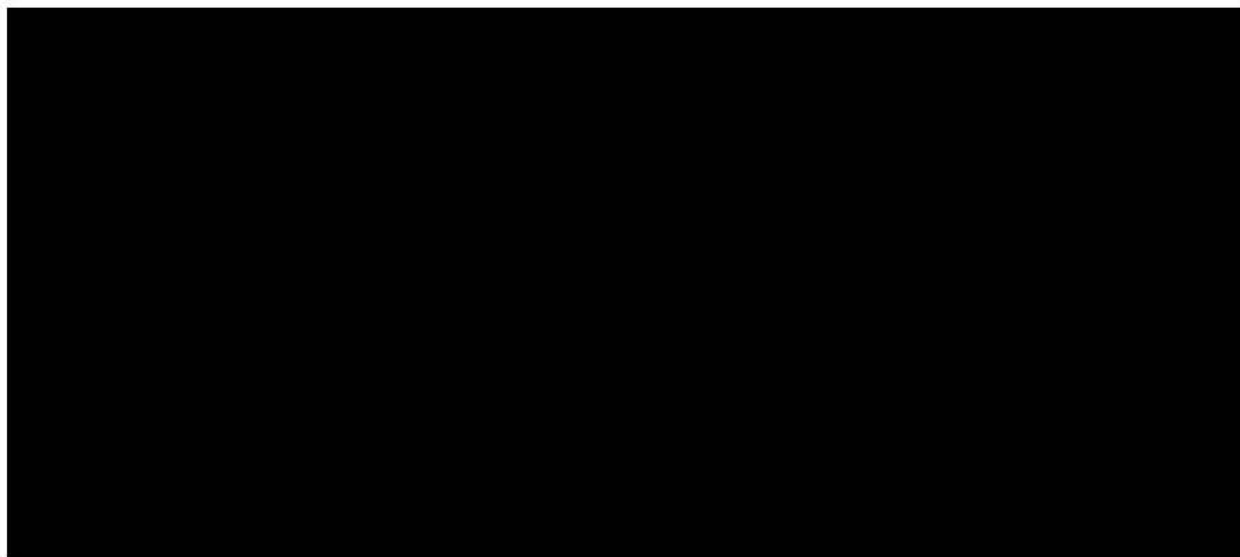


Figura 12. Gráficos Log-Log y Semi-Log para 2º Curva de Decremento. Fuente: información del Operador.

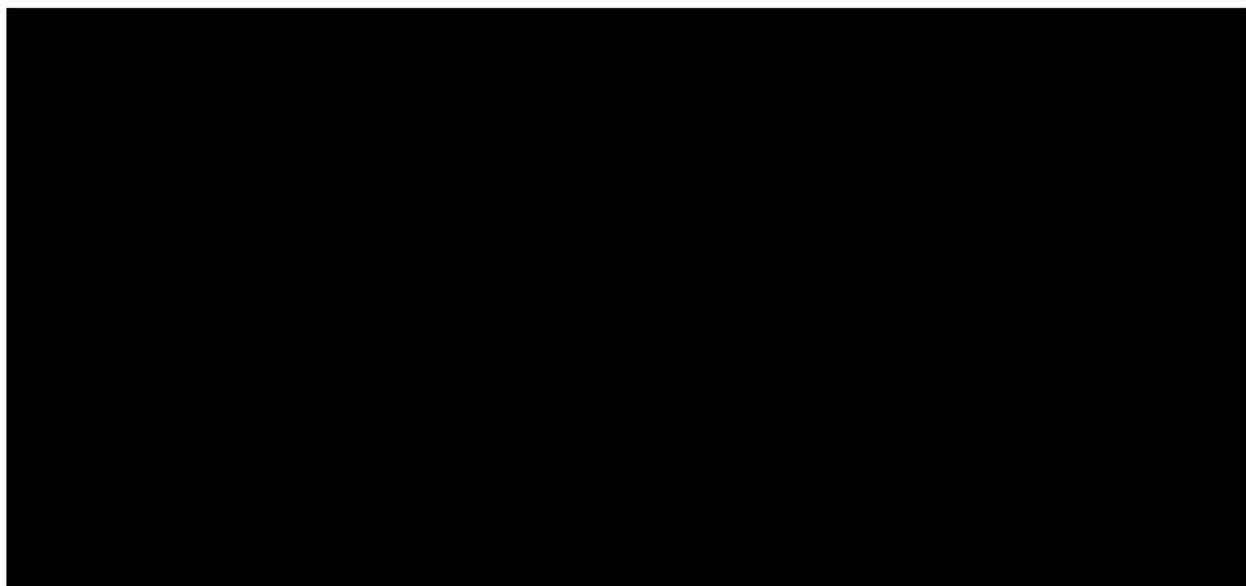


Figura 13. Gráficos Semi-Log para 1º Curva de Decremento. Fuente: información del Operador.

A

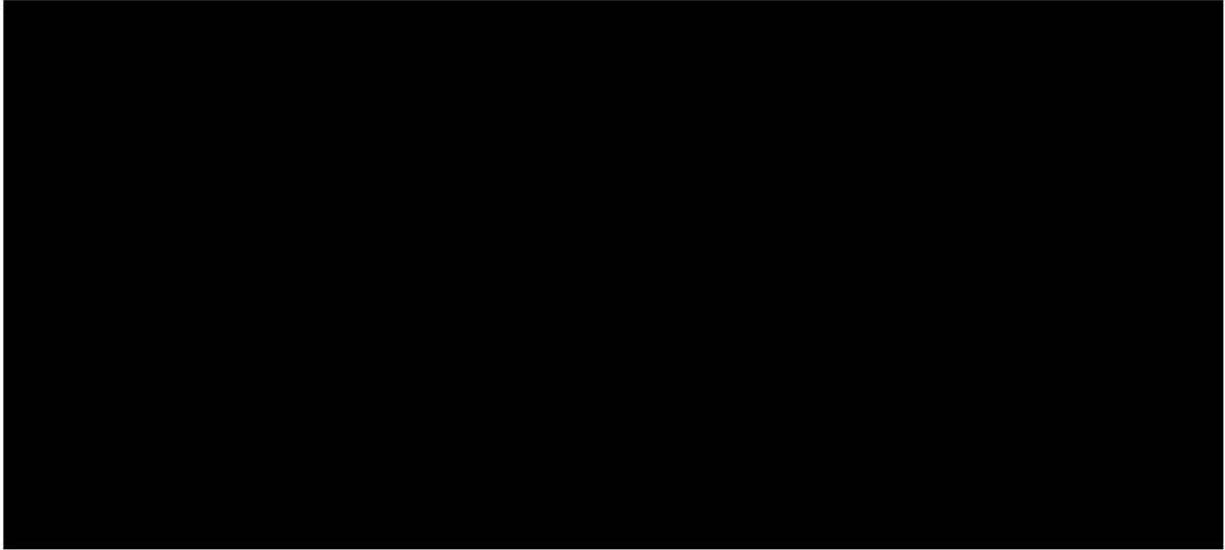


Figura 14. Gráficos Log-Log para la Curva de Incremento. Fuente: información del Operador.

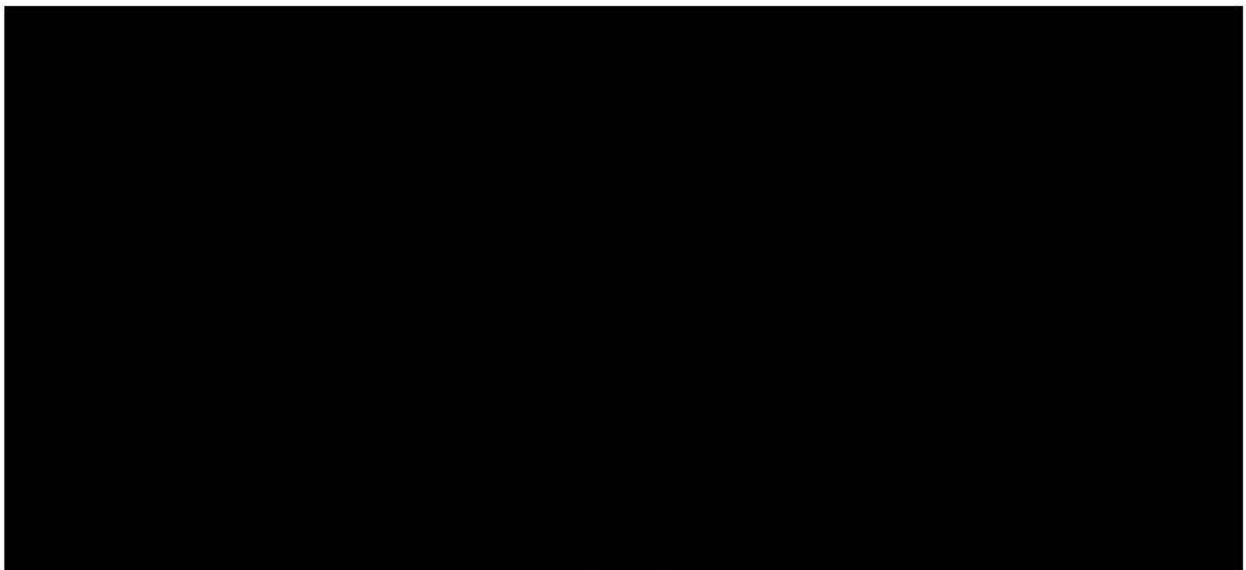


Figura 15. Gráficos Semi-Log para la Curva de Incremento. Fuente: información del Operador.

El Operador manifiesta que su diseño sacrifica tiempo de registro con el pozo operando y le da peso a la curva de Incremento para lograr los objetivos propuestos, con el fin de optimizar costos y garantizar la representatividad y calidad del dato adquirido, lo anterior considera las lecciones aprendidas del Pozo Exploratorio ÉBANO-3000EXP, donde la interpretación final de la prueba se limitó al Incremento, ya que durante los períodos de flujo evaluados existió sobre la Pwf una fuerte dinámica ocasionada por operación de la BCP, aunado a los efectos que la propia

naturaleza del fluido [REDACTED] pudo sumar a las lecturas del sensor bajo estas condiciones.

A partir de los resultados de la prueba de Incremento, en el Pozo ÉBANO-3000EXP, y que es tomada como referencia para el diseño de la prueba para los pozos delimitadores, el Operador espera identificar los siguientes regímenes de flujo, Figura 14:

- Almacenamiento en [REDACTED]
- Patrones de [REDACTED] asociado al tipo de yacimiento [REDACTED]
- Flujo [REDACTED]

En la siguiente Tabla se muestra los tiempos y volúmenes totales estimados de la prueba, incluyendo los 60 días de la etapa de Pretest:

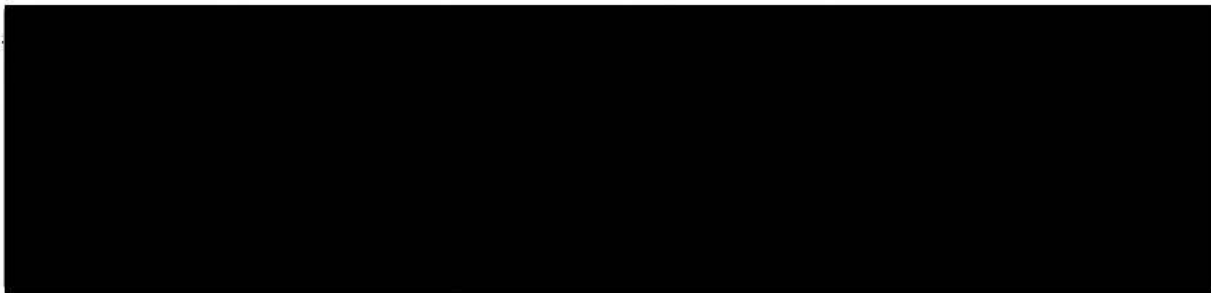
A large black rectangular redaction box covers the content of Table 12, which would contain the estimated times and volumes for the pressure-production test.

Tabla 12. Tiempo y volúmenes de la prueba de presión-producción.

Los datos de la Tabla 12, fueron estimados tomando como analogía los resultados del Pozo ÉBANO-3000EXP.

Posterior a la prueba de incremento, el Operador realizará la recuperación de BCP y de los sensores de fondo e instalará un nuevo sistema SAP, para continuar con la prueba en su etapa de gasto variable durante dos meses, para generar información dinámica para establecer potencial y declinación, parámetros que serán soporte para la estimación del potencial.

La Comisión observa que el diseño y las condiciones iniciales consideradas por el Operador para evaluar el Yacimiento [REDACTED] con las PPP propuestas, son adecuadas y fueron planteadas a partir de los resultados de la prueba de PPP realizadas en el Pozo ÉBANO-3000EXP, así como el avance en el conocimiento de sus modelos.

Adicionalmente, se estima que con el esquema de pruebas planteado en el Programa de Evaluación, el Operador podrá determinar con mayor

A handwritten signature in blue ink is located in the bottom right corner of the page, overlapping the footer area.

certidumbre la presencia de hidrocarburos, la extensión del Yacimiento [REDACTED] y el potencial del mismo.

V.5. Análisis de Productividad

El Operador ha manifestado que durante la evaluación del Pozo ÉBANO-3000EXP, llegó a producir hasta [REDACTED] por lo tanto, a partir de la información disponible del Pozo descubridor, presenta para el diseño de las pruebas un gasto máximo teórico de [REDACTED] en la Figura 16.

A continuación, se presenta la estimación preliminar de productividad.

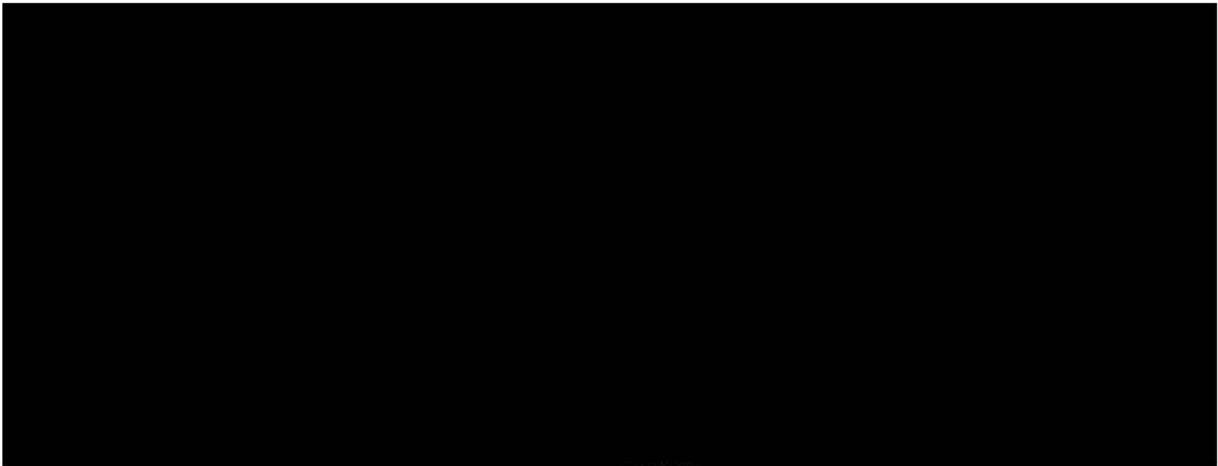


Figura 16. Estimación del Potencial del pozo ÉBANO-3000EXP (IPR FECTKOVICH)

Conclusiones con relación a las pruebas de presión-producción

- Los objetivos que se buscan alcanzar con el diseño propuesto de las PPP respaldarán la caracterización del yacimiento [REDACTED] buscando principalmente conocer el comportamiento dinámico del yacimiento e identificar posibles cambios de facies, así como elementos estructurales entre ellos fallas o fracturas.
- El diseño de las PPP fue realizado considerando los resultados obtenidos en la PPP que se realizó en el Pozo ÉBANO-3000EXP, no obstante, dichos diseños podrían ajustarse dependiendo de los resultados que sean obtenidos durante su ejecución.
- Se observa que las PPP son acordes con las mejores prácticas empleadas en la Industria tanto para garantizar la integridad de los Pozos, como para caracterizar y en su caso delimitar el Descubrimiento, garantizando la eficiencia y optimización de

los parámetros que servirán como insumo para la eventual presentación del Plan de Desarrollo para el campo.

- o De acuerdo con el diseño de la PPP el gasto máximo (teórico) será de [REDACTED] por lo tanto la Comisión le recuerda al Operador que deberá mantenerse dentro del gasto teórico para garantizar una producción limpia.
 - o Los resultados detallados de cada una de las etapas de las pruebas que se realicen deberán de estar plasmados en el Informe de Evaluación que el Operador presentará en su momento ante la Comisión de acuerdo con la normativa.
 - o La Comisión le precisa al Operador que, tan pronto alcance los objetivos exploratorios planteados para sus pruebas, deberá concluirlos cuidando siempre no poner en riesgo las condiciones originales de los yacimientos, el medio ambiente, la seguridad o algún otro aspecto relevante. En este sentido, en caso de resultar exitosos los Pozos Delimitadores, y para mantenerlos fluyendo, será necesario que los incorpore al Programa de Transición del Pozo ÉBANO-300EXP que será aprobado por la Comisión en su momento.
 - o Asimismo, toda vez que a partir de la información presentada por el Operador se advierte que durante la ejecución de las pruebas se estarán produciendo en superficie aproximadamente [REDACTED] dicho volumen de Hidrocarburos deberá ser aprovechado de acuerdo con lo descrito en la Cláusula 5.4 del Contrato.
- Finalmente, y de conformidad con lo establecido en la Cláusula 5.4 del Contrato, que a la letra dice:

"(...)

El Operador deberá hacer uso comercial o aprovechar, de conformidad con la Normatividad Aplicable, los Hidrocarburos obtenidos durante cualquier prueba realizada para determinar las características del yacimiento y los caudales de producción. Lo anterior, sin perjuicio del pago de Contraprestaciones correspondientes a dichos Hidrocarburos de conformidad con lo establecido en el Anexo 3 del Contrato.

El Operador deberá dar cumplimiento a dicha Cláusula para los Hidrocarburos que obtenga durante su prueba.



V.6. Medición de 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 [REDACTED] y un medidor de presión diferencial tipo placa de orificio de 2 pulgadas de diámetro para medir [REDACTED] previo a su destrucción controlada utilizando como referencia normativa el AGA Reporte 3 y el API MPMS 14.3.2.

Mientras que, [REDACTED] 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 Operador prevé realizarla, haciendo uso de autotanques para el transporte de los líquidos para su recolección en la Estación de Recolección [REDACTED] y enviarlos a los Puntos de Medición provisional [REDACTED]

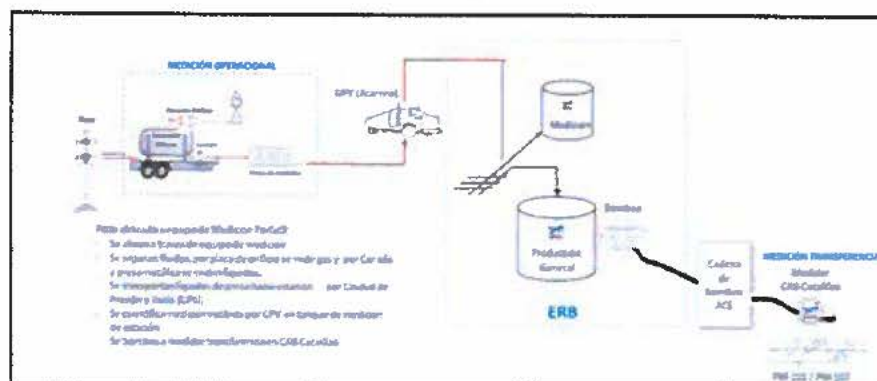


Figura 17. Esquema de Medición Operacional

Para la Etapa 2, el Operador manifestó que la producción de los Pozos delimitadores seleccionados será alineada a una línea de descarga durante la producción 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 [REDACTED] donde los hidrocarburos producidos se mezclarán con la producción del Área Contractual [REDACTED] y finalmente entregados a través del punto de medición propuesto identificado con el TAG [REDACTED] másico tipo Coriolis, para ambas etapas, se utilizarán los mismos Puntos de Medición

provisional propuestos (CAB. [REDACTED] y BS. [REDACTED]).

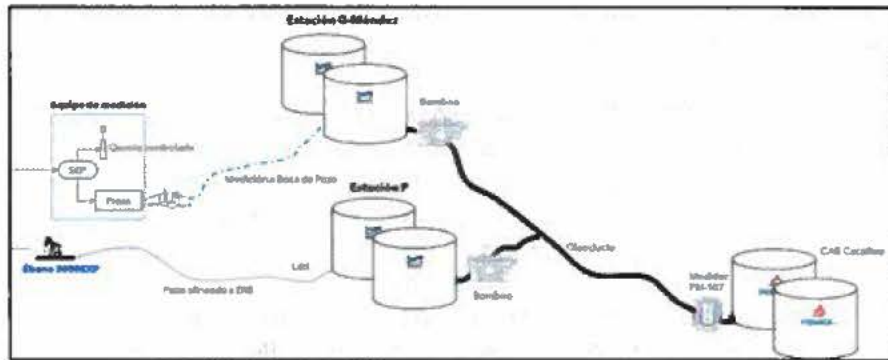


Figura 18. Manejo y medición de Hidrocarburos del Programa de Evaluación, asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018

La producción de los pozos delimitadores será enviada a la Central de Almacenamiento y Bombeo [REDACTED] donde se mide en los trenes de medición identificados con el TAG [REDACTED] instrumentado con un medidor másico tipo Coriolis.

En caso de presentarse limitaciones operativas que restrinjan la entrega de producción en CAB [REDACTED] parte de la producción será transportada en unidades de presión vacío (UPV) desde las Estación de Regulación y Bombeo [REDACTED] y [REDACTED] hasta la Batería de separación [REDACTED] donde el Operador propone el tren de medición identificado con el TAG [REDACTED] instrumentado con un medidor másico tipo Coriolis.

Por lo anterior descrito y respecto de los establecido en el Artículo 42 BIS de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH), el Operador presenta como parte de su Programa de Evaluación, 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 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.

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

V.6.1 Identificación del Punto de Medición provisional propuesto

Punto de Medición provisional de Petróleo.

- Central de Almacenamiento y Bombeo [REDACTED] Sistemas de Medición identificados con el TAG [REDACTED] con medidor másico tipo Coriolis como elemento primario de medición en ambos,
- Batería de Separación [REDACTED] Sistema de Medición identificados con el TAG [REDACTED] 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 13.

A large black rectangular redaction box covers the content of Table 13, which would contain the geographical coordinates of the provisional measurement points for petroleum.

Tabla 13. Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional de Petróleo.

A handwritten signature in blue ink is located in the bottom right corner of the page.

I. 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 Operador deberá presentar, entre otras cosas, la propuesta del Responsable Oficial de Medición, el Operador 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 Ébano como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos.

II. 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 Evaluación asociado a los pozos delimitadores antes mencionados, pertenecientes al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, la propuesta del Punto de Medición provisional de petróleo para la determinación, asignación y calidad proveniente de los pozos Ébano-3001DEL y Ébano-3002DEL.

El manejo y medición de los hidrocarburos [REDACTED] de los pozos delimitadores consta de dos etapas. La Etapa 1, contempla la medición de un separador bifásico a boca de pozo en el cual se realizará la separación de fases en [REDACTED]. La corriente [REDACTED] 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 [REDACTED] 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 [REDACTED] (en adelante, CAB [REDACTED]) a través de un sistema de medición másico tipo Coriolis PM-107, así como al sistema de medición másico tipo Coriolis [REDACTED] ubicado en la Batería de Separación [REDACTED]. Por su parte, la corriente [REDACTED] 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 de los pozos será alineados de forma multifásica a través de la línea de descarga hacia la Estación de Recolección y Bombeo donde [REDACTED] será incinerado. Finalmente, la corriente [REDACTED] 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 de los pozos 2 veces al mes con la misma filosofía de operación descrita en la Etapa 1.

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 [REDACTED] así como en el sistema de medición másico tipo Coriolis [REDACTED] de la Batería de Separación [REDACTED]. Los parámetros de la calidad de petróleo serán obtenidos a través de muestreadores en línea [REDACTED] y por muestreo manual (Batería de Separación [REDACTED] 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 Operador documenta la toma de muestra mensual del hidrocarburo [REDACTED] 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 [REDACTED] [REDACTED] 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 [REDACTED] 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.

V.6.2 Comercialización de los Hidrocarburos

En el Programa de Evaluación se visualiza que se perforarán dos pozos delimitadores en los cuales se llevarán a cabo Pruebas de Presión Convencionales, con base en lo anterior, es importante señalar que, se visualizan dos etapas de medición:

Durante la primera etapa de evaluación la medición se realizará de manera continua con el equipo de medición bifásica a boca de pozo, donde el aceite producido será almacenado en presas metálicas para posteriormente ser enviado mediante unidades de presión y vacío hacia la estación destino asignada, pudiendo ser la ERB [REDACTED] o la ERB [REDACTED]

Durante la segunda etapa los pozos estarán produciendo a través de su línea de descarga hasta alguna de las estaciones antes indicadas, en ambas etapas la producción de los hidrocarburos de los pozos delimitadores se mezclará con la corriente del Área Contractual Ébano (ACE) ya que las ERB [REDACTED] y [REDACTED] son las últimas en la cadena de bombeo enviando la producción a los Puntos de Medición Provisionales ubicados en la CAB [REDACTED] y en la BS [REDACTED] donde se lleva a cabo la entrega del aceite al Comprador.

En cuanto la calidad [REDACTED] a producir, se espera que esta ronde en los [REDACTED] sin embargo, al juntarse este [REDACTED] con el volumen total de [REDACTED] producido en el área contractual, se espera que la calidad del [REDACTED] a ser comercializado sea la misma que impera hoy en día en los Puntos de Medición Provisional ubicados en la CAB [REDACTED] y en la BS [REDACTED]

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

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 250.1302/2022 de fecha 13 de octubre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-159 de fecha 13 de octubre del 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación del Punto de Medición provisional, presentados como parte del Programa de Evaluación del pozo Ébano-3000EXP asociado al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la

propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta”, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en 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 Operador 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 Evaluación del pozo de los pozos delimitadores, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

V.6.3 Obligaciones del Operador

1. En caso de que el Operador considere realizar la modificación o 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 Operador 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 Lineamientos, 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 para los pozos delimitadores Ébano-3001DEL y Ébano-3002DEL asociados al Contrato CNH-M4-ÉANO/2018 durante la vigencia del presente Programa de Evaluación.
3. El Operador 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.
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 Operador 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 de los pozos Ébano-3001DEL y Ébano-3002DEL como lo estipula en los artículos 48, 49, 49 Bis, 49, Ter, 49 Quater, 50, 51 y 52, fracciones I, II, II, IV y V de los LTMMH.
5. El Operador 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 Operador deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del [REDACTED] 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 Operador deberá de presentar como anexo en los volúmenes mensuales la determinación de la calidad del hidrocarburo [REDACTED] proveniente del Área Contractual, esto en base a lo que establece en los artículos 25 fracción IV y artículo 27 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).



8. El Operador deberá remitir a esta Comisión, previo al inicio de la producción de los pozos Ébano-3001DEL y Ébano-3002DEL, 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 Evaluación.
9. El Operador 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.

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Operador, respecto de los Puntos de Medición provisional propuestos para el Programa de Evaluación asociado a los pozos Ébano-3001DEL y Ébano-3002DEL el cual estará ubicado en el C.A.B. [REDACTED] con los TAG de identificación [REDACTED] y en la BS. [REDACTED] con TAG de identificación [REDACTED] con tecnología de Medición tipo Coriolis, y que serán utilizados para la medición de los hidrocarburos producidos en el Programa de Evaluación de los pozos delimitadores, esta Comisión 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 de los pozos mencionados anteriormente durante la vigencia del presente

V.7. Aprovechamiento de Gas Natural Asociado

El Operador plantea para su Programa de Evaluación, perforar dos Pozos Delimitadores, uno de ellos será el Pozo Delimitador ÉBANO-3001DEL que se elegirá de entre las alternativas uno (1) y dos (2), estas alternativas se encuentran cerca de la [REDACTED] (en adelante, ERB [REDACTED] por lo que el Operador propone que de perforase la alternativa 1 el gas proveniente se sumaría a la producción de gas de la estación y formaría parte de la Meta de Aprovechamiento de Gas del Área Contractual considerando que la infraestructura es existente.

El aprovechamiento de gas con la opción de autoconsumo utiliza el gas [REDACTED] la cual es consumida en las mismas estaciones en donde se separa el gas. Con lo anterior, el Operador propone alcanzar una Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG) del 42%.

El volumen de gas estimado a ser aprovechado y el detalle con las formas de aprovechamiento seleccionadas, se describe en la Tabla 16, ello en términos de lo dispuesto en el artículo 5, fracción I de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Disposiciones Técnicas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y reformadas mediante acuerdo publicado en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

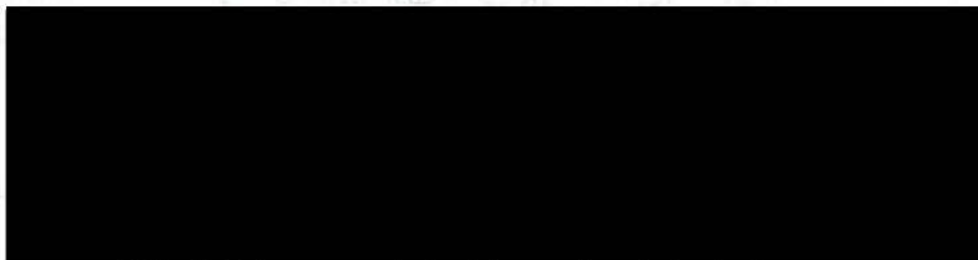


Tabla 14. Volumen asociado al Aprovechamiento de Gas, para el Programa de Evaluación. Fuente: Comisión con información de Operador.

No obstante, el Operador prevé la destrucción controlada [redacted] del Pozo EBANO-3002DEL. Debido a que no existe infraestructura adecuada en las estaciones cercanas a las alternativas 3 y 4, aunado al tiempo de ejecución del Programa de Evaluación. Lo anterior, en términos del artículo 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas.

Por lo anterior, se concluye que el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA) presentado por el Operador para su Programa de Evaluación, es presentado de conformidad con lo establecido en el Anexo I, apartado II, numeral 6 de los Lineamientos y los artículos 4, 5, fracción I, 6, fracción III, 10, 11 y 14, fracción I de las Disposiciones Técnicas.

V.8. Metas físicas

Las metas físicas por cumplir se muestran y resumen en la Tabla 13, lo anterior de acuerdo con la estrategia asociada al Programa de Evaluación,

Actividad	Escenario	Año			TOTAL
		2022	2023	2024	
Estudios	Escenario Único	1	4 ¹	3	8
Perforación de Pozos	Escenario Único	0	2	0	2
Pruebas de Presión y Producción	Escenario Único	0	2	0	2

¹Incluye: Topográficos, Gestión de Propietarios, Contrato de Ocupación superficial y Actividades de documentación y entrega de permisos de acuerdo con lo indicado en el apartado de estudios de exploración del dictamen.

Tabla 15. Metas Físicas consideradas en el Programa de Evaluación.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

VI. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN

a Desglose del Programa de Inversiones

En el Programa de Inversiones asociado al Programa de Evaluación, presentado por el Operador, se proponen costos relacionados con un Escenario único por un monto sujeto a aprobación de [REDACTED] en el cual se presentan estudios de caracterización de Geología y Geofísica, dos Pruebas de producción, actividades de Ingeniería de yacimientos y la perforación de dos pozos delimitadores.

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

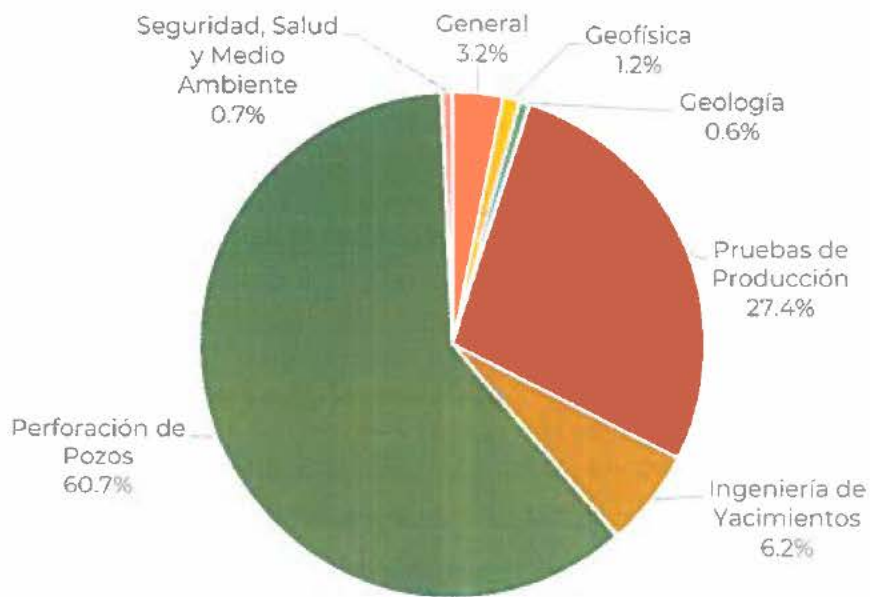


Figura 19. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad Programa de Evaluación – US [REDACTED]

(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

Sub-actividad petrolera	2022	2023	2024	Total
General	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Geofísica	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Geología	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

¹ Se excluyen montos por [REDACTED] asociados al Programa de Transferencia de Tecnológica señalados por el Operador como no elegibles.

Sub-actividad petrolera	2022	2023	2024	Total
Pruebas de Producción				
Ingeniería de Yacimientos				
Perforación de Pozos				
Seguridad, Salud y Medio Ambiente				
Total				

Tabla 16. Desglose del Programa de Inversiones
(Fuente: Información presentada por el Operador, (Montos en millones de dólares de Estados Unidos))

b. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte del Programa de Inversiones es consistente con las actividades físicas propuestas a desarrollar. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

c. Análisis del Programa de Inversiones

c.1 Criterios utilizados para el análisis

Las inversiones y costos incluidos como parte de la Solicitud de aprobación del Programa de Evaluación se evalúan a través de su comparación, por rubro, respecto a un rango determinado por la Comisión. Lo anterior con la finalidad de determinar si dichos costos se encuentran dentro de referencias del mercado de hidrocarburos.

La Comisión selecciona la mejor fuente de información a la que se pueda tener acceso, conforme a las alternativas descritas a continuación, con la finalidad de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso:

- i. Consulta de una base de datos, o benchmark internacional, que pueda contener precios de referencia;
- ii. Consulta de otros proyectos presentados a la Comisión para la elaboración de Dictámenes, siempre y cuando se cuente con conceptos similares a los contenidos en el Programa de Inversiones;
- iii. Revisión de información adicional presentada por el Operador, y
- iv. Consulta de fuentes alternativas, tales como especialistas en el sector, que permitan tener un comparativo de costos de referencia.

Las inversiones y costos incluidos como parte de la Solicitud de modificación al Programa de Evaluación se evalúan a través de su comparación, por rubro, respecto a un rango determinado por la Comisión. Lo anterior con la finalidad de determinar si dichos costos se encuentran dentro de referencias del mercado de hidrocarburos.

f

La Comisión selecciona la mejor fuente de información a la que se pueda tener acceso, conforme a las alternativas descritas a continuación, con la finalidad de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso:

- v. Consulta de una base de datos, o benchmark internacional, que pueda contener precios de referencia;
- vi. Consulta de otros proyectos presentados a la Comisión para la elaboración de Dictámenes, siempre y cuando se cuente con conceptos similares a los contenidos en el Programa de Inversiones;
- vii. Revisión de información adicional presentada por el Operador, y
- viii. Consulta de fuentes alternativas, tales como especialistas en el sector, que permitan tener un comparativo de costos de referencia.



Figura 20. Criterios para seleccionar comparativo de referencia
(Fuente: Análisis de la Comisión)

En cualquiera de los casos, la Comisión podrá solicitar al Operador mayor detalle sobre los rubros detallados en el Programa de Inversiones, con la finalidad de elegir la mejor fuente de información para establecer los rangos de referencia de mercado.

Una vez que se obtienen las referencias puntuales de mercado, con base en la mejor información disponible, la Comisión determina un intervalo de confiabilidad respecto a la referencia puntual estimada, considerando como umbrales mínimos y máximos, el 90% y el 120% de la referencia puntual, respectivamente.

El mismo criterio para la construcción de rangos es aplicable a todas las fuentes de costos consultadas.

c.2 Resumen de los resultados del análisis

Con la finalidad de establecer los rangos aplicables para el análisis de los montos contenidos en el Programa de Inversiones, relativo al Contrato CNH-M4-ÉBANO/2018, la Comisión consultó fuentes de información correspondientes a otros proyectos dictaminados por la propia Comisión, así como la información adicional presentada por el Operador.

Con base en el análisis realizado, se observa que los costos incluidos, 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:

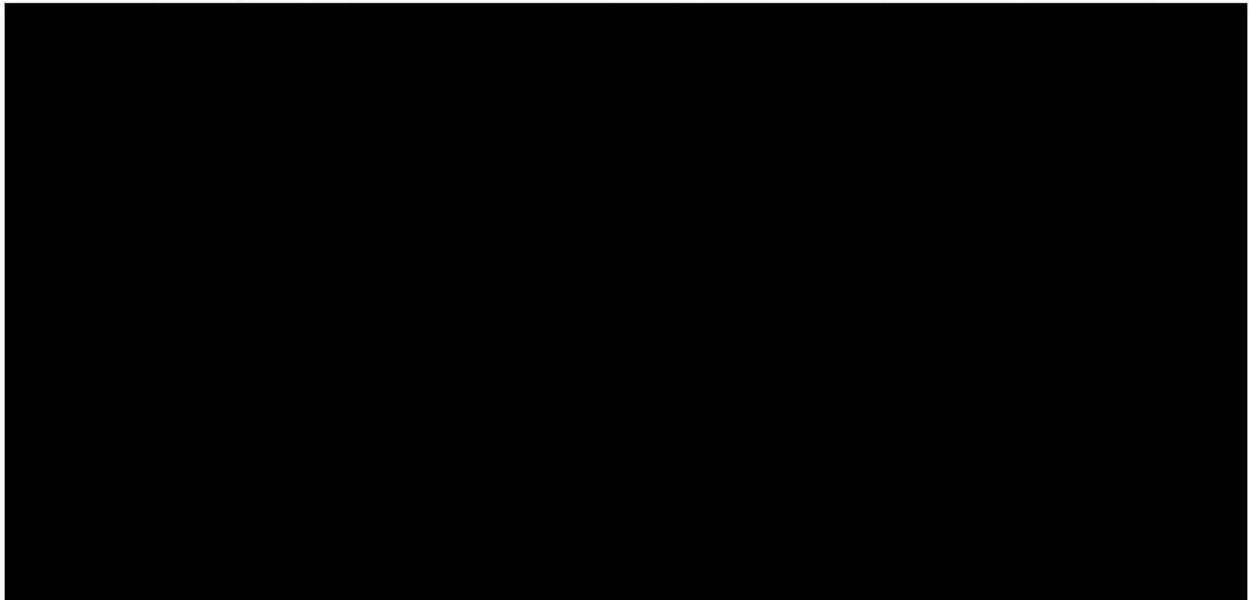


Figura 21. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, mmsud
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y otros proyectos dictaminados por la Comisión)

d. Opinión

Resultado del análisis anterior, se observa que el Programa de Inversiones fue presentado de conformidad con los Lineamientos de Costos y que dichos costos son congruentes con el cronograma de actividades presentados por el Operador Petrolero y finalmente se destaca que el total de las inversiones propuestas por el Operador, se encuentran dentro del rango de costos respecto de actividades de características comparables.

VII. PROGRAMAS ASOCIADOS

VII.1 Programa de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica

Mediante el oficio 240.1828/2022, con fecha del 9 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional con la última información que ingresó el Operador.

En relación con el oficio 240.1829/2022, con fecha del 9 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría emitir opinión sobre el cumplimiento del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología asociado al Contrato.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con las opiniones que le corresponde a la Secretaría emitir, en el ámbito de sus atribuciones, sobre los Programas de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia de Tecnología, motivo por el cual, una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Programa.

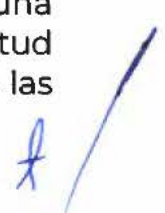
Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia de la Secretaría en materia de Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Programa de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

VII.2 Sistema de Administración de Riesgos

En relación con el Sistema de Administración, mediante oficio 240.1830/2022, con fecha del 9 de noviembre de 2022, la Comisión remitió a la ASEA la información asociada a la Solicitud a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, mediante oficio ASEA/UAJ/DGCONS/0554/2018, la ASEA indicó que "la CURR puede ser una vía idónea para acreditar que el Regulado ya ha ingresado una solicitud exitosa para registrar el Sistema de Administración a implementar en las actividades de que se trate".



La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, le asignó a la empresa DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V., la Clave Única de Registro del Regulado (CURR): ASEA-DES18017C el 20 de abril de 2019.

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.

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

De acuerdo con las actividades propuestas en el Programa de Evaluación del Contrato, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los avances físicos (programado-realizado) de este programa, tomando como referencia las siguientes actividades y/o estudios:

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

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

IX. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de las actividades propuestas para el Programa de Evaluación presentado por el Operador de conformidad con el artículo 39 fracciones I, III, IV, VI y VII de la LORCME, 40, fracción III, 48 y 49 de los Lineamientos así como las Cláusula 5.1 y 5.2 del Contrato.

Respecto de las fracciones I, III, IV, VI y VII del artículo 39 de la LORCME, la Comisión analizó la información del Programa de Evaluación con base en las siguientes consideraciones.

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** Al respecto, la Comisión advierte que las actividades consideradas en el Programa de Evaluación son apropiadas para lograr los objetivos planteados por el Operador, así como los establecidos en el propio Contrato y los Lineamientos. Se observa que, a partir de la perforación de los Pozos delimitadores a perforar, se obtendrá información necesaria para determinar la productividad del yacimiento [REDACTED] y estimar con mayor certidumbre los recursos descubiertos, así como probar tecnologías que permitan maximizar el volumen de Hidrocarburos técnica y económicamente recuperable.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.** Con relación a las actividades planteadas por el Operador, que integran su Programa de Evaluación, esta Comisión señala que desde el punto de vista técnico son adecuadas, considerando que están planeadas con a partir de la reciente adquisición y procesamiento de información sísmica 3D, con lo cual se tendrían los elementos necesarios para determinar la mejor ubicación de los Pozos delimitadores y lograr determinar la comercialidad del Descubrimiento y, en su caso, la incorporación de reservas.

Adicionalmente, considerando la ubicación geográfica dentro del Campo Ébano la cercanía a infraestructura, favorecen las condiciones para plantear diversos escenarios para el desarrollo de las posibles reservas a incorporar.

- **La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.** La Comisión observa que el Programa de Evaluación, contempla la aplicación de tecnologías adecuadas, con la finalidad de evaluar el Descubrimiento asociado al Pozo ÉBANO-3000EXP, un ejemplo de esto es la reciente adquisición y procesamiento de sísmica 3D, con la cual el Operador ha logrado obtener imágenes de buena calidad de la zona del Descubrimiento en la cual se observan [REDACTED] en donde se espera ubicar los dos Pozos Delimitadores con características similares al Pozo ÉBANO-3000EXP.

Por lo anterior, la Comisión advierte que las tecnologías a emplear por el Operador para la evaluación del Descubrimiento son las adecuadas, ya que están en función de los objetivos planteados en el Programa, la información existente y las características geológicas, por lo que se consideran acordes a las mejores prácticas de la industria de exploración de Hidrocarburos.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.** De acuerdo con la información presentada en el Programa de Evaluación y partiendo del hecho de que este corresponde a la etapa final del proceso exploratorio, de los resultados que el Operador planea obtener con las actividades a desarrollar y sus respectivos tiempos de ejecución, la Comisión concluye que, se alinean a un proceso exploratorio eficiente acorde con la naturaleza geológica del Área Contractual y el grado de madurez del Descubrimiento, toda vez que, el Operador orientaría el desarrollo de actividades para determinar la comercialidad del Descubrimiento y reducir la incertidumbre asociada al volumen de Hidrocarburos y la posible incorporación de reservas.

De ahí que la Comisión advierte que dichas actividades, ya referenciadas en el presente Dictamen, promueven el desarrollo de las actividades de exploración en beneficio del país.

- **Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.** De acuerdo con la información presentada en el Programa de Evaluación, el Operador prevé para el Pozo ÉBANO-3001DEL el aprovechamiento de gas, en tanto que para el Pozo ÉBANO-3002DEL considera la destrucción controlada del gas derivado de que no observa alternativas de aprovechamiento.

El Operador deberá reportar a la Comisión los volúmenes de gas enviados a destrucción controlada, con base en el *artículo 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas*.

- **La observancia de las mejores prácticas de la Industria a nivel internacional para la Caracterización y Delimitación.** Se advierte que la secuencia de actividades del Programa de Evaluación es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la caracterización y delimitación del Descubrimiento. El Operador buscará lograr esto, mediante la integración de la información sísmica 3D adquirida con los datos de los pozos delimitadores a perforarse y su correspondiente toma de información con registros geofísicos convencionales, análisis de fluidos (PVT), pruebas de presión producción, etc.

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

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

Asimismo, los objetivos del Programa de Evaluación del Descubrimiento están definidos en un marco de acción para evaluar el yacimiento [REDACTED] por lo que las actividades del Plan de Exploración vigente podrán continuar en la prospección de nuevas oportunidades en el Área Contractual, incluso en los traslapes con el área de Evaluación, siempre que estas debidamente identificadas las que corresponden con la evaluación objeto del presente documento, con las que sean exploratorias.

- **Cumple con las obligaciones del Operador previstas en el Contrato, en el que se detallan brevemente los siguientes rubros:**

- La duración del Programa de Evaluación considerando el Periodo de Evaluación establecido en las Cláusulas 1.1 y 5.2 del Contrato de hasta 24 meses a partir de su aprobación.

En este sentido, el desarrollo de las actividades propuestas en el Programa de Evaluación del Descubrimiento, se encuentran definidas dentro del tiempo que el Contrato tiene previsto realizarlas, por lo que, en tanto desarrolle sus actividades en cumplimiento a los tiempos descritos, tendrá elementos para determinar en su caso, el Descubrimiento Comercial.

- Que el Programa fue elaborado conforme a la normatividad aplicable.

El Programa de Evaluación presentado fue elaborado conforme a lo establecido en el Anexo I, apartado II, de los Lineamientos, de conformidad con la Cláusulas 5.2. del Contrato, así como la demás normatividad aplicable.

- Que las actividades cubren la extensión completa de la estructura geológica en la que se realizó el Descubrimiento.



Se prevé que, con los estudios propuestos, la perforación de los pozos delimitadores y la integración e interpretación de la información que se obtenga para calibrar los modelos, se tendrán elementos suficientes para la evaluación y determinar la extensión completa de la estructura asociada al yacimiento [REDACTED]

- Que las actividades tienen un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado Comercial.

Se advierte que las actividades propuestas por el Operador le ofrecerán suficientes elementos técnicos para definir con mayor certidumbre la volumetría del Descubrimiento y efectuar la Declaratoria de Comercialidad. Para lo cual, al concluir las actividades del Programa de Evaluación deberá integrar y presentar ante esta Comisión, un Informe de Evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 52 y en su caso, la Declaración de Descubrimiento Comercial conforme al artículo 56 de los Lineamientos.

X. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la DGDE, la DGMCP y la DGPEE proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido **favorable** la aprobación del Programa de Evaluación para el Descubrimiento ÉBANO-3000EXP en la formación [REDACTED] asociado al Contrato.

Lo anterior, toda vez que las actividades planteadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico de la Asignación, de acuerdo con los artículos 19, 40, fracción III, 45, 47, 48, 49 y el Anexo I apartado II de los Lineamientos, así como el artículo 39, fracciones I, III, IV, VI y VII de la LORCME y las Cláusulas 5.1 y 5.2 del Contrato.

Aunado a lo anterior, se observa que las actividades del Programa de Evaluación fueron programadas conforme a las mejores prácticas de la industria y a la fecha puede considerarse que, se tendrá un alcance suficiente para determinar que el Descubrimiento puede ser considerado un Descubrimiento Comercial. Lo anterior, en cumplimiento a lo señalado en las Cláusula 5.2 del Contrato.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Programa, el Operador deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para

realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato.

Elaboró


Ing. Leticia Torres González
Subdirectora de Área

Validó


Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
Director General de Dictámenes de Exploración

Autorizó


Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
En suplencia por ausencia del Titular de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión, con fundamento en el oficio No. 200.067/2022.