



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico del Programa de Transición.

CNH-R01-L03-A9/2015

PERSEUS FORTUNA NACIONAL 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 Contractual	4
II. Elementos generales del Programa	6
III. Relación cronológica del proceso de revisión	6
IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico.....	8
V. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de Transición	11
a) Características Generales y propiedades de los yacimientos dentro del Área Contractual 11	
b) Antecedentes de Exploración y Evaluación.....	12
c) Actividades y metas físicas.....	24
d) Programa de Inversiones.....	27
e) Medición de la producción de Hidrocarburos.....	28
e.1) Introducción	28
e.2) Manejo y Medición de los Hidrocarburos.....	29
e.3) Identificación de los Puntos de Medición provisional propuestos	30
e.4) Responsable Oficial	31
e.5) 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.....	31
e.6) Comercialización de los Hidrocarburos.....	32
e.7) El Programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional para Petróleo.....	33
e.8) Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)	34
e.9) Obligaciones del Contratista:	34
e.10) Conclusión	36
f) Aprovechamiento de gas.....	36
VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Programa de Transición.....	36
VII. Sistema de Administración de Riesgo.....	37
VIII. Sentido del Dictamen Técnico	38
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país:.....	38
b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:.....	38
c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:.....	39

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvV7VWVJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0FEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzsekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8SndQm14C717x6A==

d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:.....39

IX. Recomendaciones 39

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7VvWJ8EnAPG7mlimlu2lRnlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmkrCbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8Sn0dQm14C717x6A==

Identificación del Operador y del Área Contractual

El Contratista PERSEUS FORTUNA NACIONAL S.A. DE C.V, (en adelante, Operador o Contratista) es el promovente de la solicitud de aprobación al Programa de Transición (en adelante, Programa propuesto); asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015 (en adelante, Contrato); correspondiente al Área Contractual Número 9, Campo Fortuna Nacional (en adelante, Área Contractual). Los datos del Área se muestran en la Tabla 1.

Área Contractual	Área 9, Campo Fortuna Nacional
Estado y municipio	Tabasco / Macuspana
Superficie	21.978 Km ²
Fecha Efectiva - Firma del Contrato	10 de mayo de 2016
Vigencia	25 años, a partir de la Fecha Efectiva
Tipo de Contrato	Contrato para la Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Licencia.
Profundidad para extracción	Sin restricción.
Yacimientos y/o Campos	Fortuna Nacional
Colindancias	Norte: AE-0192-TECHIAKTLI y CNH-R02-L03-CS-01/2017, Este: AE-0192-TECHIAKTLI y CNH-R02-L03-CS-06/2017, Sur: AE-0192-TECHIAKTLI, Oeste: AE-0192-TECHIAKTLI, AE-0146-M-COMALCALCO y A-0306-M-Campo Shishito.

Tabla 1. Datos generales del Área Contractual.
(Fuente: Información presentada por el Contratista).

El Área Contractual cuenta con tres formaciones consideradas como yacimientos siendo estas, Amate Superior Arena 11, donde los Pozos Fortuna Nacional-104 y Fortuna Nacional-19DES son productores, Amate Inferior Arena 32, en donde los Pozos Fortuna Nacional-4T, Fortuna Nacional-9 y Fortuna Nacional-10 son productores y Amate Inferior Arena 34, en donde los Pozos Fortuna Nacional-4T, Fortuna Nacional-9 y Fortuna Nacional- 10 son productores.

El Área Contractual Fortuna Nacional, que cuenta con una superficie de 21.978 Km², se encuentra localizada 13 km al suroeste de Ciudad Pemex en el municipio de Macuspana, en el Estado de Tabasco y la localidad Belén, Figura 1.

Los vértices que delimitan dicha Área Contractual están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2.

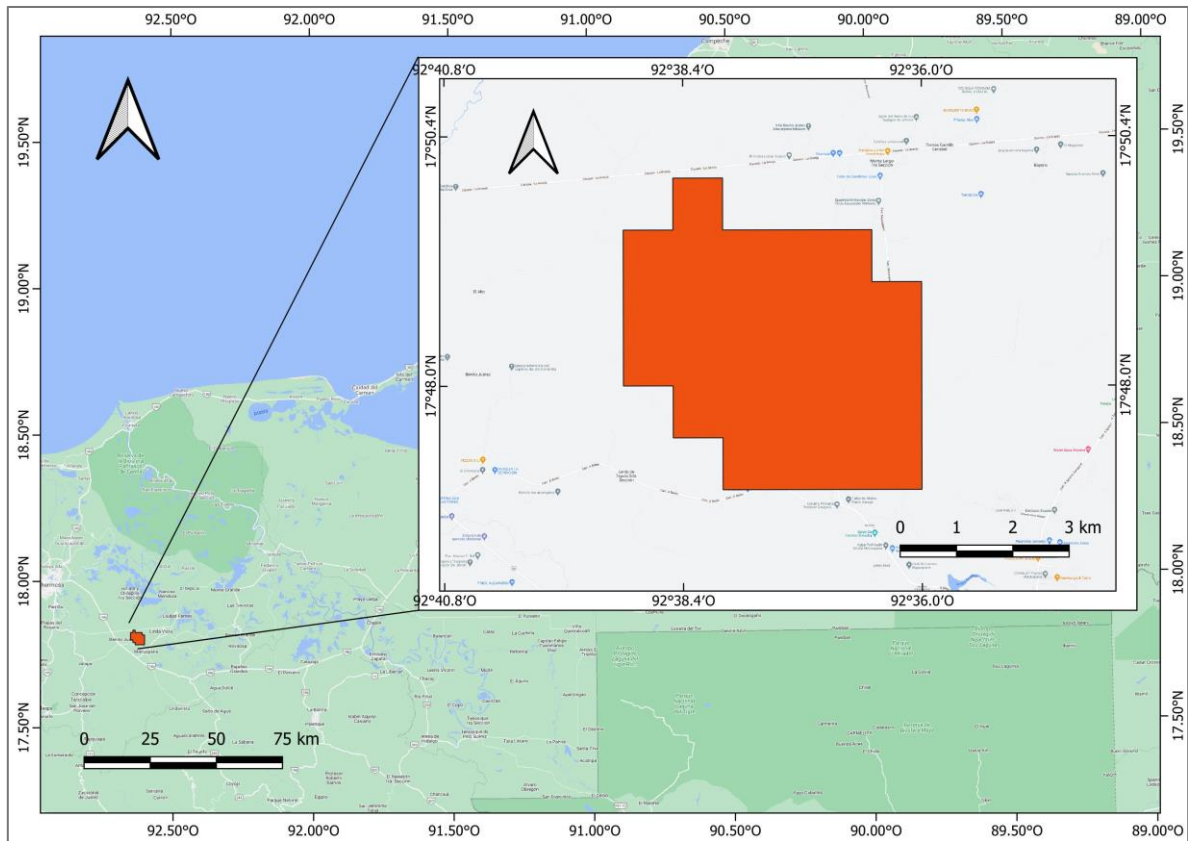


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con información del Contratista).

Polígono Fortuna Nacional		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°38'00"	17°50'00"
2	92°38'00"	17°49'30"
3	92°36'30"	17°49'30"
4	92°36'30"	17°49'00"
5	92°36'00"	17°49'00"
6	92°36'00"	17°47'00"
7	92°38'00"	17°47'00"
8	92°38'00"	17°47'30"
9	92°38'30"	17°47'30"
10	92°38'30"	17°48'00"
11	92°39'00"	17°48'00"
12	92°39'00"	17°49'30"
13	92°38'30"	17°49'30"
14	92°38'30"	17°50'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJA3D3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVpM6FtZl4Q6HgVcFzVmELzVW3zXtcZeEXu89UfGvV7VWVJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKagSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzvekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8Sn0dQm14C717x6A==

I. Elementos generales del Programa

Alcance

El objetivo del Programa propuesto presentado tiene como finalidad llevar a cabo actividades preparatorias para la extracción, así como dar continuidad operativa y realizar actividades de producción temprana en las arenas productoras de hidrocarburos, Amate Superior Arena 11, Amate Inferior Arena 32 y Arena 34, dentro del Área Contractual, para determinar el potencial de los pozos que permitan reevaluar las reservas remanentes y estimar el potencial de producción en las arenas del Mioceno, actualmente en producción, en tanto se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente.

Asimismo, durante la vigencia del Programa propuesto y de acuerdo con las actividades consideradas, se estima alcanzar una producción máxima diaria de 4.54 MMPCD¹ de gas, 207 BPD² de condensado, incorporando una producción acumulada de 1.10 MMMPC y 51.14 MBLS a partir del inicio de la vigencia del Programa en diciembre de 2022 y hasta el fin de la vigencia del mismo en noviembre de 2023.

Las actividades consideradas para el Programa propuesto a partir de diciembre del 2022 son las siguientes:

- 1 perforación y terminación.
- 4 reparaciones mayores (en adelante, RMA's).
- 4 reparaciones Menores (en adelante, RME's).
- 2 líneas de descarga.
- Análisis PVT y registros de presión producción.

El Programa propuesto considera una inversión de 3.95 millones de dólares (MMUSD) y un gasto de operación de 2.61 MMUSD, lo que equivale a un costo total del Programa propuesto de 6.56 MMUSD.

Cabe mencionar, que mediante oficio 250.1592/2022 de 05 de diciembre de 2022, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), tomó de conocimiento la Declaratoria de Descubrimiento Comercial presentada por el Operador.

Por otra parte, mediante oficio 250.1591/2022 de 05 de diciembre de 2022, la Comisión resolvió en sentido favorable el Informe de Evaluación.

II. Relación cronológica del proceso de revisión

¹ Producción diaria de gas, promedio mensual esperado durante el décimo mes del Programa de Transición.

² Producción diaria de condensado, promedio mensual esperado durante el quinto mes del Programa de Transición.

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico del Programa propuesto, involucró la participación de cuatro 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 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 respecto del Programa propuesto presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente *CNH:5S.7/1/21/2022 Programa de Transición derivado del informe de evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A9/2015*, de la DGDEExt de esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7vVWJ8EnAPG7mlimlu2lrrnlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmkrCbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8Sno0dQm14C717x6A==

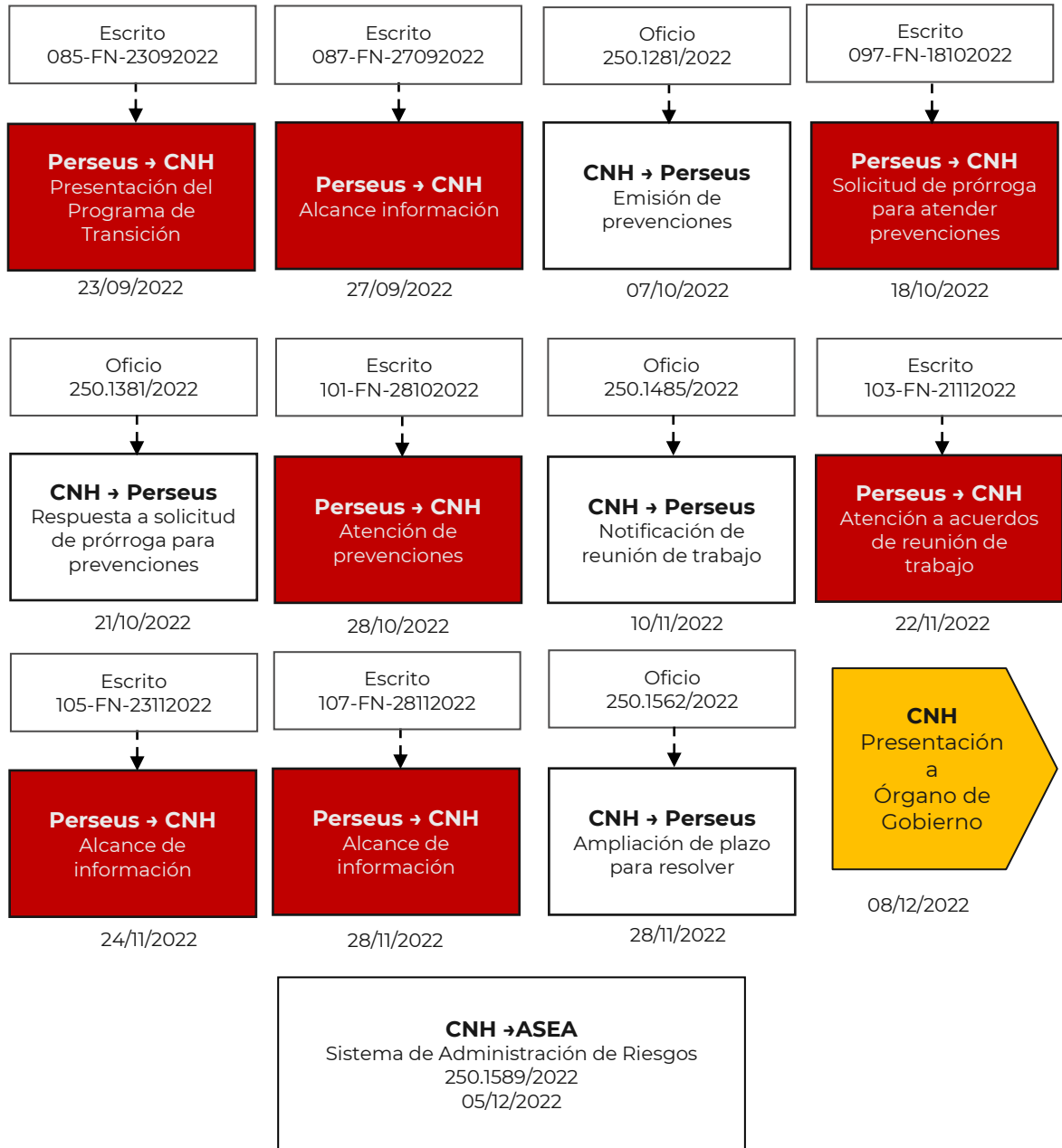


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.

III. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico

Se verificó que el Programa propuesto por el Contratista cumpla con el siguiente criterio:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELzVW3zXtcZeEXu89UfGvV7VWVJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWFF2K7sd6XwvYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93/8k0qpCO4ZDt6M4O4foKZVzsekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

- a) Que las actividades propuestas estén encaminadas a prolongar el tiempo de vida productiva de los Pozos, lo anterior con el objetivo de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción;

Para efectos de lo anterior, la Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 65, 69 fracción II, 70, 71, y el Anexo III, apartado I.B. de los “Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos” (en adelante, Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019 mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo y el 20 de agosto de 2021, ambos de 2021.

Cabe señalar, que el presente Dictamen Técnico se emite en atención a que el Contratista manifestó expresamente la intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana de conformidad con lo establecido en el artículo 52, segundo párrafo en relación con el artículo 65 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 Contratista 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, 69, fracción II, 70 y 71 de los Lineamientos. 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 un año.

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

- a) El Operador presentó el Programa propuesto conforme al formato APT y su instructivo, en el plazo establecido para tal efecto.
- b) Adjuntó el documento con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.
- c) Adjuntó el Informe de Evaluación y la Declaración de Descubrimiento Comercial en términos de los artículos 52 y 56 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 45, séptimo párrafo de los Lineamientos establece lo siguiente:

Artículo 45 Del Programa de Evaluación.

(...)

Cuando el Operador Petrolero prevea llevar a cabo actividades de Producción Temprana y/o actividades preparatorias para la extracción, **deberá solicitar la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 o 65 Bis de los Lineamientos**, según corresponda.

(...)

[Énfasis añadido]

Asimismo, el artículo 52, segundo párrafo de los Lineamientos establece lo siguiente:

“(...)

Artículo 52. Del informe de evaluación.

(...)

Cuando los Operadores Petroleros pretendan llevar cabo actividades de Producción Temprana, deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 de los presentes Lineamientos e incluir en el informe de evaluación lo siguiente:

- I. **Manifestación expresa de la intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, y**
- II. **Manifestación expresa respecto del compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos hasta la aprobación del Programa de Transición, conforme a la Normativa aplicable y las Asignaciones y Contratos según corresponda.**

(...)”

[Énfasis añadido]

Asimismo, el artículo 66, fracción II 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 referidas en los artículos 63, 64, 65 y 65 Bis de los Lineamientos deberán presentarse conforme lo siguiente:

(...)

II. Para el caso previsto en el artículo 65 de los Lineamientos, al momento de la presentación del informe de evaluación.

(...)”

[Énfasis añadido]

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

- a) Mediante escrito 085-FN-23092022, recibido el 23 de septiembre de 2022, el Contratista presentó ante esta Comisión el Informe de Evaluación, en el cual manifestó expresamente su intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, así como su compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos hasta la aprobación del Programa propuesto en cumplimiento a lo establecido por el artículo 52, segundo párrafo, fracciones I y II de los Lineamientos.

En respuesta, mediante el oficio 250.1591/2022 con fecha de 05 de diciembre de 2022, la Comisión resolvió de manera favorable el Informe de Evaluación.

- b) De manera simultánea, el Contratista presentó la Declaración de Descubrimiento Comercial en cumplimiento con el artículo 65 de los Lineamientos, en relación con el artículo 56 del mismo ordenamiento.

En respuesta, mediante el oficio 250.1592/2022 con fecha de 05 de diciembre del 2022, la Comisión tomó conocimiento respecto de la presentación de la Declaración de Descubrimiento Comercial.

- c) Asimismo, mediante mismo escrito 085-FN-23092022, recibido el 23 de septiembre de 2022, el Contratista presentó para su aprobación, la propuesta del Programa de Transición, ello en consideración de lo establecido en los artículos 65 y 66, fracción II de los Lineamientos.

Por lo antes expuesto, resulta procedente conocer respecto del Programa propuesto, toda vez que fue presentada en términos de lo dispuesto en los artículos 45, séptimo párrafo, 52, segundo párrafo, 66, fracción II, 70, último párrafo, de los Lineamientos.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de Transición

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-R01-L03-A9/2015			
Campo	Fortuna Nacional	Fortuna Nacional	Fortuna Nacional
Yacimiento	Arena 34	Arena 32	Arena 11
Área (km²)	0.91	1.02	0.7
Año de descubrimiento	1947	1947	1995
Fecha de inicio de producción	31/01/1969	30/09/1997	30/04/1995
Profundidad promedio (md)	1755	1710	1440

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvV7VWVJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzvekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

Tipo de yacimiento	Gas y Condensado	Gas y Condensado	Gas y Condensado
Pozos			
Productores ³	3	3	2
Cerrados con posibilidades	0	0	0
Cerrados sin posibilidades	7	5	0
Taponados	7	5	0
Marco geológico			
Era	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
Periodo	Neógeno	Neógeno	Neógeno
Época	Mioceno Superior	Mioceno Superior	Plioceno Inferior
Cuenca	Macuspana	Macuspana	Macuspana
Play	Neógeno	Neógeno	Neógeno
Régimen tectónico	Compresivo	Compresivo	Compresivo
Ambiente de depósito	Canales Fluviales	Canales Fluviales	Deltaico
Litología	Areniscas grano fino	Areniscas grano fino	Areniscas grano fino
Propiedades petrofísicas			
Saturación inicial promedio de agua (%)	10	5	35
Saturación actual promedio de agua (%)	43	30	38
Saturación inicial promedio de gas (%)	80	85	52
Saturación actual promedio de gas (%)	42	30	48
Porosidad promedio (%)	21	22	20
Permeabilidad promedio (mD)	100	100	90
Espesor bruto promedio (m)	30	17	80
Espesor neto promedio (m)	13	10	21
Relación neto/bruto	0.433	0.588	0.263
Propiedades de los fluidos			
Densidad API	43	45	56
Contenido de azufre (%)	0	0	0
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	5800	5800	5800
Relación condensado gas (bl/mpc)	0.01	0.01	0.01
Propiedades del yacimiento			
Temperatura (°C)	65	65	62
Presión inicial (kg/cm ²)	403	380	148
Presión actual (kg/cm ²)	23	22	142
Mecanismo de empuje principal	Expansión del Fluido	Expansión del Fluido	Expansión del Fluido
Mecanismo de empuje secundario	acuífero	acuífero	acuífero

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

b) Antecedentes de Exploración y Evaluación

Exploración y Evaluación

El Campo Fortuna Nacional se encuentra dentro de la Cuenca de Macuspana, es un Campo en el que actualmente se tiene producción de gas y condensado en areniscas del Terciario. Las arenas productoras en el Área Contractual son del Mioceno Superior y Plioceno Inferior.

El Campo Fortuna Nacional fue descubierto mediante la perforación y terminación del Pozo Fortuna Nacional-1 en el año 1949, que resultó productor de 178 BPD de hidrocarburo líquido

³ De acuerdo con la información presentada, dentro del Área Contractual se tiene 5 pozos actualmente productores como se indica a continuación: los pozos Fortuna Nacional-104 y Fortuna Nacional-19DES son productores en la Arena 11 de edad Amate Superior, los pozos Fortuna Nacional-4T, Fortuna Nacional-9 y Fortuna Nacional-10 son productores en las Arenas 32 y 34 de edad Amate Inferior.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZnfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvV7vVWJ8EnAPG7mlimlu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZvzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

y 1.84 MMpcd de gas. Se han perforado un total de 29 pozos en el Campo, mismo que inició su explotación en el año 1950, produciendo gas húmedo y líquidos recuperables del gas.

Dentro de las actividades programadas y ejecutadas durante el periodo de evaluación del Campo, se llevó a cabo la perforación de un pozo, siete RMA's, nueve RME's, la actualización de la interpretación sísmica y del modelo estático. Dichas actividades fueron llevadas a cabo con el objetivo de evaluar las formaciones productoras dentro del Área Contractual que permitan continuar con las actividades de producción y posteriormente diseñar un Plan de Desarrollo que garantice la recuperación eficiente y rentable de hidrocarburos. El detalle de las actividades ejecutadas durante el periodo de evaluación se describe en la Tabla 4.

Actividad	Actividad ejecutada	Pozo Asociado
Pozo	Perforación y Terminación del pozo	FN-19DES
RMA's	Disparo del intervalo (1467-1470 md)	FN-19DES
	Disparo del intervalo (1454-1464 md)	FN-19DES
	Disparo del intervalo: (1378-1380 md)	FN-19DES
	Disparo del intervalo (1568-1575 md)	FN-4T
	Disparo de intervalo (1470.5-1472.5 md)	FN-104
	Disparo de intervalo (1461-1464 md)	FN-104
	Disparo de intervalo (1455-1457.5 md)	FN-104
RME's	Mantenimiento al árbol de producción y toma de información.	FN-104
	Mantenimiento al árbol de producción y toma de información.	FN-4T
	Mantenimiento de árbol de producción y aforo.	FN-10
	Recuperación de Tubing Stop y aforo.	FN-10
	Mantenimiento de árbol de producción y aforo.	FN-9
	Recuperación de Tubing Stop y aforo.	FN-9
	Limpieza con TF y nitrógeno – (800-1470 md)	FN-19DES
	Redisparo de Intervalo (1455-1458 md)	FN-19DES
	Limpieza con TF	FN-9
Modelo estático	Actualización Interpretación Sísmica	-
Interpretación sísmica	Actualización del modelo estático	-

Tabla 4. Actividades ejecutadas durante el periodo de evaluación dentro del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Con la información adquirida, el Contratista presentó las siguientes conclusiones:

- Basado en las estimaciones volumétricas realizadas en los yacimientos evaluados y considerando una recuperación del 65% de los volúmenes originales estimados, se concluye que estos yacimientos aún contienen reservas remanentes que superan el 15% de volumen producible.
- Los pozos actualmente activos en el Campo presentan condiciones en superficie que garantizan la integridad mecánica de los mismos, esto debido a la implementación de un plan de mantenimiento preventivo a equipos como el árbol de válvulas, cabezales de producción, bajantes y líneas de producción.
- A partir de los resultados obtenidos de las actividades realizadas, en especial de los modelos estáticos y estimación de reserva, el Contratista cuantificó el valor del volumen total de hidrocarburos en sitio en el Área Contractual.

Identificación de los intervalos considerados yacimientos

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7VWVJ8EnAPG7mlimlu2lrlnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmkrCbBg2vxeq1RallLwWf2K7sd6XwwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8SnoDqm14C717x6A==

Por medio de la interpretación de datos sísmicos, registros petrofísicos, datos históricos, mismo que comprenden análisis PVT, presiones del yacimiento, gastos de producción, propiedades de los hidrocarburos, permeabilidad, factor de daño, entre otros y la información obtenida a partir de la perforación del Pozo Fortuna Nacional-19DES, se identificaron la Arena 11 Amate Superior y las Arenas 32 y 34 Amate Inferior, como las de mayor prospectividad para un futuro desarrollo, Tabla 5.

Yacimiento	Cima (mvbnm)	Base (mvbnm)	Cima (md)	Base (md)	Espesor (m)	Net Pay (m)	Porosidad promedio (%)	Sw promedio (%)	Permeabilidad promedio (mD)
Arena 11	1425	1515	1461	1542	80	21	20	0.38	90
Arena 32	1717	1731	1749	1764	17	10	22	0.3	100
Arena 34	1757	1788	1790	1821	30	13	21	0.43	100

Tabla 5. Intervalos considerados como yacimientos identificados por el Contratista.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

El Contratista realizó una interpretación sísmica, análisis petrofísico y modelo geocelular de las arenas consideradas como yacimientos, Arena 34, Arena 32 y Arena 11. De estas actividades se generaron los mapas estructurales, atributos sísmicos y de propiedades petrofísicas de dichas arenas. A continuación, se presentan los mapas en profundidad para las Arenas 34, 32 y 11 con los diferentes contactos de fluidos identificados por el Contratista.

La Arena 34 se localiza en el bloque alto del Campo, está constituido de una arena de grano fino a medio, angular – subangular moderadamente clasificada, con presencia de lutita arenosa y calcárea, areniscas de grano fino moderadamente clasificada, y cementada en material arcillo calcáreo. La Arena 34 fue cortada por los pozos Fortuna Nacional-101, Fortuna Nacional-107, Fortuna Nacional-109, Fortuna Nacional-10, Fortuna Nacional-4T, Fortuna Nacional -4D y Fortuna Nacional-9.

La configuración estructural de la Arena 34 tiene una profundidad promedio de 1790 mvbnm, el espesor neto es en promedio de 30 metros verticales, el Contacto Agua-Hidrocarburo líquido, derivado de la actualización al modelo estático, con datos del Pozo Fortuna Nacional 4D, está a 1808 mvbnm. Figura 3.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcFzVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7vVWJ8EnAPG7mlimlu2lrrnlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWFF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzsekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

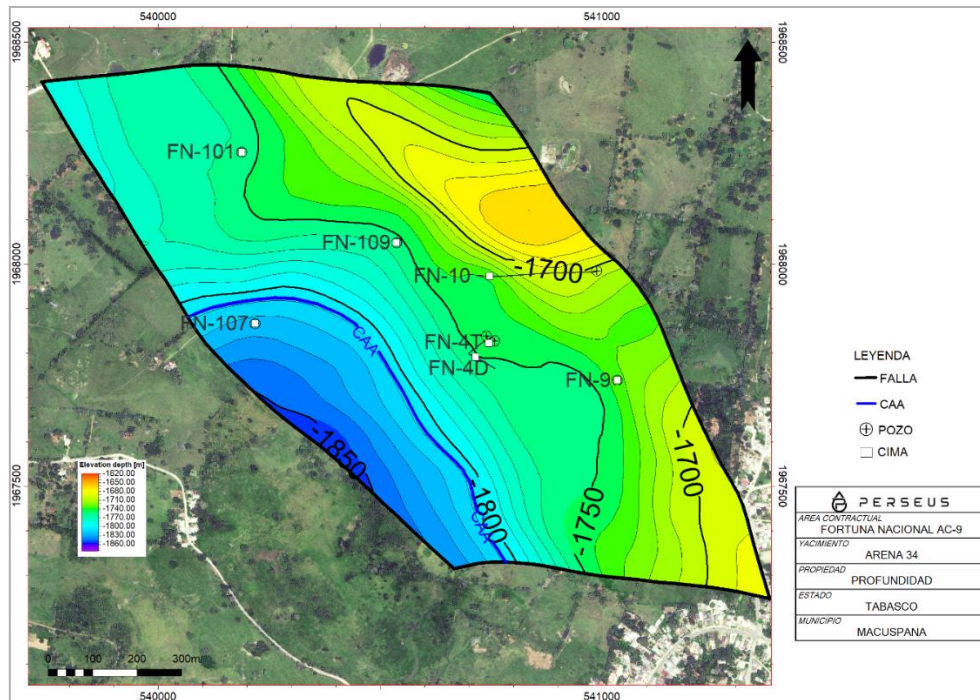


Figura 3. Configuración estructural en profundidad cima Arena 34
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

La Arena 32 se localiza en el bloque alto del Campo, es un yacimiento paralelo al yacimiento Arena 34 y delimitada por un cuerpo de lutitas entre estos yacimientos. Está constituido de una arena de grano fino a muy fino, de angular a subangular moderadamente clasificada, con areniscas de cuarzo de grano fino a muy fino moderadamente clasificada y cementada en material calcáreo con lutitas arenosa y calcárea. El yacimiento Arena 32 es cortado por los pozos Fortuna Nacional-101, Fortuna Nacional-107, Fortuna Nacional-109, Fortuna Nacional-10, Fortuna Nacional-4T, Fortuna Nacional-4D y Fortuna Nacional-9. Con un espesor neto promedio de 17 mv y una profundidad vertical promedio de 1740 mvbnm de acuerdo con la información de las cimas geológicas.

Para la Arena 32, se determinó un nivel o Limite Conocido de Hidrocarburo líquido a la profundidad de 1748 mvsnm en el Pozo el Fortuna Nacional-4D, el Pozo Fortuna Nacional-10 presenta incertidumbre en la respuesta de su registro de resistividad en la base de la Arena 32, por ello no es concluyente para definir un contacto agua hidrocarburo líquido en esta Arena 32, Figura 4.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7VWJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

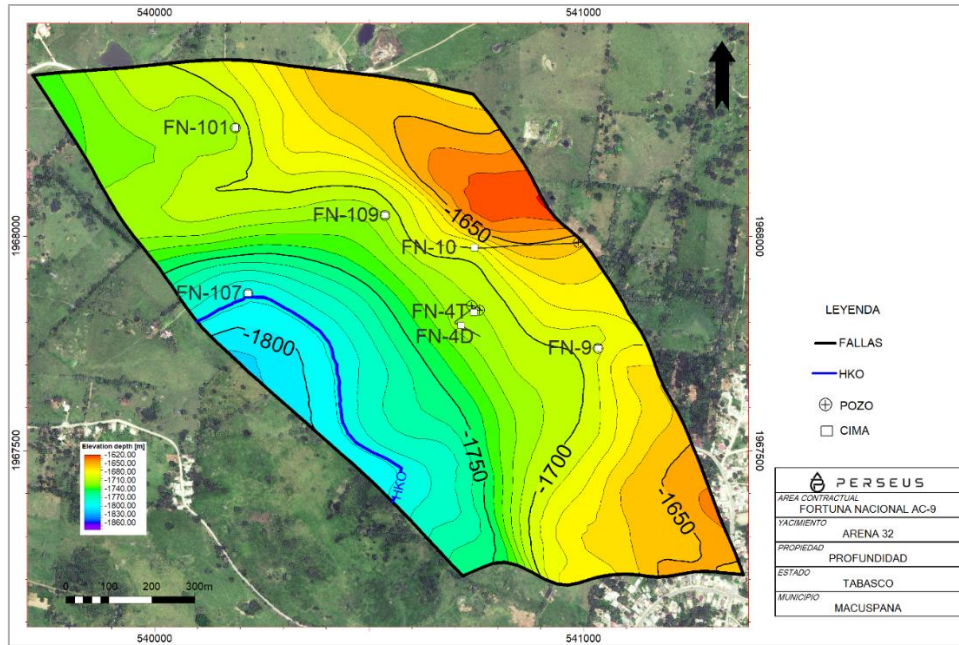


Figura 4. Configuración estructural en profundidad cima Arena 32.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

En las secciones sísmicas de las Figuras 5 y 6, se muestran en primer plano las Arenas 32 y 34, ambas productoras en los pozos Fortuna Nacional-10, Fortuna Nacional-9 y Fortuna Nacional-4T; las Arenas 32 y 34 se encuentran dentro de la formación Amate Inferior, aparecen como un cuerpo con fuertes amplitudes sísmicas o bright spot.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELzVW3zXtcZeEXu89UfGvV7vVWJ8EnAPG7mlimlu2lrrnlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

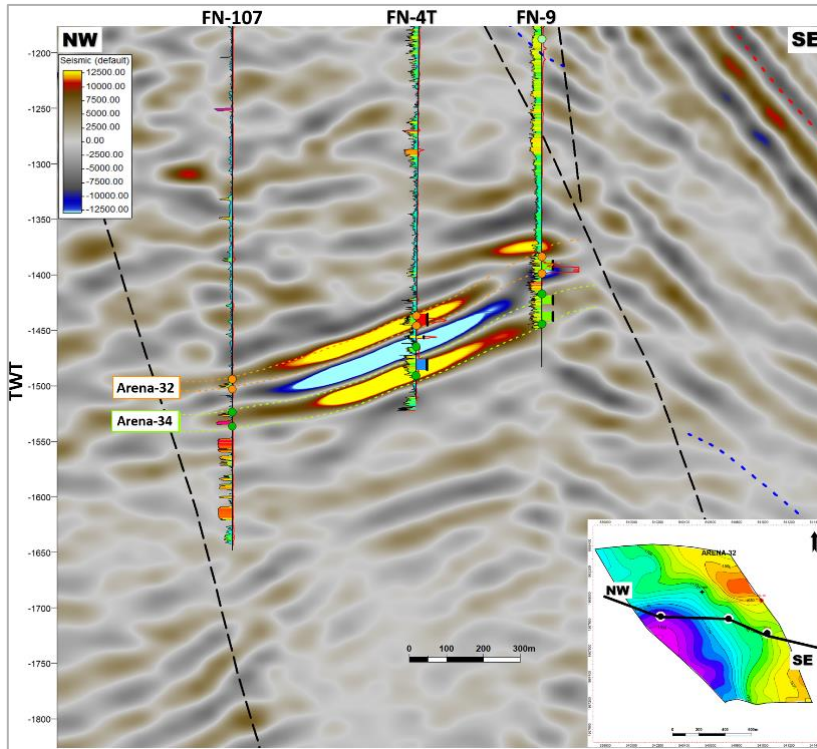


Figura 5. Sección sísmica estructural NW-SE con los pozos FN-107, FN-4T y FN-9, las Arenas 32 y 34 se encuentran dentro de la formación Amate Inferior. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

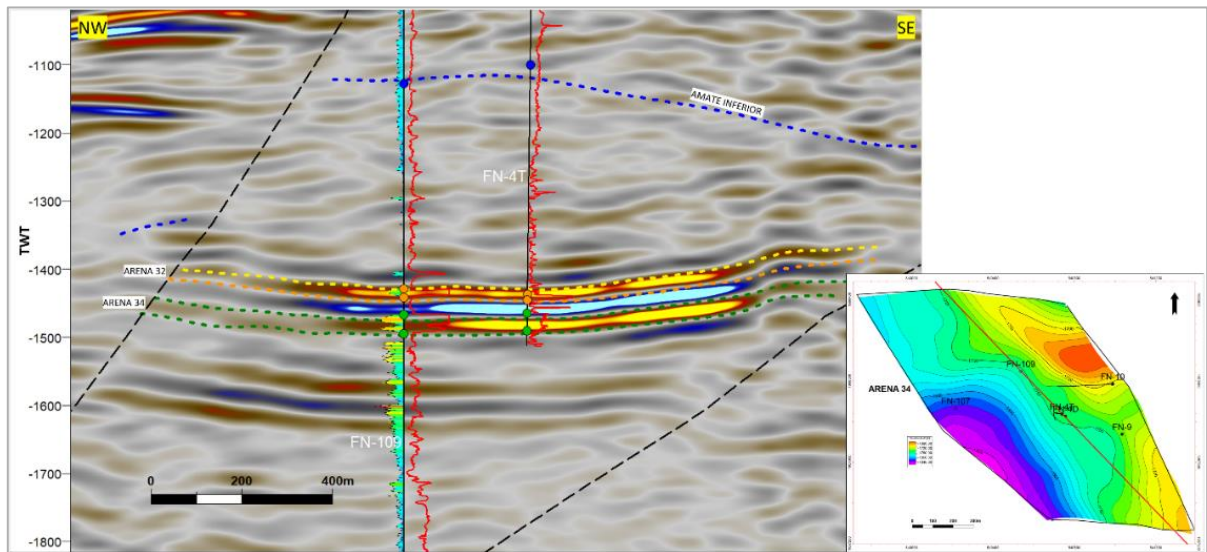


Figura 6. Sección sísmica estructural NW-SE con los pozos FN-109 y FN-4T, los pozos cortaron las Arenas 34 y 32. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZnfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcFzVmELzVW3zXtcZeEXu89UfGvV7VWJ8EnAPG7mImIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XwvYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDt6M4O4foKZvzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg85n0dQm14C717x6A==

La Arena 11 se localiza en la parte central del Campo, en el bloque bajo, es parte de la formación Amate Superior. Litológicamente es una arenisca de grano fino a muy fino, bien cementada, ligeramente piritizada y ligeramente calcárea, con intercalaciones de lutita suave, arenosa y plástica, en algunas partes se tiene Arena de grano fino a muy fino. El yacimiento Arena 11 fue atravesado por los pozos Fortuna Nacional-19Des, Fortuna Nacional-104, Fortuna Nacional-105, Fortuna Nacional-106, Fortuna Nacional-108, Fortuna Nacional-110 y Fortuna Nacional-301. Tiene un espesor neto promedio de 80 mv y una profundidad vertical promedio por cimbras de 1430 mvbnm.

En la Arena 11 el contacto de agua fue definido por el Pozo Fortuna Nacional-19DES a la profundidad de 1477 mvsnm; el Pozo Fortuna Nacional-110 se encuentra altamente saturado en agua, pero se encuentra separado de los pozos Fortuna Nacional-104, Fortuna Nacional-19DES por falla; el Pozo Fortuna Nacional-105 se encuentra estructuralmente por debajo del contacto agua-hidrocarburo líquido y se determinó un promedio de Saturación de agua de 50%, Figuras 7, 8 y 9.

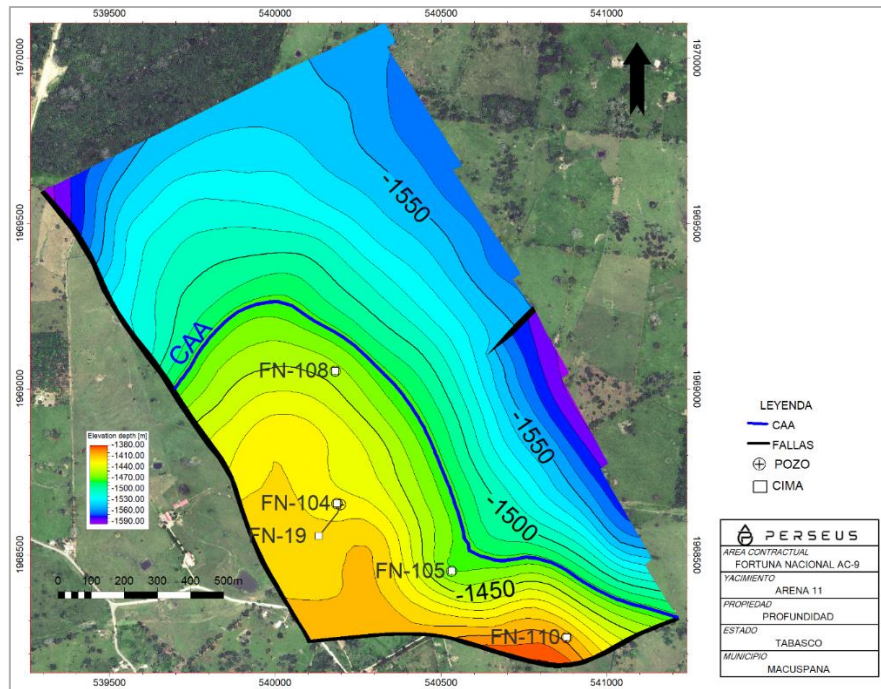


Figura 7. Configuración estructural en profundidad cima Arena 11. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7O0tJAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcFzVvELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7vVWJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZvzekQ+pqitWJzq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

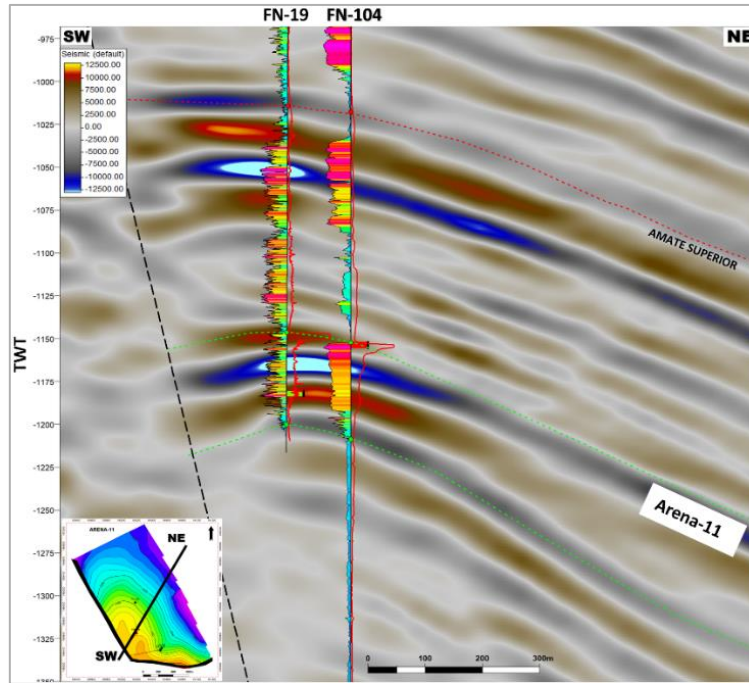


Figura 8. Sección sísmica en dominio del tiempo SW-NE, aparecen los pozos FN-19 y FN-104 y donde se observa la Arena 11. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

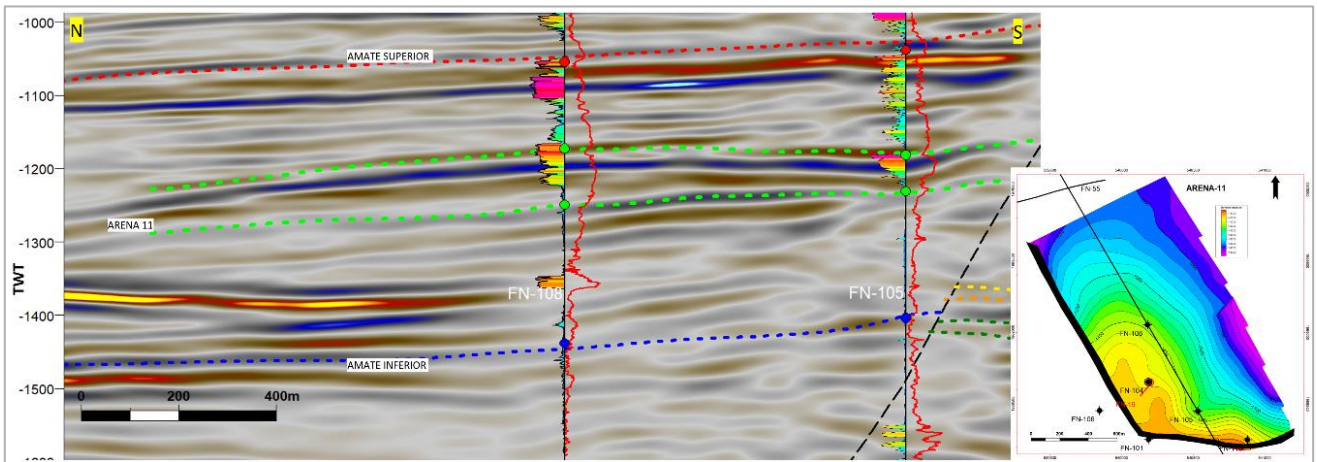


Figura 9. Sección sísmica en tiempo N-S con los pozos FN-108 y FN-105 la Arena 11 de la formación Amate Superior. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Fluidos

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, se cuenta con estudios realizados a muestras de fluidos proveniente de los pozos Fortuna nacional-4T, y Fortuna Nacional-104. A continuación, se muestra la información derivada de dichos análisis Tabla 6.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGv7vVWJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzvekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg85n0dQm14C717x6A==

Composición de gas		
Componente		% Mol
N2	Nitrógeno	0.213
CO2	Bióxido de carbono	0.476
H2S	Sufuro de hidrógeno	0
C1	Metano	83.685
C2	Etano	7.457
C3	Propano	3.899
iC4	Iso-Butano	1.001
nC4	n-Butano	1.634
iC5	Iso-pentano	0.6
nC5	n-Pentano	0.487
C6	Hexanos	0.322
C7	Heptanos	0.219
C8	Octanos	0.005
C9	Nonanos	0.002
C10	Decanos	0
C11	Undecanos	0
C12	Dodecanos	0
C13	Tridecanos	0
C14	Tetradecanos y más	0
C14+	Tetradecanos y más	0

Tabla 6. Reporte de análisis de la muestra de gas Pozo Fortuna Nacional-4T.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Resultados de pruebas de presión-producción efectuadas en los Pozos al amparo del Programa de Evaluación vigente

Los resultados interpretados de las pruebas de presión y producción sirvieron como base para la construcción de modelos Pozo-Yacimiento. A continuación, se detallan los resultados de cada Pozo obtenidos de las pruebas.

Pozo Fortuna Nacional-19DES

En el periodo del 8 al 11 de junio del 2019, se llevó a cabo la prueba de presión-producción en el Pozo FN-19DES con sonda en modo memoria estacionada a una profundidad de 1490 mD y equipo de medición bifásica con el objetivo de obtener información de los volúmenes de producción de las fases agua, hidrocarburo líquido y gas, y presiones en cabeza y fondo en condiciones estáticas y dinámicas. La prueba de presión-producción consistió en un periodo de flujo (prueba de decremento) de 24 horas a estranguladores de 16/64" y 20/64", y un periodo de cierre (prueba de incremento) con duración de 48 [hrs]. Los gastos obtenidos durante el periodo de flujo fueron de 275 y 333 BPD de hidrocarburo líquido y 0.3 MMPCD y 0.4 MMPCD de gas a estranguladores de 16/64" y 20/64" respectivamente.

Los datos de presiones obtenidas en la prueba de decremento se utilizaron para el ajuste de la curva de influjo IPR para desarrollar el modelo nodal. Los datos de presión obtenidas en la prueba de incremento se utilizaron para el análisis ajustando un modelo de pozo de almacenamiento variable y un modelo de yacimiento Homogéneo con frontera infinita sin reconocerse efectos claros de frontera al radio de investigación de la prueba.

Cabe mencionar que el ruido de presión que registró la sonda durante la prueba está asociado a que el intervalo disparado conecta arenas arcillosas posiblemente laminares por lo que este múltiple comportamiento fue registrado por la sonda, siendo el comportamiento de la arena dominante la que se registra con mayor claridad en la prueba de incremento. A partir de la curva de diagnóstico log-log y modelo ajustado, se obtienen los siguientes parámetros del yacimiento, Tabla 7:

Parámetro	Valor	Comentario
Radio de investigación	150 m	Esta arena puede correlacionar en el Pozo FN-104 a 110 [m] de distancia entre objetivos.
Permeabilidad (K)	8 mD	Baja permeabilidad comparada a las arenas de referencia (120 [mD]), esto se asocia a la secuencia arcillosa y posiblemente laminar del yacimiento
Daño (S)	< 1	
Presión inicial (Pi)	2 000 psi	La magnitud de la presión correlaciona con la arena disparada en el Pozo FN-104. Esto corresponde a una arena de presión normal.
Modelo de yacimiento	Homogéneo infinito	No se observó repuesta clara de fronteras del yacimiento al radio de investigación de la prueba a pesar de las 48 [hrs] de cierre.

Tabla 7. Parámetros obtenidos resultado de la curva diagnóstico log-log de la prueba de presión del Pozo Fortuna Nacional-19DES.

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

De acuerdo con la información obtenida de presión y gastos e interpretación de la prueba de presión-producción, se desarrolló un modelo nodal ajustado. De esta manera se obtuvieron los siguientes resultados de la sensibilidad de parámetros operativos a nivel yacimiento y pozo, Tabla 8:

Parámetro	Valor
Régimen de Flujo	Intermitente (slugs)
Índice de productividad	0.33 [stb/D psi]
Máximo Flujo AOF	650 [stb/d]
GOR óptimo	1300 [scf/stb]
Presión de yacimiento mínima de flujo natural	1600 [psi]
Presión en cabeza mínima de flujo natural	200 [psi]
Gasto de inyección de gas optimo	0.2-0.3 [mmscf/d]
Sistemas artificiales de producción aplicables	Bombeo mecánico Bombeo Jet Bombeo neumático

Tabla 8. Parámetros obtenidos de modelo nodal ajustado del Pozo Fortuna Nacional-19DES.

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Finalmente se estima de manera preliminar (modelo estático y dinámico en actualización) los volúmenes originales en sitio de hidrocarburo líquido y su recuperación estimada a partir de campos de correlación, resultando en los siguientes valores:

Parámetro	P10	P50	P90
Volumen original en sitio de hidrocarburo líquido STOIP	93,000 BLS	163,000 BLS	250,000 BLS
Volumen original en sitio de gas GIIP	65 MMPC	114 MMPC	175 MMPC
Recuperación estimada de hidrocarburo líquido	17,000 BLS	31,000 BLS	52,000 BLS
Recuperación estimada de gas	11.9 MMPC	21.7 MMPC	36.4 MMPC

Tabla 9. Volumen original estimado de hidrocarburos a partir de Campos de correlación.

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Modelos de yacimientos

La estimación de los volúmenes originales (VOG) y reservas (ROG) se realizó basados en la formulación volumétrica y la estimación de reservas. Asimismo, el Contratista consideró que los yacimientos de gas y condensados, son capaces de alcanzar factores de recuperación por arriba del 65% del volumen original⁴, siendo este valor el que se estableció inicialmente como referencia para las estimaciones de reservas establecidas en este período de evaluación.

Con la información histórica de producción y presiones disponibles para cada yacimiento se construyeron gráficos de análisis para evaluar el esquema de extracción en dichos yacimientos y validar la factibilidad de alcanzar el recobro estimado.

Con la ayuda de la información petrofísica, se realizó el análisis estocástico de las variables que permiten estimar las dimensiones de los yacimientos, generando con ello un análisis con uso de percentiles probabilísticos P10, P50 y P90, a fin de considerar el valor promedio de la variable y la probabilidad de ocurrencia de dicho valor, Tabla 10 y Tabla 11:

Yacimiento	Espesor Neto (m)		
	P10	P50	P90
Arena 34	10	21	42
Arena 32	8	15.69	34
Arena 11	10	16.52	42

Tabla 10. Espesor de Yacimiento.

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Yacimiento	Área (Km ²)		
	P10	P50	P90
Arena 34	0.9	0.91	0.93
Arena 32	0.99	1.02	1.03
Arena 11	0.69	0.7	0.71

Tabla 11. Área de yacimiento.

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Las estimaciones volumétricas realizadas se fundamentaron en el uso de la ecuación volumétrica, considerando para ello los resultados de la determinación del área de cada yacimiento en función del análisis sísmico – estructural, las evaluaciones petrofísicas y las características de los fluidos contenidos basado en el uso de correlaciones. Los cálculos realizados se generaron en dos etapas. Una etapa determinística y otra estocástica con la cual se generó un análisis con uso de percentiles probabilísticos P10, P50 y P90, considerando el

⁴ Craft, B. C. y Hawkins, M. F. 2002. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall.
McCain, W. D. 1990. The Properties of Petroleum Fluids, second edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
Rojas, G. 2003. Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensado. Puerto la Cruz, Venezuela: G. Rojas.
Satter A., Thakur G., 1996. Integrated Petroleum Reservoir Management: A team Approach. PennWell Corp.

valor correspondiente con el percentil P50 como el valor de mayor probabilidad de oportunidad de ocurrencia. Tabla 12.

Yacimiento	VOGC (MMMPC) ⁵			VOG (MMMPC) ⁶			VOC (MMB) ⁷		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
Arena-34	10.43	24.85	49.36	9.09	21.71	43.31	1.92	4.99	11.59
Arena-32	8.89	20.3	38.89	8.48	19.37	37.13	0.67	1.55	3.08
Arena-11	1.09	4.14	8.82	0.99	3.79	8.09	0.15	0.63	1.82

Tabla 12. Volúmenes originales de hidrocarburos en yacimiento por tipo de fluidos.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Asimismo, de acuerdo con la información presentada por el Contratista, en la Tabla 13 se presenta la reserva original de hidrocarburos dentro del Campo del Área Contractual.

Yacimiento	Reserva GC (MMMPC)			Reserva Gas (MMMPC)			Reserva Condensado (MMB)		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
Arena A-34	6.78	16.15	32.08	5.91	14.11	28.15	1.25	3.24	7.53
Arena A-32	5.78	13.2	25.28	5.51	12.6	24.13	0.43	1.01	2
Arena A-11	0.71	2.69	3.73	0.64	2.46	5.26	0.09	0.41	1.18
Total	13.27	32.04	61.09	12.06	29.17	57.54	1.77	4.66	10.71

Tabla 13. Reserva original identificada por el Contratista considerando el factor de recuperación teórico para yacimientos de gas y condensado.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

En la Tabla 14 se presenta la información de la producción histórica de hidrocarburos del Campo dentro del Área Contractual.

Yacimiento	Producción de Gas	Producción Condensado
	(MMMPC)	(MMB)
Arena A-34	4.4	0.32
Arena A-32	8.7	0.53
Arena A-11	0.2	0.025

Tabla 14. Producción acumulada de hidrocarburos dentro del Campo del Área Contractual a diciembre de 2021.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Asimismo, la Comisión observa que, a partir de la información presentada por el Contratista en el Informe de Evaluación, es suficiente para sustentar las dimensiones y extensión del yacimiento, volumen original de hidrocarburos y su potencial productivo, de conformidad con el Oficio 250.1591/2022 de fecha 05 de diciembre del 2022.

Si bien dichos estudios y actividades realizadas al amparo del Programa de Evaluación brindaron certidumbre respecto de las dimensiones y extensión de los yacimientos, es necesario que el Contratista continúe con las actividades que le permitan actualizar su modelo

⁵ Volumen Original de Gas Condensable en yacimiento.

⁶ Volumen Original de gas en yacimiento.

⁷ Volumen original de condensado.

estático y continuar con el desarrollo del modelo dinámico para tener aún mayor certeza de las condiciones y características de ambos yacimientos.

c) Actividades y metas físicas

De acuerdo con la información presentada en el Programa propuesto, el Operador contempla la ejecución de la actividad física, inversión, gastos de operación y otros egresos presentados en la Tabla 15 a partir de la aprobación del Programa propuesto.

Concepto	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	TOTAL
Perforaciones (número)									1					1
RMA (número)			2	1	1									4
RME (número)			2	1	1									4
LDD (número)							2							2
Inversión (MMUSD)		0.10				0.30	0.50	3.00	0.05					3.95
Gastos Op (MMUSD)	0.17	0.19	0.52	0.23	0.29	0.14	0.14	0.14	0.23	0.14	0.14	0.14	0.14	2.61

Tabla 15. Actividades físicas y costos contemplados 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 16 y Figura 10 y Figura 11.

	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23
Qo (BPD)	35.30	35.66	47.75	164.83	207.59	180.26	178.89	156.42	163.98	182.21	161.70	163.43
ΔNp (MBLS)	1.09	2.20	3.54	8.65	14.87	20.46	25.83	30.68	35.76	41.23	46.24	51.14
Qg (MMPCD)	1.27	1.28	1.42	2.92	3.60	3.18	3.21	2.85	3.44	4.54	4.11	4.23
ΔGp (MMMPC)	0.04	0.08	0.12	0.21	0.32	0.42	0.51	0.60	0.71	0.84	0.97	1.10

Tabla 16. Pronósticos de producción estimados en el Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

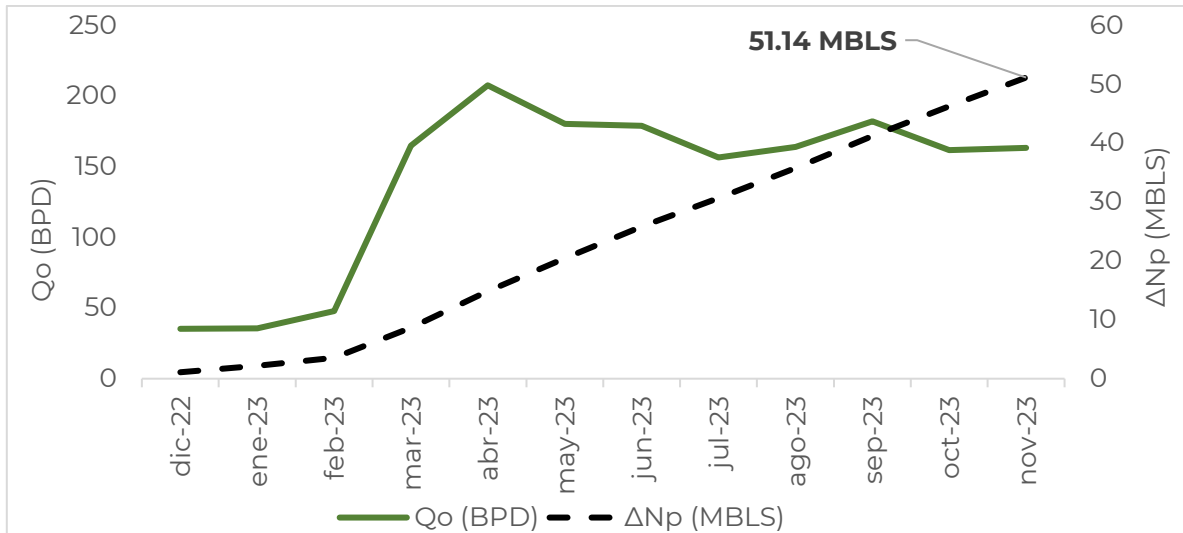


Figura 10. Pronóstico de producción de condensado del Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

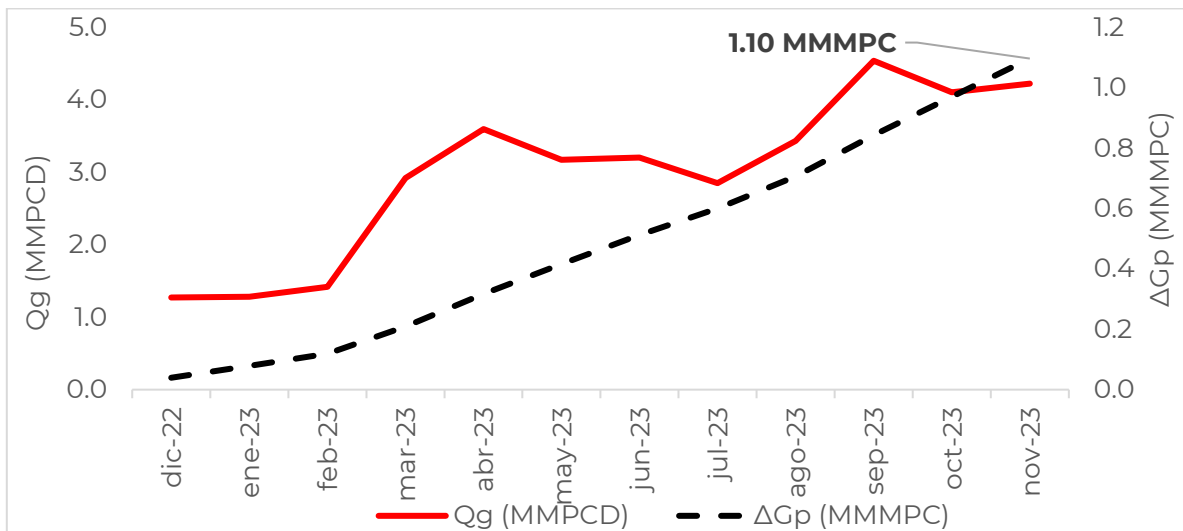


Figura 11. Pronóstico de producción de gas del Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

Perforación de Pozos

Durante la ejecución del Programa propuesto se contempla la perforación de Pozo Fortuna Nacional-17DES con el objetivo de extraer la reserva probada de gas y condensado de la formación Amate Inferior en las arenas del Terciario de acuerdo con los AVO interpretados por G&G, mediante una trayectoria tipo J con una profundidad total de 2421 mdbmr/ 2273 mvbmr. La terminación será sencilla con aparejo integral de 2 7/8", empacador de producción para TR de 7", P-110, 26 lb/pie y niple de asiento X. La producción esperada es de 2.5 MMPCD de gas y 48 BPD. Figura 12.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcSfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvV7vVWJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzsekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg85n0dQm14C717x6A==

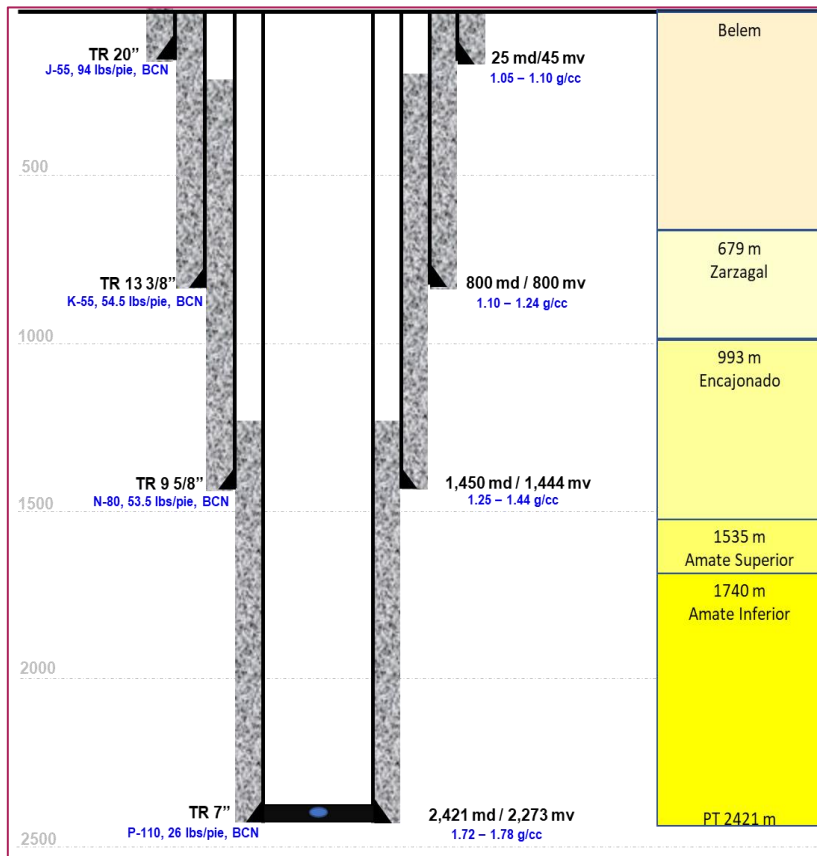


Figura 12. Estado mecánico del Pozo Fortuna Nacional-17DES.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Ductos e infraestructura

Para el Programa propuesto, se construirán dos líneas de descarga o ductos de recolección correspondientes a los pozos Fortuna Nacional 104 y del pozo a perforar Fortuna Nacional 17-DES, teniendo cada uno 350 y 1600 metros de longitud aproximada, respectivamente, con la finalidad de trasladar la producción de ambos pozos a la Batería de Recolección Fortuna Nacional, Tabla 17.

Ducto de Recolección	Longitud (m)
FN-104	350
FN-17DES	1600

Tabla 17. Costos estimados de los Ductos de Recolección a construir durante el Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

Toma de Información o estudios

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELzVW3zXtcZeEXu89UfGvv7vVWJ8EnAPG7mlmIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKagSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZvzsekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8SnoDQm14C717x6A==

Para la toma de información del Campo Fortuna Nacional, del Programa propuesto se consideran: análisis PVT, registros de presión de fondo cerrado y fondo fluyendo, registros de producción PLT y registros de saturación, Tabla 18.

Concepto	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23
Análisis y Estudio PVT				FN-19DES FN-104							FN-17DES	
Registro de Presión a Fondo Cerrado		FN-10				FN-10	FN-19DES FN-104 FN-4T		FN-9	FN-10 FN-4T	FN-19DES FN-104	FN-9
Registro de Presión a Fondo Fluyendo		FN-10				FN-10	FN-19DES FN-104 FN-4T		FN-9	FN-10 FN-4T	FN-19DES FN-104	FN-9
Registro de Producción PLT			FN-19DES	FN-4T	FN-9							
Registro de Saturación					FN-9							

Tabla 18. Estudios y toma de información a ejecutar durante la duración del Programa.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista).

d) Programa de Inversiones

En la Tabla 19 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Programa de Transición presentado por el Contratista, 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 \$6.56 millones de dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Evaluación, distribuidos en \$3.95 millones de dólares de inversión y \$2.61 en gastos de operación.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MMUSD)
Evaluación	General	\$1.09
	Pruebas de Producción	\$1.20
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.04
	Perforación de Pozos	\$3.88
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$0.35
Total general		\$6.56

Tabla 19. Desglose del Costo Total del proyecto (MMUSD)
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

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.

Conclusión del Programa de Inversiones

Se concluye que la información presentada es congruente con las metas físicas del Programa de Transición, asimismo el Programa de Inversiones fue presentado de conformidad con los Lineamientos de Planes.

e) Medición de la producción de Hidrocarburos

e.1) Introducción

El Área Contractual 9 Campo Fortuna Nacional se encuentra localizada a 13 km al suroeste de Ciudad Pemex en el Municipio de Macuspana, Tabasco, ver Figura 13.

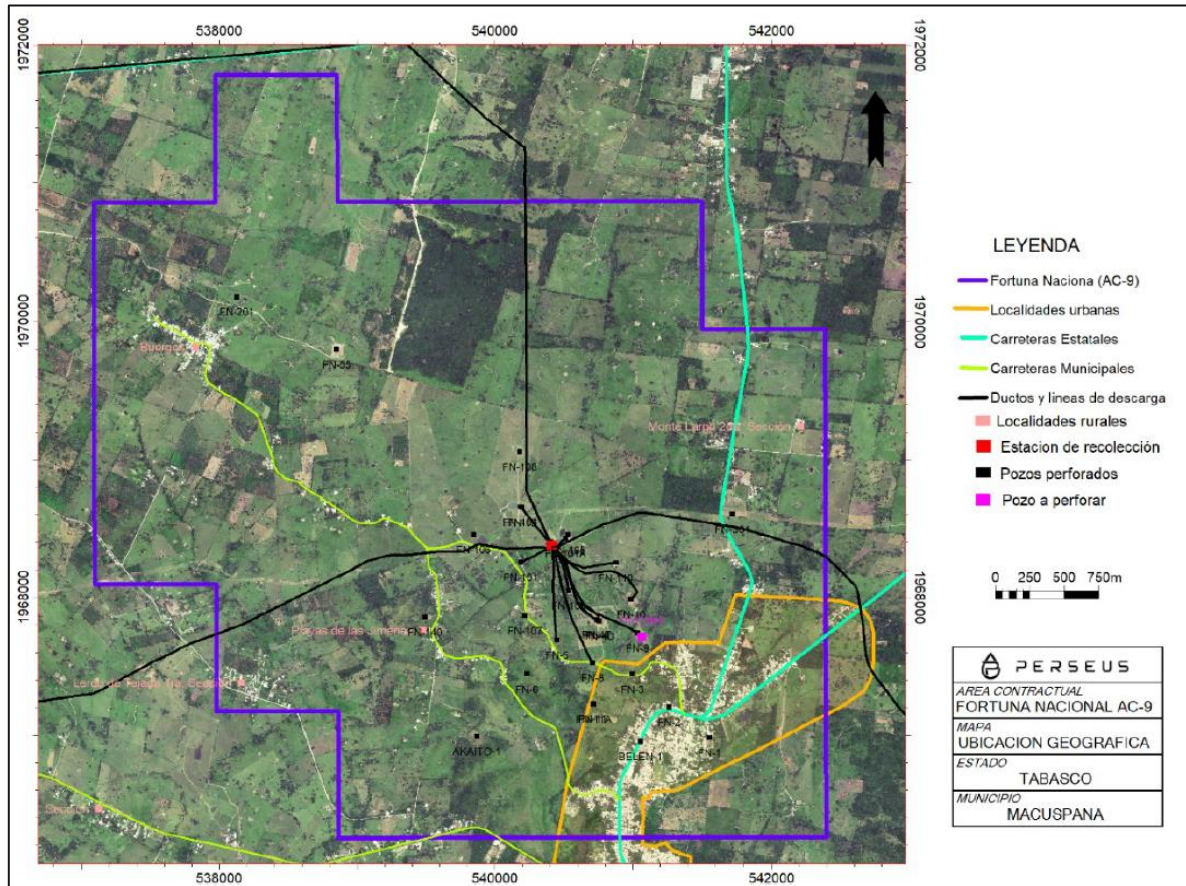


Figura 13. Mapa de ubicación del Campo Fortuna Nacional (Fuente Contratista)

El Objetivo del Programa propuesto es llevar a cabo actividades preparatorias para la Extracción y dar continuidad operativa, así como realizar actividades de producción temprana, lo anterior realizando actividades entre las que están analizar y obtener información de producción de los pozos perforados, la perforación de un pozo para producir los yacimientos de las arenas del Mioceno, realizar mantenimiento de las instalaciones existentes, construcción de ductos de recolección.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZnfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGv7vVWJ8EnAPG7mlmlu2lrlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLVHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XwwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0FesN0Jw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZvzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg85n0dQm14C717x6A==

e.2) Manejo y Medición de los Hidrocarburos

Como parte del manejo y medición de los hidrocarburos a producirse, el Contratista presenta la siguiente filosofía de medición:

La mezcla de Hidrocarburos producidos en los pozos del Campo Fortuna Nacional se envía a través de líneas de descarga hacia el cabezal de recolección de 4"Ø ubicado en la instalación Estación de Recolección Fortuna Nacional (en adelante, ERFN) donde se conecta a un separador trifásico, y aguas abajo del mismo se mide por separado las corrientes de hidrocarburos líquidos, gaseosos y agua; en la parte superior del separador se mide la corriente de gas a través de un medidor de presión diferencial de tipo Placa de Orificio de 4", la corriente de hidrocarburos líquidos serán medidos en la parte inferior del separador mediante un medidor másico de tipo Coriolis de 3" y por último la corriente de agua será medida a través de un medidor másico de tipo Coriolis de 2". Posteriormente, una vez ya medidos, los fluidos se mezclan para su envío a cabezal colector de 6"Ø y continuar su recorrido hacia la Estación de Recolección de Gas o Aceite Shishito, instalación que pertenece a Pemex Exploración y Producción. El proceso descrito anteriormente se puede observar en la Figura 14.

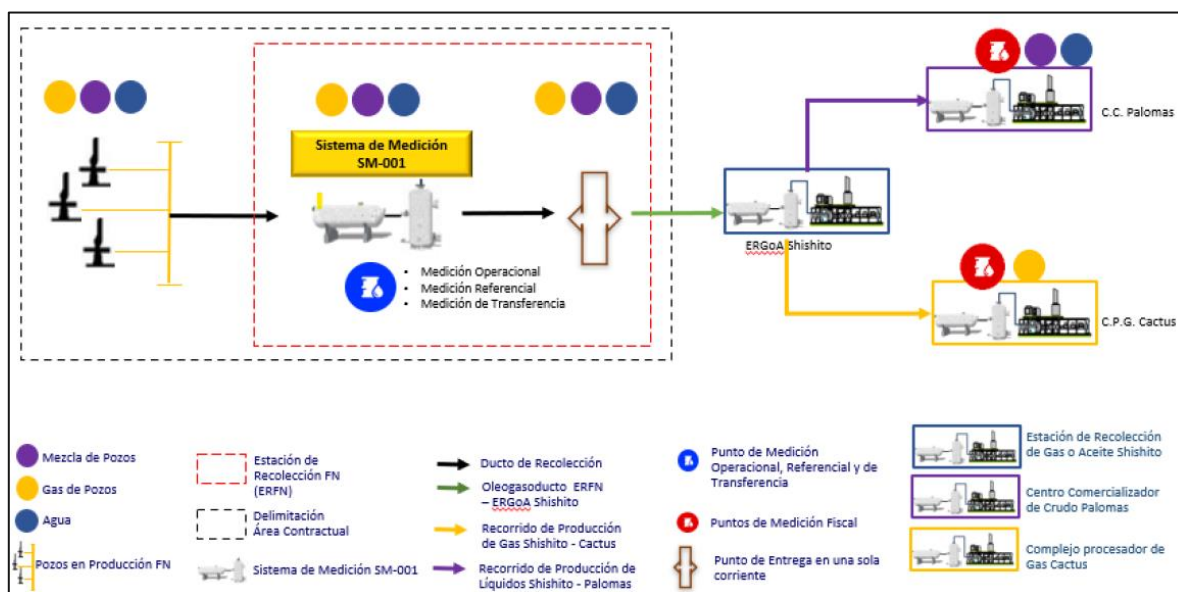


Figura 14. Manejo y medición de Hidrocarburos del Programa de Transición de producción temprana, asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015 Campo Fortuna Nacional – (Fuente Contratista).

Por lo anterior descrito y respecto de los establecido en el Artículo 42 BIS de los LTMMH, el Contratista presenta como parte del Programa propuesto, los Puntos de Medición provisional para Hidrocarburos líquidos y gas 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 Hidrocarburos líquidos y gaseosos, con base en lo siguiente:

e.3) Identificación de los Puntos de Medición provisional propuestos

Punto de Medición provisional para Hidrocarburos líquidos.

- **Estación de Recolección Fortuna Nacional (ERFN):** Sistema de Medición identificado con el TAG SM-001 con medidor másico de tipo Coriolis de 3” como elemento primario de medición, instalados a la salida del separador trifásico.

Punto de Medición provisional para gas.

- **Estación de Recolección Fortuna Nacional (ERFN):** Sistema de Medición identificado con el TAG SM-001 con medidor de presión diferencial de tipo Placa de Orificio de 4” como elemento primario de medición, instalados a la salida del separador trifásico.

Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto

El Contratista presentó las coordenadas geográficas donde se ubican los Puntos de Medición provisional para Hidrocarburo líquido y gas, el cual se muestra a continuación en la Tabla 20.

Puntos de Medición Provisional	Hidrocarburos	TAG de identificación	Tecnología de medición	Latitud	Longitud
ERFN	Hidrocarburo líquido	SM-001	Coriolis	17.802536	-92.61854
	Gas	SM-001	Placa de Orificio		

Tabla 20. Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional del Campo Fortuna Nacional.

e.4) 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 Contratista 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 y mediante los cuales se designa al Coordinador de Producción como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos.

e.5) 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.

En lo referente al manejo, determinación y asignación de los hidrocarburos del Área Contractual, el Contratista mantiene como premisa continuar con la filosofía de operación aprobada en la modificación al Programa de Evaluación mediante la Resolución CNH.11.002/18 y CNH.E.38.001/2022. La cual contempla la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos en la ERFN para su entrega y comercialización de los Hidrocarburos en la Batería de Separación Shishito. Adicionalmente, se realizan mediciones a boca de pozo de manera mensual por pozo en producción de 72 horas, para dar cumplimiento en términos del artículo 10 de los LTMMH.

Por lo anterior, el Contratista propone como Punto de Medición provisional para los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual, el sistema de medición identificado con TAG SM-001, ubicado a la salida de la LTMMH, a través del acuerdo de medición entre Pemex Exploración y Producción y el Operador, en el cual se establece el Punto de Medición provisional, las actividades para la determinación del volumen y calidad, el Balance y asignación de los Hidrocarburos, por medio de la aplicación de prorrateo a los valores de

producción ajustada por campo y pozo, integrando la participación volumétrica de las distintas Asignaciones y Áreas Contractuales que convergen al Punto de Medición, los análisis de muestreo a través de laboratorios acreditados.

El Contratista manifiesta que durante las pruebas extendidas de producción durante 12 meses o, en su caso durante la vigencia del Programa propuesto, se realizará el manejo de los Hidrocarburos del campo utilizando los acuerdos operativos de medición y estrategia de comercialización para el aprovechamiento de los Hidrocarburos.

e.6) Comercialización de los Hidrocarburos

El gas y petróleo del Área Contractual proviene del campo Fortuna Nacional. En el Programa propuesto se visualiza que la estrategia comercial para la comercialización de estos hidrocarburos se basará en utilizar la infraestructura existente, a fin de cubrir los requerimientos de separación y medición de hidrocarburos, y su posterior bombeo a los centros de venta cercanos pertenecientes al comprador Pemex Exploración y Producción. Para esto último, el Operador utilizará el oleogasoducto OLD ER FORT NAC- E.R G.A SHIS 6X7.941 km.

En lo que respecta a la calidad esperada del hidrocarburo líquido a ser comercializado, se espera que se encuentre dentro de los parámetros siguientes:

Parámetros típicos de calidad	Datos de referencia	Método de determinación
°API (Gravedad)	30 – 50	ASTM D-287
Viscosidad (SSU@ 20 °C)	4.5 – 15.0	ASTM D-445
KIN Viscosidad mm 2/5		
Agua (% Vol.)	5% - 70%	ASTM D-4928

Tabla 21. Calidad de hidrocarburo líquido.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Por otro lado, la calidad del gas a ser comercializado deberá estar dentro de los parámetros siguientes:

Componentes (%Mol)	Mínimo	Máximo	Método
Nitrógeno	0.1%	2.5%	ASTM-D1945
Dióxido De Carbono	0.01%	0.1%	ASTM-D1945
Ácido Sulfhídrico	0.0%	0.0%	ASTM-D4468
Metano	80	90	ASTM-D1945
Etano	4	8.5	ASTM-D1945
Propano	2	5	ASTM-D1945
Isobutano	0.6	1.5	ASTM-D1945
Butano Normal	0.6	1.5	ASTM-D1945
Isopentano	0.1	0.9	ASTM-D1945
Pentano Normal	0.08	0.5	ASTM-D1945
Hexano y más pesados	0.06	0.4	ASTM-D1945
Poder Calorífico (BTU/PC) Kjoule m3 (bruto –SSCU)	38,000	60,000	ASTM-D3588

Tabla 22. Calidad de gas.

(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Respecto de la ubicación de los puntos de venta del petróleo y gas producido será la Estación de Recolección de Gas o Aceite Shishito.

Por otra parte, los mecanismos para el precio de venta del gas se basan en un precio de referencia, el cual se multiplica por una variable de ajuste por calidad en el punto de transferencia de la propiedad y se restan unos costos logísticos y un margen comercial. Para el caso del hidrocarburo líquido, se basan en un precio de referencia, el cual se le restaran, los costos logísticos y un margen comercial.

En cuanto a los costos logísticos del hidrocarburo líquido, se espera que sea de 1.34 [USD/Barril], mientras que para el gas será 0.29 [USD/MPC].

Por último, se señala que no se visualiza la construcción de instalaciones de comercialización adicionales a las utilizadas para el manejo y transporte de los hidrocarburos del punto de medición al destino final donde se entregarán al Comprador respectivo.

e.7) El Programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional para Petróleo.

El Contratista presenta el programa de diagnósticos para la implementación del Punto de Medición provisional, en atención al artículo 42 Bis, fracción IV de los LTMMH, el cual se encuentra dentro del Contrato de Compraventa de Hidrocarburos donde se programan las revisiones metrológicas, calibraciones, actualizaciones a los procesos de Medición así como el cálculo de incertidumbre de los sistemas asociados a los Puntos de Medición provisional propuestos para Hidrocarburos líquidos y gas para la producción del Campo Fortuna Nacional asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015 y que estará vigente durante el Programa propuesto, cumpliendo con lo establecido en los LTMMH.

e.8) 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 250.1542/2022 de fecha 23 de noviembre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-190 de fecha 24 de noviembre del 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición provisional, presentados como parte del Programa de Transición del Campo Fortuna Nacional asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, "...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 propuesto por el Asignatario 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 Campo Fortuna Nacional, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

e.9) Obligaciones del Contratista:

1. En caso de que el Contratista considere realizar la modificación o proponer un nuevo Punto de Medición provisional deberá observar lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, y en su caso, si el Contratista considera realizar una modificación al Punto de Medición provisional objeto del presente Dictamen, 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 Contratista 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 a los Puntos de Medición provisional de Hidrocarburos líquidos y gas en el Campo Fortuna Nacional asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015 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.
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 Campo Fortuna Nacional 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 reporte de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos deberá de estar acompañado por los documentos necesarios que den soporte en la determinación del volumen.
6. El Contratista deberá de reportar la calidad de los Hidrocarburos proveniente de cada uno de los pozos productores, teniendo petróleo, condensado y gas, así como la representativa de la mezcla del Área Contractual.
7. El Contratista deberá de presentar los registros de aforos de producción, así como el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorratio o balanceo alguno, con el registro de eventos sobre las variaciones y afectaciones del volumen producido.
8. El reporte de balance deberá de estar acompañado mensualmente por los comprobantes de entrega y recepción diarios y mensuales.
9. Para el caso de que, en el Punto de Medición, el Gas Natural, contenga pentanos e hidrocarburos más pesados, sustentados con el análisis cromatográfico, deberá ser expresado en barriles y calculado de acuerdo con el estándar API MPMS14.5, considerando en el reporte de volumen de estos componentes.
10. La información de producción y balance deberán de presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.
11. El Contratista deberá entregar las actualizaciones correspondientes del “Acuerdo de Medición y Condiciones de operación entre Pemex Exploración y Producción y Perseus Fortuna Nacional S.A. de C.V del Área Contractual 9 Campo Fortuna Nacional”

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvV7VWVJ8EnAPG7mImIu2lRnInQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZvzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S0dQm14C717x6A==

conforme a las condiciones operativas actuales que se presenta en el Área Contractual, así como la referencia a los LTMMH.

e.10) 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 Contrato CNH-R01-L03-A9/2015 Campo Fortuna Nacional los cuales están **ubicados en la Estación de Recolección Fortuna Nacional ambos con TAG de identificación SM-001 con tecnología de medición tipo Coriolis para Hidrocarburos líquidos y con Placa de Orificio para gas**, y que serán utilizados para la medición de los hidrocarburos producidos durante el Programa de Transición de producción temprana del Contrato en comento, esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción con base en lo referido en los artículos 36 y 42 Bis de los LTMMH, concluye que la propuesta es técnicamente viable para la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir en el Campo Fortuna Nacional durante la vigencia del presente Programa de Transición.

f) Aprovechamiento de gas

Dado que la estrategia contemplada en el Programa propuesto se concentra únicamente en la producción en yacimientos de gas y condensado, los cuales son considerados como yacimientos de Gas Natural No Asociado, y de conformidad con los artículos 1 y 2 de las DISPOSICIONES Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, dichas DISPOSICIONES no son aplicables en el caso que nos ocupa.

No obstante lo anterior, si derivado de la estrategia del Programa a ser implementado dentro del Campo del Área Contractual se conducen al descubrimiento de un yacimiento de aceite y gas asociado, el Contratista deberá presentar el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural correspondiente para iniciar con la producción de dicho yacimiento.

V. 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 II de los Lineamientos.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracción II 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 23.

Concepto	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforaciones (número)	1		
RMA (número)	4		
RME (número)	4		
LDD (número)	2		

Tabla 23. 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 24.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Programa de Erogaciones/ ejercidas
Evaluación	General	\$1.09		
	Pruebas de Producción	\$1.20		
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.04		
	Perforación de Pozos	\$3.88		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$0.35		
Total general		\$6.56		

Tabla 24. 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 de Producción Temprana para dar continuidad operativa al Campo, a través de la continuidad operativa y través de la perforación de 1 Pozo, incrementando el valor económico en el Área Contractual, como se muestra en la Tabla 25. La cual considera 12 meses como lo solicita el Operador.

	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23
ΔNp (MBLS)	1.09	1.11	1.34	5.11	6.23	5.59	5.367	4.849	5.083	5.466	5.013	4.903
ΔNp real (MBLS)												
Porcentaje desviación condensado												
ΔGp (MMMPC)	0.04	0.04	0.04	0.09	0.11	0.1	0.096	0.088	0.106	0.136	0.127	0.127
ΔGp real (MMMPC)												
Porcentaje desviación gas												

Tabla 25. Indicadores de desempeño de la producción de hidrocarburo líquido y gas en función del volumen de hidrocarburos obtenidos mensualmente.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador)

VI. Sistema de Administración de Riesgo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7VWJ8EnAPG7mlimlu2lrlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XwwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsNOJw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZvzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8S5n0dQm14C717x6A==

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Programa, 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 250.1589/2022 de fecha 05 de diciembre 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 asociado al Contrato a fin de que determine lo conducente.

No obstante, lo anterior, esta Comisión tiene conocimiento que el 13 de marzo de 2017, la ASEA asignó al Contratista la Clave Única de Registro del Regulado (CURR) identificada con el número ASEA-PEF17018C.

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.

VII. 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, 45, séptimo párrafo, 65, 69, fracción II, 70, y 71 y el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.

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

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

Con la toma de información contemplada en el Programa propuesto, se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país. Lo anterior se cumple a través de los análisis de hidrocarburos, análisis PVT, registros de presión de fondo cerrado y de fondo fluyendo, registro de producción PLT y registro de saturación. Adicionalmente se consideran la perforación y terminación de un nuevo pozo.

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

Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a emplearse para la ejecución de actividades son adecuadas para obtener la información necesaria para dar continuidad operativa y prolongar el tiempo de vida productiva de los Pozos, con el fin de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, y de esta manera encontrarse en posibilidades de poder plantear 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 toma de información y la perforación de un Pozo de desarrollo 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:

Dado que la estrategia contemplada en la modificación del Programa se concentra únicamente en la producción en yacimientos de gas y condensado, los cuales son considerados como yacimientos de Gas Natural No Asociado, y de conformidad con los artículos 1 y 2 de las DISPOSICIONES Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, dichas DISPOSICIONES no son aplicables en el caso que nos ocupa.

No obstante lo anterior, si derivado de la estrategia del Programa a ser implementado dentro del Campo del Área Contractual se conducen al descubrimiento de un yacimiento de aceite y gas asociado, el Contratista deberá presentar el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural correspondiente para iniciar con la producción de dicho yacimiento.

VIII. Recomendaciones

- Continuar con la actualización de los modelos estático y dinámico para la delimitación de los yacimientos con la información adquirida durante el periodo de Transición.
- Continuar con la caracterización de los contactos agua-hidrocarburo líquido para las formaciones consideradas como yacimiento, usando la información dinámica y el análisis petrofísico obtenido de los datos de la perforación del Pozo Fortuna Nacional-17DES, las pruebas de presión-producción en los Pozos existentes, y los resultados de los gradientes hidrostáticos calculados. Lo anterior con el objetivo de realizar la actualización de los pronósticos de producción propuestos dentro del Programa o en su caso del pronóstico de producción de hidrocarburos del correspondiente Plan de Desarrollo.
- Cumplir en tiempo, forma y calidad con los programas de perforación y terminación del Pozo a perforar para evitar costos adicionales y poder recuperar los volúmenes de hidrocarburos contemplados a producir en la etapa de Transición.
- 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 intervenciones menores o cambios operativos.

Finalmente, no se omite señalar que de conformidad con el artículo 71, segundo párrafo de los Lineamientos, es responsabilidad del Operador Petrolero solicitar la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo estipulado en la Cláusula 5.3 del Contrato, a fin

de que cuente con el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, mismo que le permitirá dar continuidad a las Actividades Petroleras dentro del Área Contractual.

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable la solicitud de aprobación del Programa de Transición, correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, el cual tendrá una vigencia de hasta 12 meses a partir de la aprobación del presente Programa hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

ELABORÓ

MTRO. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ
Subdirector de Seguridad de Operaciones

REVISÓ

40

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7VvWJ8EnAPG7mlimlu2lrrnlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmkrCbBg2vxeq1RallLwWFF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzzekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8Sn0dQm14C717x6A==

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO
Titular de la unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

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, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la solicitud de aprobación del Programa de Transición derivado del Informe de Evaluación asociado al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015.

Mtro. Luis Carlos Huerta González
Subdirección De Seguridad De Operaciones

ELABORÓ

Firma de Luis Carlos Huerta Gonzalez
Fecha de Sello Digital: 12/12/2022 01:54:28 p. m.

Sello Digital:

TNI2rleYYED3SRzHYRQN54fm1L3jAzXdwM8uNczwz1JaQITViZgLG6pMwFwz3NeYzSd8flCDPlelNadmzTxeeO9BI4GIh59+aghmOnCynVd1t5RjAwpmWDb94mwsmmSwbJVMRUzmpv4y1EbQUnhYJ8LNFYPKsuJ7Vh+KmOm4xdl8aPwyxmt3khTl4nEyYIISGuJN0GXlc64GchXPsP3svXP16opC8azCVvz1GI05sIE2Oh9VXFG7dLoXsqfyYVzVOGQ6ZP8yivgRelT2gt82Vh1ZU+Xexis+MVttHfi4MZFHQZkftMOZ0uXfYGgbFp5YIfd8Ly7GLZvTHk/Ajca16Q==

"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/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

41

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s70tJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcsfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvv7VvWJ8EnAPG7mlimlu2lrrnlnQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLvHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDt6M4O4foKZVzsekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEkSEz3F0S2gywWg8Sn0dQm14C717x6A==

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 12/12/2022 02:20:47 p. m.

Sello Digital:

ZDU+bcNwpX3hYkkiCgZ+jQ8BEjXWKZCraik8IMoYQp+lwV/sKYx1RDGTGyy/GcXiEKI7n7tmH9VaHLftYQELNlsqdEgAJToGIVoUjjiMGCJe7mW1WiU04NIQwEK6FUq4CT5M6ihtxJAqflcek9M8/PJCELvAEy6cdNTGSFK7XZwD4/fqTIVIAyzeHY41y5kTLvGOHkXFEUSwd0o/mVouzHxqaPITbvreO7MZPrWE1JBppj+53bWnZWtja2vCRtAJnVLRdiw+WMhIOHVJrXhceNRnxgjpMAr8gikcdIBULvbTlboVwXx8BSpkPpxKgxSnUzjybUHRqNtcj3blePA==

"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/CFF 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: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcSfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvV7vVWJ8EnAPG7mlimlu2lrnlQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzvekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEKSEz3F0S2gywWg8Sn0dQm14C7I7x6A==

"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/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:14:17 p. m.

Sello Digital:

E9s7OtJTAJD3+ToASxqrE24VgGxGiKel56GTCT6mbWAb9sR5kR8Op0smcgWok+RhZNfkBnVPmP6Ftzl4Q6HgVcSfZVmELZvW3zXtcZeEXu89UfGvV7vVWJ8EnAPG7mlimlu2lrnlQFvZhpag3C67HLgnZx426LIRJXHCdywNFmsrBI3yR25MknvZLHmTabn4rBZEKqgSzmKrcbBg2vxeq1RallLwWF2K7sd6XvwYpSdvLHMY+Y3c/p2qQ0fEsN0Jw93//8k0qpCO4ZDtT6M4O4foKZVzvekQ+pqitWjZq4oQh/QhQanDjEKSEz3F0S2gywWg8Sn0dQm14C7I7x6A==