



Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017

Dictamen Técnico de la modificación al Programa de Transición

PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I de C.V.

Octubre 2019



MARCO F

777

CNH

Comisión Nacional de Hidrocarburos

guss

| | |
|--|----|
| CONTRATO CNH-R02-L02-A10.CS/2017 | 1 |
| DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN | 1 |
| PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I DE C.V. | 1 |
| I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA ASIGNADA | 3 |
| II. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA | 3 |
| III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN | 6 |
| IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN | 7 |
| V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN | 8 |
| A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL..... | 8 |
| B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN..... | 9 |
| C) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PROGRAMA VIGENTE CONTRA EL DEL PROGRAMA PROPUESTO..... | 10 |
| D) ACTIVIDADES DEL PROGRAMA | 11 |
| E) EVALUACIÓN ECONÓMICA..... | 13 |
| F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y SU COMERCIALIZACIÓN | 15 |
| VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN | 17 |
| VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS | 18 |
| VIII. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO | 19 |
| A) <i>ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE CONDENSADO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES</i> | 19 |
| B) <i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS</i> | 19 |
| C) <i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES</i> | 19 |

777

Handwritten signature/initials in blue ink.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Contratista promovente de la Modificación al Programa de Transición¹ (en adelante, Programa) del Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, es la empresa PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante Contratista o Pantera). En la Tabla 1 se muestran los datos generales del Área Contractual.

| Concepto | DATOS DE LA ASIGNACIÓN |
|------------------------|---|
| Nombre | PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I de C.V. |
| Estado y municipio | Tabasco, Macuspana y Jonuta |
| Área de Contractual | 347.339 km ² |
| Vigencia | 30 años a partir de la fecha efectiva |
| Tipo de Contrato | Licencia |
| Yacimientos y/o Campos | Achual y Viche |

Tabla 1. Datos generales del Contrato.
(Fuente: Contratista)

II. Elementos generales del Programa

Alcance

La modificación al Programa de Transición del Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017 contempla recuperar un volumen de gas de 0.91 mmmpc del campo Viché y 0.11 mmmpc del campo Achual respectivamente, incrementando el factor de recuperación al 51% (valor alcanzado durante la vigencia del Programa de Transición)².

El objetivo es asegurar la continuidad operativa de las actividades de producción durante un plazo de hasta 12 meses a partir del término de la vigencia del Programa actualmente aprobado (antes Programa Provisional).

Por otro lado, se analizaron las obligaciones aplicables al Contratista, de manera enunciativa más no limitativa, durante la Etapa de Transición de Arranque y el Periodo Inicial de Exploración. Lo anterior, considerando las etapas contractuales por las que ha atravesado y en la que se encuentra actualmente el Contratista, así como los documentos que obran en la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

Derivado de lo anterior, esta Unidad no observa algún incumplimiento contractual que impida el otorgamiento de la Prórroga al Programa de Transición solicitado por el Contratista.

¹ Con base en el Transitorio Sexto de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 12 de abril del 2019.

² Fuente del Contratista.

El Contratista propone una vigencia de hasta 12 meses, la cual se contempla de diciembre del 2019 a diciembre del 2020. Las actividades consideradas para el Programa son las siguientes:

1. Mantenimiento a vías de acceso para asegurar la continuidad operativa del área;
2. Inspección y mantenimiento de ductos y válvulas para asegurar la continuidad operativa del área;
3. Aforos a boca de pozo;
4. Compresión para transporte;
5. Cromatografía de gases, y
6. 1 Reparación menor (RME.)

Por otro lado, se considera una inversión total de \$0.025 mmUSD y Gastos de Operación equivalentes a \$1.075 mmUSD, lo que equivale a un costo total del plan de \$1.10 mmUSD.

El Área Contractual se circunscribe dentro del estado de Tabasco, donde abarca parte de los municipios de Macuspana y Jonuta. Aproximadamente a 22 kilómetros de la cabecera municipal. Figura 1.

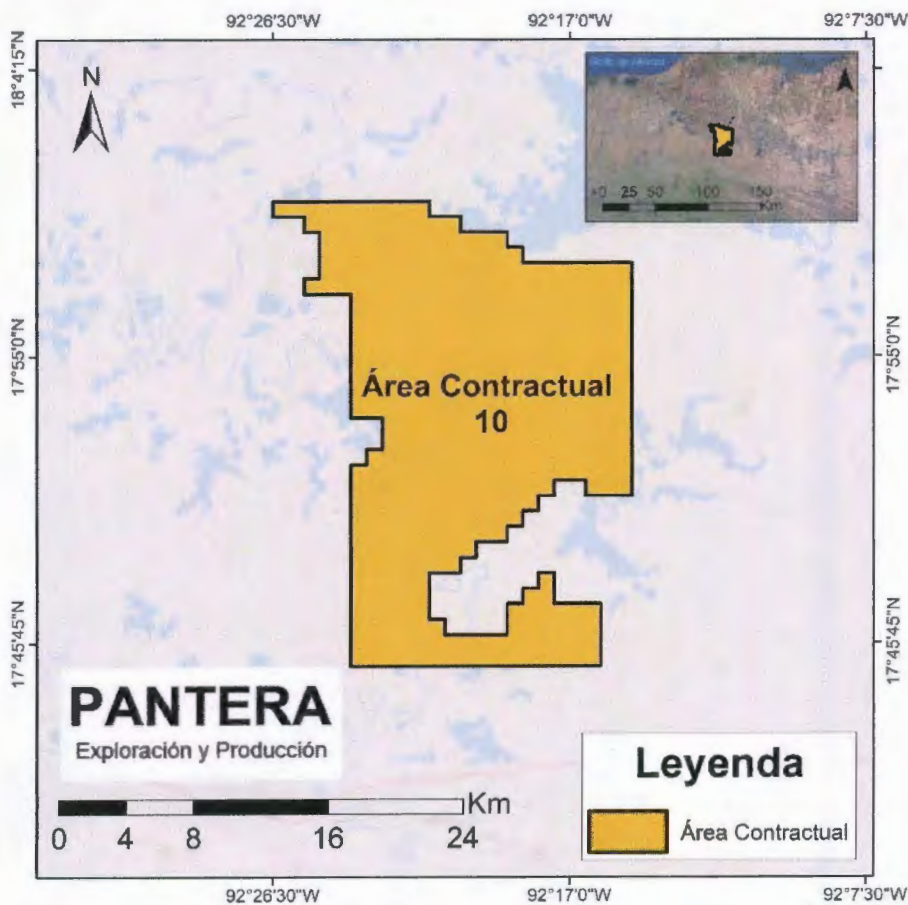


Figura 1. Ubicación Geográfica del Área Contractual 10.
(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "777" and "A & A".

Handwritten signature in blue ink, possibly "DHEG".

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

| Vértice | Longitud Oeste | Latitud Norte | Vértice | Longitud Oeste | Latitud Norte |
|---------|----------------|---------------|---------|----------------|---------------|
| 1 | 92° 18' 30" | 17° 57' 30" | 29 | 92° 18' 00" | 17° 48' 00" |
| 2 | 92° 17' 30" | 17° 57' 30" | 30 | 92° 17' 30" | 17° 48' 00" |
| 3 | 92° 17' 30" | 17° 58' 00" | 31 | 92° 17' 30" | 17° 47' 00" |
| 4 | 92° 15' 00" | 17° 58' 00" | 32 | 92° 16' 00" | 17° 47' 00" |
| 5 | 92° 15' 00" | 17° 50' 30" | 33 | 92° 16' 00" | 17° 45' 00" |
| 6 | 92° 16' 30" | 17° 50' 30" | 34 | 92° 24' 00" | 17° 45' 00" |
| 7 | 92° 16' 30" | 17° 51' 00" | 35 | 92° 24' 00" | 17° 51' 30" |
| 8 | 92° 17' 30" | 17° 51' 00" | 36 | 92° 23' 30" | 17° 51' 30" |
| 9 | 92° 17' 30" | 17° 50' 30" | 37 | 92° 23' 30" | 17° 52' 00" |
| 10 | 92° 18' 00" | 17° 50' 30" | 38 | 92° 23' 00" | 17° 52' 00" |
| 11 | 92° 18' 00" | 17° 50' 00" | 39 | 92° 23' 00" | 17° 53' 00" |
| 12 | 92° 18' 30" | 17° 50' 00" | 40 | 92° 24' 00" | 17° 53' 00" |
| 13 | 92° 18' 30" | 17° 49' 30" | 41 | 92° 24' 00" | 17° 57' 00" |
| 14 | 92° 19' 00" | 17° 49' 30" | 42 | 92° 25' 30" | 17° 57' 00" |
| 15 | 92° 19' 00" | 17° 49' 00" | 43 | 92° 25' 30" | 17° 57' 30" |
| 16 | 92° 20' 00" | 17° 49' 00" | 44 | 92° 25' 00" | 17° 57' 30" |
| 17 | 92° 20' 00" | 17° 48' 30" | 45 | 92° 25' 00" | 17° 59' 00" |
| 18 | 92° 20' 30" | 17° 48' 30" | 46 | 92° 25' 30" | 17° 59' 00" |
| 19 | 92° 20' 30" | 17° 48' 00" | 47 | 92° 25' 30" | 17° 59' 30" |
| 20 | 92° 21' 30" | 17° 48' 00" | 48 | 92° 26' 30" | 17° 59' 30" |
| 21 | 92° 21' 30" | 17° 46' 30" | 49 | 92° 26' 30" | 18° 00' 00" |
| 22 | 92° 21' 00" | 17° 46' 30" | 50 | 92° 21' 30" | 18° 00' 00" |
| 23 | 92° 21' 00" | 17° 46' 00" | 51 | 92° 21' 30" | 17° 59' 30" |
| 24 | 92° 19' 00" | 17° 46' 00" | 52 | 92° 20' 30" | 17° 59' 30" |
| 25 | 92° 19' 00" | 17° 47' 00" | 53 | 92° 20' 30" | 17° 59' 00" |
| 26 | 92° 18' 30" | 17° 47' 00" | 54 | 92° 19' 00" | 17° 59' 00" |
| 27 | 92° 18' 30" | 17° 47' 30" | 55 | 92° 19' 00" | 17° 58' 30" |
| 28 | 92° 18' 00" | 17° 47' 30" | 56 | 92° 18' 30" | 17° 58' 30" |

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Bloque A.
(Fuente: CNH con información del Contratista).

777

III. Relación Cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen del Programa, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. 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 y resolución respecto del Programa presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH.E.68.003/18 Programa Provisional CNH-R02-L02-A10.CS/2017, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

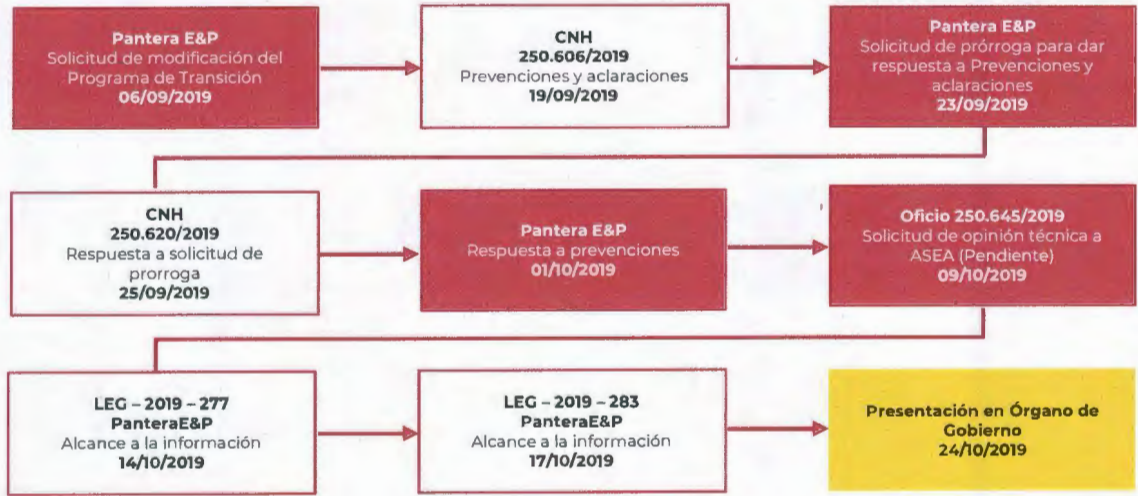


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

[Handwritten signature]

777

[Handwritten signatures]

[Handwritten signature]

IV. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista fueran congruentes y cumplirán con lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Programa de Transición propuesto permitan dar continuidad operativa en el Área Contractual, maximizar el Factor de Recuperación y los Mecanismos de Medición de la Producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 64, 69, fracción I, 70, 71 y 72 fracción I de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 12 de abril de 2019" (en adelante, Lineamientos 2019).

Cabe señalar, que el presente dictamen se emite en atención a que el Contratista manifestó expresamente presentar la modificación del Programa de conformidad con lo establecido en el artículo 72, fracción I de los Lineamientos 2019.

Adicionalmente, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) modificados y 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 y el 11 de diciembre de 2017.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 64, 69, 70, 71 y 72, fracción I de los Lineamientos 2019. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Programa 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 71 y 72 fracción I de los Lineamientos 2019, conforme a lo siguiente:

- a) El Contratista presentó la solicitud mediante un escrito libre, en el plazo establecido para tal efecto;
- b) Adjuntó el documento que integra la Modificación al programa de Transición, y
- c) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

V. Análisis y Evaluación de los elementos de la Modificación al Programa de Transición

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

El Área Contractual 10 está ubicada en la cuenca de Macuspana, con un modelo estructural del tipo extensional en la cual se desarrollaron fallas lítricas con orientación noroeste- suroeste(NW-SO) asociadas a estructuras roll over. Cuenta con un relleno Cenozoico mayor a 6000m en el depocentro de la cuenca. Dentro del Área Contractual se han identificado los plays Encajonado, Amate Superior, Amate Inferior y Caliza Macuspana de edad Mioceno. La producción del área es de gas y proviene de los plays Amate y Caliza Macuspana en los campos Güiro, Acachu y Acahual.

| | |
|--|---|
| Contrato | CNH-R02-L02-A10.CS/2017 |
| Área Contractual | 10 |
| Formación | Encajonado, Amate y Caliza Macuspana |
| Área km ² | 347.339 |
| Año de Descubrimiento | 1969 campo Acahual y 2003 campo Viche |
| Profundidad promedio (m)* | 2500-3000 |
| Tipo de Yacimiento | Gas Seco y Gas Húmedo |
| Pozos | |
| Pozos | 4 |
| Productores | 3 |
| Cerrados sin posibilidades | 1 |
| Marco geológico | |
| Era | Cenozoico |
| Periodo | Neógeno |
| Época | Plioceno y Mioceno |
| Cuenca | Macuspana |
| Play | Mioceno-Plioceno |
| Litología | Areniscas, alternancia de lutitas y areniscas |
| Propiedades petrofísicas | |
| % Saturación inicial promedio de agua* | 40-30 |
| Porosidad promedio % (efectiva)* | 25-32 |
| Permeabilidad promedio (mD)* | 42-260 |
| Espesor neto promedio (m)* | 3.4-26 |
| Propiedades de los fluidos | |

| | |
|---|----------------------------|
| Densidad del gas | Sin información disponible |
| Viscosidad del gas a condiciones de yacimiento CP* | 0.0245 |
| Factor de volumen del gas (Bg) (m ³ @cy/m ³ @cs)* | 0.0048 |
| Factor de compresibilidad del gas (Z)* | Sin información disponible |
| Densidad relativa del gas* | Sin información disponible |
| Poder calorífico del gas (BTU/scf)* | 1012-1037 |
| Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl) | 5.615 |
| Propiedades del Yacimiento | |
| Temperatura °C | 70-84 |
| Presión inicial (Kg/cm ²)* | 241.6 – 250.67 |
| Presión actual (Kg/cm ²) | Sin información disponible |
| Mecanismo de empuje principal | Expansión roca-fluido |

*Depende del campo en análisis

Tabla 3. Características generales de la Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

Adicionalmente, en la Tabla 4 se muestra la composición de los fluidos de los campos mencionados.

| Campo | Densidad Relativa | Poder Calorífico (BTU/PC) | N ₂ (%) | CO ₂ (%) | H ₂ S (%) | C ₁ (%) | C ₂ (%) | C ₃ (%) | iC ₄ (%) | nC ₄ (%) | iC ₅ (%) | nC ₅ (%) | C ₆₊ (%) |
|---------------|-------------------|---------------------------|--------------------|---------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| ACAUAL-1/1992 | 0.6 | - | 0.23 | 0.14 | 0 | 96.8 | 0.39 | 1.27 | 0.12 | 0.12 | 0.22 | 0.2 | 0.51 |
| ACAUAL-1/2001 | 0.56 | - | 0.13 | 0.14 | 0 | 99.4 | 0.23 | 0.09 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ACAUAL-1/2014 | 0.56 | - | 0.11 | 0.15 | 0 | 99.4 | 0.22 | 0 | 0.07 | 0.02 | 0 | 0 | 0 |
| ACAUAL-1/2016 | 0.56 | 1012 | 0.2 | 0.24 | 0 | 99.2 | 0.2 | 0.07 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.05 |
| Viche-3A/2011 | 0.63 | 1037 | 0.51 | 0.15 | 0 | 91.2 | 4.49 | 1.84 | 0.52 | 0.58 | 0.22 | 0.16 | 0.38 |

Tabla 4. Composición de los fluidos por Campo.

b) Motivo y Justificación de la Modificación del Programa de Transición

El 8 de diciembre del 2017, se suscribió el Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/0217 entre la CNH y el Contratista, solicitando la implementación de un Programa Provisional por ser áreas que contemplaban una producción asociada. A raíz de la solicitud del Contratista, se prorrogó la extensión del Programa Provisional, mediante el Acuerdo General CNH.E.68.003/18 de fecha 29 de noviembre de 2018.

Por escrito de fecha 6 de septiembre de 2019, el Contratista solicitó la prórroga del Programa de Transición, con base en los artículos 71 y 72 de los Lineamientos.

c) Comparativo de la actividad física del Programa vigente contra el del Programa propuesto.

En la Tabla 5 se presenta un comparativo de la actividad física del Programa Vigente y la actividad física real llevada a cabo por el Contratista hasta agosto del 2019 y en la Tabla 5 la actividad física propuesta por el Contratista para el Programa.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Programa Vigente, se advierte que a la fecha el Contratista no ha realizado Reparaciones Mayores (RMA) ni RME en el Área Contractual.

| | Fecha | nov-18 | dic-18 | ene-19 | feb-19 | mar-19 | abr-19 | may-19 | jun-19 | jul-19 | ago-19 |
|-------------------|----------------|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Qg (mmpcd) | Programa* | 1.78 | 1.75 | 1.73 | 1.70 | 1.67 | 1.65 | 1.62 | 1.60 | 1.57 | 1.55 |
| | Real** | 2.05 | 2.03 | 2.10 | 2.04 | 0.78 | 2.40 | 2.09 | 2.04 | 1.97 | 2.063 |
| | Desviación (%) | 13.1 | 13.7 | 17.6 | 16.6 | 114.1 | 31.25 | 22.48 | 21.56 | 20.30 | 24.86 |
| RME | Programa* | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | Real | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Inversión (mmUSD) | Programa | - | 0.067993 | 0.100183 | 0.064462 | 0.060247 | 0.064047 | 0.078006 | 0.064047 | 0.060662 | 0.064047 |
| | Real** | - | 0.347137 | 0.247571 | 0.038995 | 0.128938 | 0.255878 | 0.141756 | 0.133593 | 0.103418 | 0.124050 |
| | Desviación (%) | - | 80.41 | 59.53 | 65.30 | 53.2 | 74.96 | 44.97 | 52.05 | 41.34 | 48.37 |

*Datos del dictamen aprobado de la Actualización del Plan Provisional

**Datos del reporte mensual del Contratista ingresados a la Comisión.

Tabla 5. Comparativo entre las actividades e inversiones del Programa vigente y lo realizado hasta agosto del 2019. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

| | dic-19 | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 | jul-20 | ago-20 | sep-20 | oct-20 | nov-20 | dic-20 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| RME | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 6. Propuesta actividades mensuales para la Modificación al Programa de Transición. (Fuente: Información ingresada por el Contratista)

La Tabla 7 muestra la comparativa entre la producción acumulada de gas pronosticada en el Programa vigente, la producción acumulada de gas real y la producción acumulada de gas del Programa propuesto. En la cual se puede observar que existe un incremento del 43.66% entre la Gp estimada para el Programa vigente y la Gp estimada en el Programa Propuesto.

Adicionalmente, la

Figura 3 muestra el comparativo entre el pronóstico de producción de gas del Programa Vigente, la producción histórica real de gas y el pronóstico del Programa propuesto.

| Gas | Programa vigente Nov-18 a Dic-19 | Programa propuesto Dic-19 a Dic-20 | Gp [mmmpc] nov-2018 a ago-2019 |
|-------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|
| Volumen por recuperar [mmmpc] | 0.71 | 1.02 | 0.587 |

Tabla 7. Comparativa entre la Gp del Programa vigente, la Gp del Programa propuesto y la Gp real.

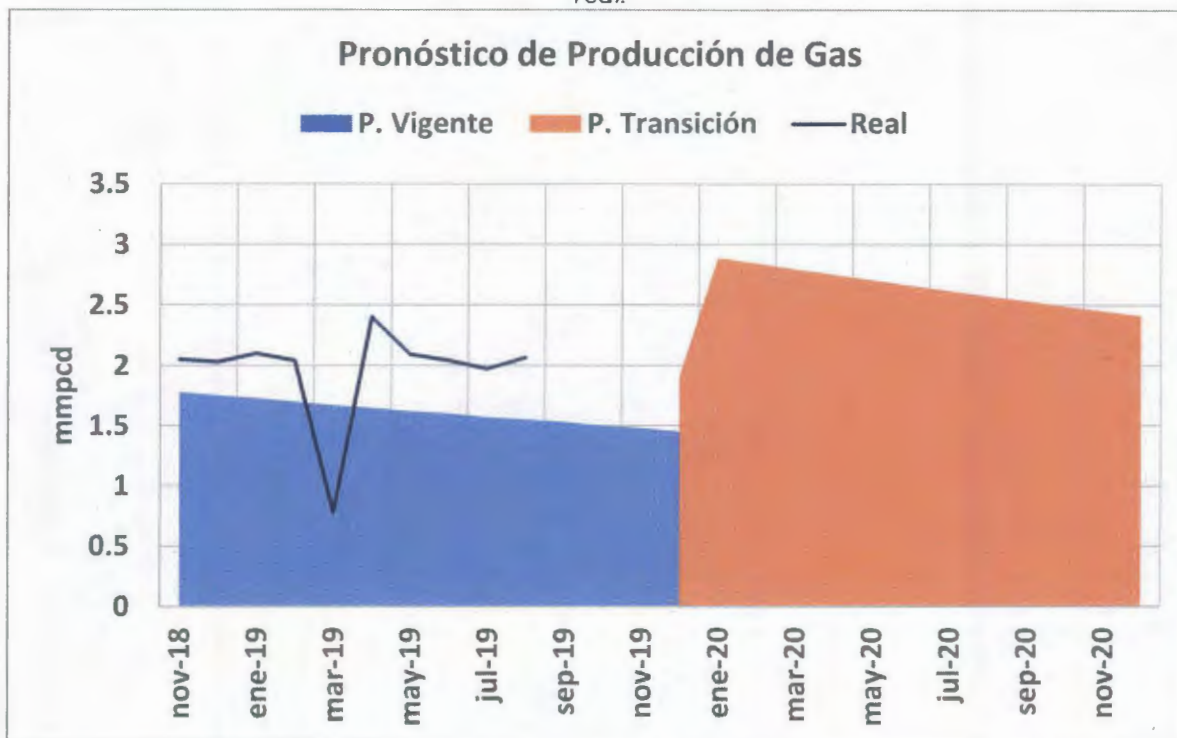


Figura 3. Comparativa entre el Pronóstico de producción de gas del Programa vigente, así como del Programa de Transición y la producción histórica real.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

d) Actividades del Programa

Con el objetivo de dar continuidad operativa, el Contratista contempla realizar las siguientes actividades:

- Mantenimiento a vías de acceso que aseguren continuidad;
- Selección, prueba e implementación de sistemas artificiales de producción;
- Renta de compresor;
- Aforos a boca de pozo;
- Cromatografía de gases, y
- 1 RME.

De lo anterior, la figura 4 y la Tabla 8 muestran el pronóstico de producción de gas del Área Contractual para la modificación propuesta.

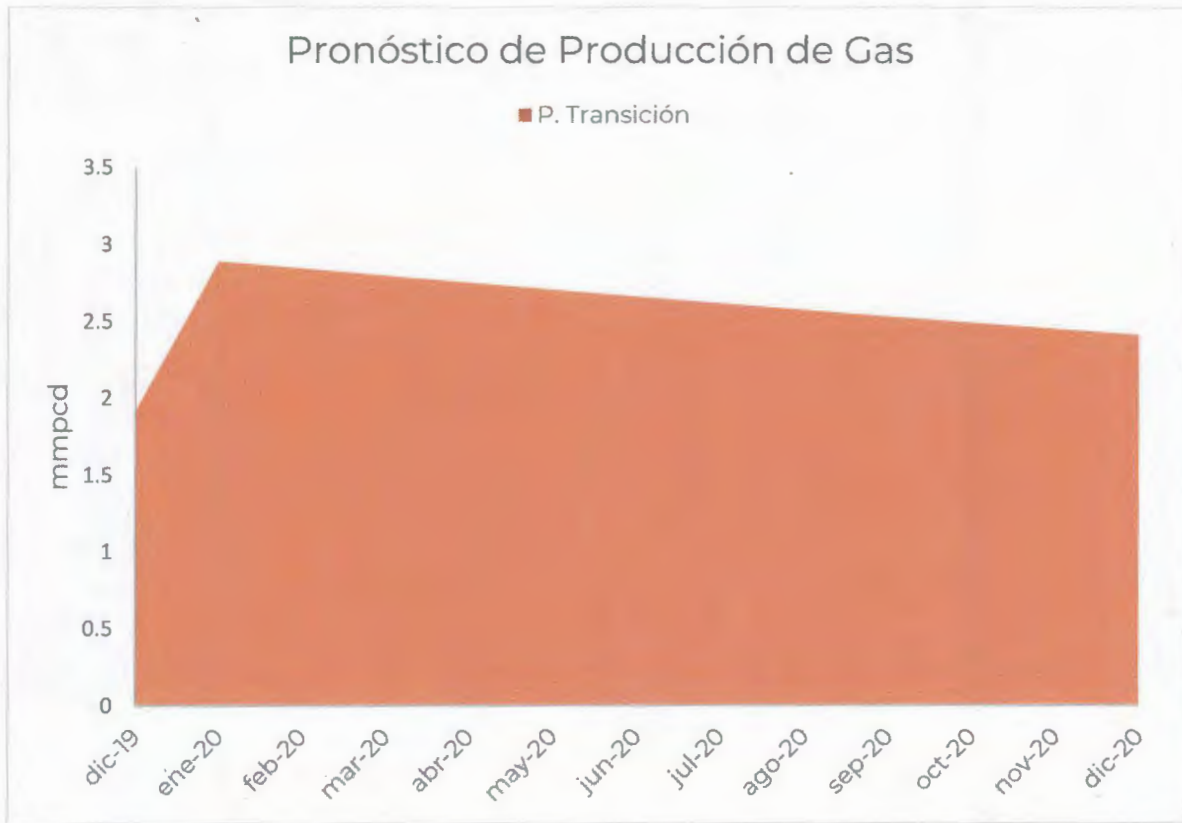


Figura 4. Pronóstico de producción de gas del programa propuesto ($G_p = 1.02$ MMMPC).
(Fuente: CNH con información del Contratista)

El pico de producción de gas reportado en enero de 2020 se debe principalmente a la puesta en marcha de un sistema de compresión a boca de pozo previsto a colocarse en el pozo Viche-3A, la actividad se fundamenta en el análisis nodal del pozo.

| Mes | dic-19 | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 | jul-20 | ago-20 | sep-20 | oct-20 | nov-20 | dic-20 |
|-------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gas (mmpcd) | 1.910 | 2.891 | 2.844 | 2.797 | 2.750 | 2.705 | 2.660 | 2.617 | 2.574 | 2.531 | 2.490 | 2.449 | 2.409 |

Tabla 83. Pronóstico de producción del Programa.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

e) Evaluación Económica

La opinión económica del Programa considera los siguientes conceptos:

- a) Descripción del Programa de Inversiones del Programa, y
- b) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en el Programa.

i. Descripción del Programa de Inversiones

El programa de inversiones asociado al Programa propuesto por el Contratista contempla actividades con una duración de 12 meses:

Las actividades propuestas contemplan inversiones por \$25,000 dólares (2.27%) y \$1,075,743 dólares (97.73%) de gastos de operación, lo que representa un costo total de \$1,100,743 dólares.

El Programa de Inversiones del Programa presentado por el Contratista, desglosado por Sub-Actividad Petrolera, correspondientes a la Actividad Petrolera de Producción se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*; publicados en el DOF, el 6 de marzo de 2015 y reformados mediante publicación en el mismo medio, el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), (Lineamientos de Costos).

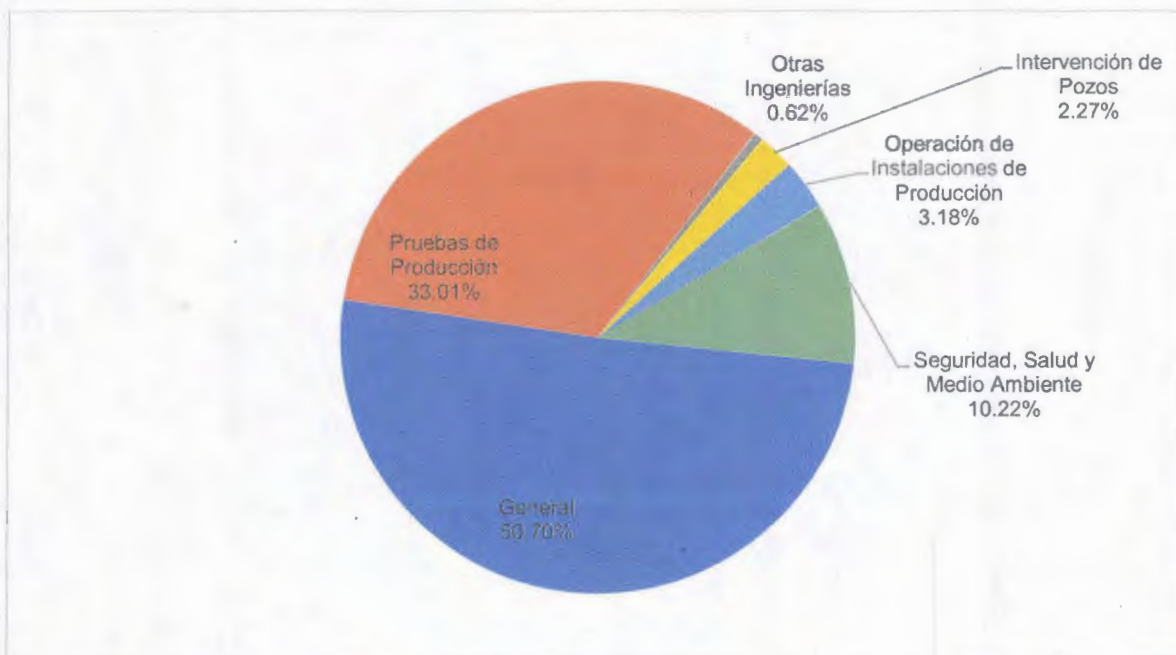


Figura 5. Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera (Actividad Petrolera Producción)

| Actividad | Sub-Actividad | Total (Dólares) |
|--|--|--------------------|
| Producción | General | \$558,091 |
| | Pruebas de Producción | \$363,361 |
| | Otras Ingenierías | \$6,774 |
| | Intervención de Pozos | \$25,000 |
| | Operación de Instalaciones de Producción | \$35,013 |
| | Seguridad, Salud y Medio Ambiente | \$112,504 |
| Total del Programa de Inversiones | | \$1,100,743 |

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 9. Distribución del Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera

ii. **Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la actualización.**

De conformidad con el análisis anterior y una vez corroborado que toda actividad propuesta en el Programa tiene un monto asociado para su ejecución, se concluye que la información económica presentada por el Operador es consistente con las actividades propuestas y cumple con lo establecido en los Lineamientos de Costos.

| dic-19 | ene-20 | feb-20 | mar-20 | abr-20 | may-20 | jun-20 | jul-20 | ago-20 | sep-20 | oct-20 | nov-20 | dic-20 | Tot |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|
| 74.2955 | 91.0373 | 81.0373 | 81.0373 | 81.0373 | 100.037 | 81.0373 | 106.037 | 81.0373 | 81.0373 | 81.0373 | 81.0373 | 81.0373 | 1.140 |

Tabla 10. Distribución mensual del Programa de Inversiones propuesto (MUSD/mes).
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos y su comercialización

De conformidad con los LTMMH y la Solicitud de prórroga del Programa de Transición de Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/72017, se realizó la revisión de la información presentada por el Contratista, en que se propone que, para la medición de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual se contempla continuar con la medición en los puntos de medición provisionales aprobados en la Resolución CNH.E.65.010/17 de fecha 7 de diciembre de 2017, y realizada a través de medidores instalados a la salida de los separadores móviles con una frecuencia de medición mensual para cada una de las corrientes de medición del Área Contractual, cumpliendo así con el acuerdo de medición que se tiene con PEP hasta que se instale y/o adecue nueva infraestructura.

Esto, dado que el Contratista no tiene control de las instalaciones de medición y proceso de Hidrocarburos y se encuentra en proceso de revisión de alternativas viables para propuesta de su Plan de Desarrollo. Derivado de la obligación de no afectar la producción, así como de contar con un mecanismo de medición, la Dirección General de Medición, considera viable la propuesta de continuar la medición de los Hidrocarburos por medio de los puntos de medición provisionales aprobados en la resolución arriba mencionada, hasta la aprobación de un Plan de Desarrollo de Extracción.

Se visualiza que, derivado de la ubicación geográfica del Área Contractual, así como los gastos de volumen que se manejan actualmente en dicha Área, se dificulta la construcción de infraestructura para el manejo del Hidrocarburos producido por parte del Contratista, por lo cual, utiliza instalaciones de Pemex Exploración y Producción, filial de Petróleos Mexicanos, Empresa Productiva del Estado (en adelante, PEP o Comprador).

En lo que respecta a las especificaciones de calidad del Hidrocarburo a ser comercializado, se presenta la siguiente tabla donde se visualizan las calidades y condiciones promedio de comercialización para las dos corrientes de producción del Área Contractual.

| Rubro | Viche | Achual | Método |
|-----------------------------|--------------------|------------------|--------------|
| Producto | Gas Húmedo (Dulce) | Gas Seco (Dulce) | - |
| C1 | 92.067 | 98.907 | ASTM - D1945 |
| C2 | 2.766 | 0.210 | ASTM - D1945 |
| C3 | 1.202 | 0.084 | ASTM - D1945 |
| nC4 | 0.390 | 0.008 | ASTM - D1945 |
| iC4 | 0.352 | 0.006 | ASTM - D1945 |
| nC5 | 0.158 | 0.000 | ASTM - D1945 |
| iC5 | 0.175 | 0.000 | ASTM - D1945 |
| C6+ | 2.028 | 0.019 | ASTM - D1945 |
| CO2 | 0.264 | 0.199 | ASTM - D1945 |
| H2S | 0.000 | 0.000 | ASTM - D4468 |
| N2 | 0.505 | 0.479 | ASTM - D1945 |
| Poder Calorífico [BTU/PC] | 1034.90 | 909.60 | ASTM - 3588 |
| Presión de entrega [psi] | 213.00 | 198.00 | - |
| Temperatura de entrega [°C] | 20.00 | 20.00 | - |

Tabla 11. Calidad de los Hidrocarburos a Comercializar.

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

Para la determinación del Precio de Venta de los Hidrocarburos, se parte del Precio de facturación del gas húmedo dulce en el CPG Cd. Pemex, el cual, es afectado por una variable de rendimiento y al resultado obtenido se le sustraen los costos logísticos y un margen comercial.

En cuanto a los costos logísticos señalados en el párrafo anterior, el Comercializador señala que estos tienen un valor de \$0.43 USD/MPC, y estará sujeto a las actualizaciones emitidas por las autoridades correspondientes.

Por otra parte, se visualiza que no es necesaria la construcción de nueva infraestructura para la comercialización de Hidrocarburos, toda vez que, el Contratista planea utilizar, durante la Primer Etapa de Medición, los Puntos de Medición Provisionales señalados como Puntos de Venta, mientras que, durante la Segunda Etapa de Medición se utilizarán las instalaciones del CPG Cd Pemex para comercializar el Hidrocarburo producido en el Área Contractual.

Con todo lo anterior, se considera que, con la información proporcionada por el Contratista se da cumplimiento al numeral 3.1.5 de los Lineamientos del Anexo III.

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la Modificación al 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 I de los Lineamientos 2019.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31, fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista 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, como se muestra en la Tabla 12.

| Actividad | Programadas | Ejercidas | Porcentaje de desviación |
|-----------|-------------|-----------|--------------------------|
| RME | 1 | | |

Tabla 12. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

- 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 13.

| Sub-actividad Producción | Programa de erogaciones (mmUSD) | Erogaciones ejercidas (mmUSD) | Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas |
|------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|--|
| Total de inversiones | 0.025 | | |
| Total de Gastos de operación | 1.075 | | |
| Costo Total del Plan | 1.10 | | |

Tabla 13. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

- iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas a la continuidad operativa del Área Contractual, así como al incremento de la producción, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas y condensado que se obtenga derivado de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 14. La cual considera los meses de diciembre del 2019 a diciembre del 2020.

| Hidrocarburo | Dic-19 | Ene-20 | Feb-20 | Mar-20 | Abr-20 | May-20 | Jun-20 | Jul-20 | Ago-20 | Sep-20 | Oct-20 | Nov-20 | Dic-20 | Gp (mmmpc) |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------------|
| Producción de gas programada (mmpcd) | 1.91 | 2.9 | 2.84 | 2.8 | 2.75 | 2.7 | 2.66 | 2.61 | 2.57 | 2.53 | 2.5 | 2.45 | 2.40 | 1.02 |
| Producción de gas real (mmpcd) | | | | | | | | | | | | | | |
| Porcentaje de desviación | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla 14. Indicadores de desempeño de la producción de gas en función de la producción reportada durante la vigencia propuesta en la modificación.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la Modificación del Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017, sin perjuicio de la obligación de Pantera 2.2 de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

Mediante oficio 250.645/2019 de fecha 09 de octubre de 2019, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Contratista respecto de la solicitud de aprobación de la Modificación al Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L02-A10.CS/2017 a fin de que determine lo conducente.

Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en la Cláusulas 14.3 del Contrato.

Handwritten notes and signatures in the bottom left corner, including the word 'APROBADO' and a signature.

Handwritten notes and signatures in the bottom right corner, including the number '111' and a signature.

VIII. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al Programa de Transición presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 39, fracciones II, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículos 19, 64, 69, fracción I, 70, 71, 72 fracción I de los Lineamientos 2019 y el Anexo III de los mismos.

a) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de condensado y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

La continuidad operativa permite que las actividades de Extracción se desarrollen de manera óptima durante la vigencia de la modificación al Programa de Transición Propuesta, obteniéndose un factor de recuperación del 1% de diciembre de 2019 a diciembre de 2020 y un factor de recuperación total del 51%.

b) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país

La Modificación propuesta promueve eficientemente el desarrollo de las actividades de Extracción a través de:

- Mantenimiento a vías de acceso para asegurar la continuidad operativa del área;
- Inspección y mantenimiento de ductos y válvulas para asegurar la continuidad operativa del área;
- Aforos a boca de pozo;
- Compresión para transporte;
- Cromatografía de gases, y
- 1 RME.

c) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables

La modificación propuesta promueve el uso de las tecnologías de extracción adecuadas, en función del tipo de yacimiento, lo que permite maximizar el factor de recuperación.

Por otro lado, se cumplió con el Artículo 69 de los Lineamientos determinándose que las actividades incluidas dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece la vigencia del Contrato.

Derivado de lo anterior, la Comisión verificó que el Contratista cumpliera con el criterio de evaluación del artículo citado en el párrafo anterior referido al mantenimiento de la tendencia de producción.


Recomendaciones

- Actualización constante del modelo dinámico para disminuir el nivel de incertidumbre al momento de estimar la reserva remanente de gas en el Área Contractual.
- Mantenimiento continuo de instalaciones de producción dando eficiencia a las operaciones de manejo en superficie de los fluidos producidos.
- Realización de actividades de monitoreo de presión de yacimiento y de la producción para conformar una base de datos sólida que derive en mejores análisis y en pronósticos presión-producción más exactos.
- Manejo eficiente de los condensados en el fondo del pozo para optimizar el flujo de gas a superficie.

Con base en lo anterior, se emite el presente Dictamen en relación con la Modificación al Programa de Transición, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir del 7 de diciembre del 2019.

ELABORÓ



ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR
Subdirector de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ


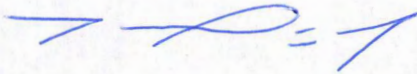
ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

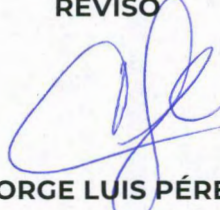

ING. JOSE ALFREDO FUENTES SERRANO
Subdirector de Área
Dirección General Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ


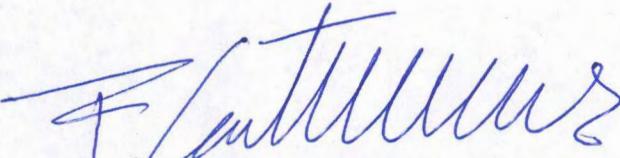
MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

ELABORÓ


MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ


MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ


MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

AUTORIZÓ


ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y
su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen 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 Modificación al Programa de Transición del Contrato R02-L02-A10.CS/2017.