

Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

Contratista: PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.P.I. DE C.V.

Noviembre 2019



Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '4' and '777'.



CNH
Comisión Nacional de Hidrocarburos

I.	IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	3
II.	ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN.....	4
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	5
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	6
V.	PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	7
A)	OBJETIVO Y ALCANCE DE LAS ACTIVIDADES DE DESARROLLO	7
B)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	8
C)	EVALUACIÓN TÉCNICA	15
1.	DURACIÓN DE PLAN DE DESARROLLO	15
2.	ALTERNATIVAS ANALIZADAS	15
3.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ALTERNATIVA	17
4.	DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE EXTRACCIÓN.....	18
5.	ACTIVIDADES POR REALIZAR	21
D)	PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS	27
E)	OPINIÓN ECONÓMICA.....	31
1.	DESGLOSE DEL PROGRAMA DE INVERSIONES	31
2.	CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA	34
3.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE DESARROLLO	35
F)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	36
G)	COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	42
VI.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN	49
VII.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	50
VIII.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA.....	51
IX.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	52
A)	<i>ELEVAN 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>	<i>52</i>
B)	<i>LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS.....</i>	<i>52</i>
C)	<i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS</i>	<i>53</i>
D)	<i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES</i>	<i>53</i>
E)	<i>EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....</i>	<i>53</i>
X.	RECOMENDACIONES.....	53

I. Identificación del Operador y del Área Contractual

El Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/201 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 08 de diciembre de 2017 (en adelante, Fecha Efectiva) entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión o CNH) y PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.P.I. DE S.A. de C.V. (en adelante, Contratista u Operador).

PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.P.I. DE S.A. de C.V. es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

La vigencia del Contrato es de 30 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo las relativas al Abandono, la indemnización, la seguridad industrial y protección al medio ambiente, lo anterior en términos de la Cláusula 3.1 del Contrato.

Ahora bien, cabe señalar que en virtud de que el Área Contractual contaba con campos en producción a la fecha de adjudicación del mismo en cumplimiento al numeral 22.5, inciso h, Sección III de las Bases de Licitación, el Contratista presentó el programa provisional, mismo que fue aprobado el 7 de diciembre de 2017 mediante la Resolución CNH.E.65.005/2017, cuyo considerado quinto penúltimo párrafo señala la obligación de presentar, en un plazo de 180 días previos a la conclusión del programa provisional, la propuesta de un Plan de Desarrollo para los campos que se tengan en producción, a fin de dar continuidad a las actividades de extracción una vez que concluya la vigencia del programa provisional.

Cabe señalar que el 14 de junio de 2018, el Órgano de Gobierno de la Comisión emitió el Acuerdo General CNH.E.35.003/18 por el que extendió la vigencia de los programas provisionales autorizados, respecto de diversos contratos derivados de las licitaciones públicas internacionales CNH-R02-L02/2016 y CNH-R02-L03/2016 de la Ronda 2, señalando en su Considerando Séptimo que los contratistas se encuentran obligados a la presentación de una actualización de los programas provisionales autorizados, para lo cual se consideró la extensión de la vigencia de dichos programas hasta por 12 meses adicionales; asimismo, se indicó que dicha actualización estaría sujeta a aprobación por parte de esta Comisión.

El 30 de julio de 2018, Pantera 2.2 presentó a la Comisión, para su aprobación, el programa provisional, mismo que fue probado mediante resolución CNH.E.60.001/18 el 6 de noviembre de 2018 y cuya vigencia es hasta el 8 de diciembre del presente año.

En atención a lo señalado en el considerando Quinto de la Resolución CNH.E.65.005/17, CNH.E.60.001/18 y CNH.E.35.003/18, Pantera 2.2 pone a consideración de la Comisión para su aprobación el Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Contractual CNH-R02-L02-A4.BG/2017. Los datos del Contrato se muestran en la Tabla 1.

Nombre	CNH-R02-L02-A4.BG/2017
Estado y Municipios	Municipios de Méndez y Reynosa, Tamaulipas.
Área Contractual	440.313 km ²
Fecha Efectiva	08 de diciembre de 2017
Vigencia	30 años a partir de la fecha efectiva.
Tipo de Contrato	Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
Contratista	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I de C.V.
Profundidad Media para Extracción	Sin restricción
Campos colindantes	Colinda con los Poblados El Calabozo y Tenampa (al Norte), Campo Huizache (al Sur), Campos Aquiles, Nutria y Huizache (al Este) y los Campos Simbad, Alambra y Conquistador (al Oeste).
Yacimiento	Arenas formación Oligoceno Vicksburg
Tipo de Hidrocarburo	Gas y condensado

Tabla 1. Datos generales del Contrato (fuente: Contrato)

II. Elementos generales del Plan

El Contratista PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIONES.A.P.I. S.A. de C.V. mediante escrito LEG-2019-127, recibido en la Comisión el día 11 de junio de 2019, solicitó la aprobación al Plan de Desarrollo asociado al Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 con el objetivo principal de documentar las estrategias y actividades de desarrollo que permitan maximizar el factor de recuperación de los Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables, a fin de incrementar el valor económico del Área Contractual en beneficio del Estado mexicano y del Contratista, tomando en consideración las condiciones técnicas propias del Área Contractual a desarrollar y las mejores prácticas para su desarrollo productivo.

El Área Contractual 4 se circunscribe dentro del Estado de Tamaulipas, entre los municipios Méndez y Reynosa, aproximadamente a 86 km al Sur de la Ciudad de Reynosa, y a 56 Km al Noroeste de la Ciudad de San Fernando, geológicamente se encuentra dentro de la Cuenca de Burgos.

Dentro del Área Contractual se encuentran los campos Ecatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita y Pípila que corresponden a yacimientos de gas húmedo, el campo Rusco que corresponde a un yacimiento de gas y condensado y el campo Ternero que actualmente no se encuentra en producción. Durante la Etapa de Transición de Arranque (ETA), PANTERA 2.2 declaró 82 pozos útiles de un total de 126. Posteriormente, el pozo Pípila 10 fue solicitado para ser incorporado como pozo útil, además de que el pozo Ternero-1 también fue declarado como útil, sumando un total de 84 pozos útiles dentro del Área Contractual.



Figura 1. Ubicación del Área Contractual A4. (Fuente: Contratista).

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

Área Contractual	Campo / Polígono	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)	Observaciones
A4	CNH-R02-L02-A4.bg/2017	1	98° 21' 00"	25° 09' 30"	Sin restricciones de profundidad.
		2	98° 30' 30"	25° 09' 30"	
		3	98° 30' 30"	25° 20' 30"	
		4	98° 34' 00"	25° 20' 30"	
		5	98° 34' 00"	25° 23' 30"	
		6	98° 21' 00"	25° 23' 30"	

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Contrato CNH-R012-L02-A4.BG/2017 (fuente: Contrato).

III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen de la aprobación del Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista, involucró la participación de cinco direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica, la Dirección General de Reservas y la Dirección General de Seguimiento a Contratos.

Además de, 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 y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional y el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and several illegible signatures.

Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen y resolución respecto a la Modificación del Plan de Desarrollo presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/4/2019 Aprobación Dictamen del Plan de Desarrollo Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

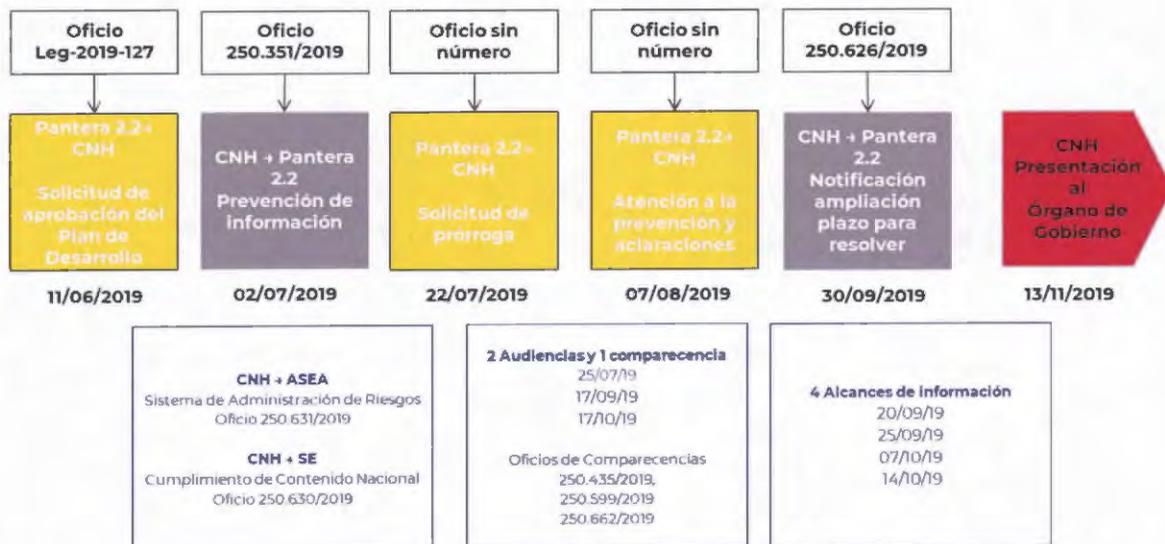


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen y resolución. (Fuente: Comisión).

IV. Criterios de evaluación

Se verificó que el Plan de Desarrollo presentado por el Contratista de cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, considerando que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

También, la Comisión consideró las bases previstas en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), y los criterios de evaluación establecidos en los artículos 18 y 59 de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" publicados el 12 de abril de 2019 (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo. Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, 9, 19 y 20 y los elementos referidos en el artículo 58 y el Anexo II de los Lineamientos.

Cabe señalar, que el presente Dictamen se emite en atención a que el Contratista manifestó expresamente presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción en cumplimiento a la Resolución CNH.E.65.005/17, cuyo considerando Quinto penúltimo párrafo señalaba la obligación de remitir en un plazo de 180 días naturales previos a la

conclusión de la vigencia del programa provisional, la propuesta de Plan de Desarrollo para la Extracción; obligación que es coincidente con el Considerando Sexto, del Acuerdo CNH.E.35.003/2018 de fecha 14 de junio de 2018.

Al respecto se advierte que la propuesta de Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en los artículos 15, 18 y 58 de los Lineamientos. Asimismo, se advierte que esta propuesta de Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos por el Contrato en relación al Plan de Desarrollo, así como las Cláusulas 15.1 Hidrocarburos de Autoconsumo, 18.1 Requerimientos del programa y 18.4 Fondeo Fideicomiso de Abandono.

V. Plan de Desarrollo para la Extracción

a) Objetivo y alcance de las actividades de desarrollo

Objetivo

El objetivo del Plan de Desarrollo es maximizar el factor de recuperación de los Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables, a fin de incrementar el valor económico del Área Contractual en beneficio del Estado mexicano y del Contratista, tomando en consideración las condiciones técnicas propias del Área Contractual a desarrollar y las mejores prácticas para su desarrollo productivo.

En este sentido, cabe señalar que, durante el Periodo de vigencia del presente Plan de Desarrollo, el Contratista diseñará y en su caso someterá a aprobación de esta Comisión cualquier modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción derivado de actualización de información relevante que incurra en alguno de los supuestos de modificación a los Planes de Desarrollo señalados en artículo 62 de los Lineamientos.

Alcance

En el Área Contractual se encuentran 6 campos de gas (Écatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita y Pípila) y un yacimiento de gas y condensado (Rusco). Es de resaltar, que durante la vigencia del Plan de Desarrollo se contempla la perforación de 15 pozos verticales y 4 horizontales de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, además de 15 Reparaciones Menores (RME), así como 6 Reparaciones Mayores (RMA) para el incremento de la producción actual del campo. Adicionalmente, se contempla la incorporación de 23 pozos con potencial productor.

Todas estas actividades en su conjunto tienen como finalidad incrementar el valor y potencial de desarrollo del Área Contractual por lo que resulta importante mencionar que, en el área actualmente se encuentra en ejecución un Plan de Exploración y un Plan de Evaluación vigentes, aprobados el 11 de febrero de 2019, mediante las resoluciones CNH.E.08.004/2019 y CNH.E.08.005/2019 respectivamente.

Una vez concluidas las actividades aprobadas en éstos, se considerará y analizará la información relevante resultante que brinde los elementos técnicos para presentar un cambio de estrategia en el desarrollo del Área Contractual. El Gasto de Operación contemplado durante la vigencia de Plan de Desarrollo está estimado en \$ 46.72 MMUSD. Así mismo, la inversión calculada para el Plan de Desarrollo es de \$ 108.24 MMUSD

Respecto de la producción acumulada de gas y condensado del Área Contractual 4 durante la vigencia, se estima:

- 53.45 miles millones de pie cúbicos de gas natural, y
- 514 mil barriles de condensado.

b) Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual

La perforación de pozos de Exploración en el Área Contractual 4, se inició en el año 1962 con la perforación del pozo Valerio-1, resultando improductivo seco. De 1962 a 1988 se perforaron 6 pozos, resultando improductivos secos (Valerio – 1, Valerio – 2, Santa María – 1, Enanos – 1, Tenampa – 1, Malinche – 1), un pozo improductivo invadido de agua salada (Ternero Sur – 1) y un pozo productor no comercial de aceite (Ternero – 1).

Se inicia el desarrollo del Área Contractual 4 como productor de gas húmedo en el año de 1989, con la puesta en producción del pozo exploratorio Pípila – 1. A enero de 2014 se han perforado un total de 126 pozos: 104 de desarrollo y 22 exploratorios.

Entre los años 1991 y 1992, se perforaron 5 pozos de desarrollo en el campo Pípila, resultando productores de gas y condensado. En el periodo comprendido entre los años 1993 a 2001 no hubo perforación de pozos, reiniciándose la campaña en el año 2002, con la perforación de los pozos Ecatl – 1, Granaditas – 1, Ita – 1, Fitón – 1, Fósil – 1, Rusco – 1 y Rusco – 101, desarrollando reservas para estos campos en el Play Productor Vicksburg.

Desde el año 2006 hasta el año 2014, se perforan 99 pozos de desarrollo (89 productores y 10 improductivos). A partir del año 2009, se inició la campaña de reparación mayor, realizándose un total de 43 trabajos de reparación mayor, de los cuales 29 trabajos resultaron exitosos y 14 improductivos.

Actualmente, dentro del Área Contractual se tienen 8 campos, las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos se muestran en las tablas siguientes:

Características generales	Campo Ecatl
Área (km ²)	6.12
Año de descubrimiento	2002
Fecha de inicio de explotación	2007
Profundidad promedio (m)	1,400 (OV-3), 2,050 (OV-26), 2,400 (OV-28)
Elevación promedio (m)	190
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	15 productores, 5 cerrados con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	Lanzadora de barras, válvula motora
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-3, OV-26, OV-28
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	
Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and various initials.

Handwritten signature in blue ink.

Porosidad (%) (especificar tipo)	13.0 (OV-3), 14.2 (OV-26), 11.8 (OV-28) Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	0.26 (OV-3), 0.12 (OV-26), 0.03 (OV-28) Matricial
Saturación (especificar tipo)	55 (OV-3), 54.6 (OV-26), 51.4 (OV-28) Agua
Espesor neto (m)	5.4 (OV-3), 26.7 (OV-26), 28.2 (OV-28)
Relación neto/bruto	0.013 (OV-3), 0.063 (OV-26), 0.115 (OV-28)
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Gas
Densidad API	No aplica
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Viscosidad (cp)	0.017
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Relación gas - aceite inicial y actual	No aplica
Bo inicial y actual (pc/pc)	Bg = 0.0018
Calidad y contenido de azufre	0.00%
Presión de saturación o rocío	No aplica
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	5.615
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1045.61
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	113
Presión inicial (kg/cm2)	397 (año 2003)
Presión actual (kg/cm2)	106.7 (año 2012)
Viscosidad (cp)	0.0242
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca-fluidos
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	0.765 MMpcd (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	9.04 MMpcd (sep-2010)
Corte de agua (promedio histórico)	No aplica

Tabla 3. Características generales del campo Ecatl
(Fuente: Contratista).

Características generales	Fitón
Area (km2)	6.16
Año de descubrimiento	2004
Fecha de inicio de explotación	2007
Profundidad promedio (m)	1,700 (OV-3), 1,950 (OV-20)
Elevación promedio (m)	230
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	1 productores, 1 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	Sin SAP
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-3, OV-20
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	
Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica
Porosidad (%) (especificar tipo)	17.5 (OV-3), 13.8 (OV-20) Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	1.09 (OV-3), 0.09 (OV-20) Matricial
Saturación (especificar tipo)	61.2 (OV-3), 60.4 (OV-20) Agua
Espesor neto (m)	26.27 (OV-3), 5.37 (OV-20)
Relación neto/bruto	0.036 (OV-3), 0.05 (OV-20)
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Gas
Densidad API	No aplica
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and a signature.

Handwritten signature in blue ink.

Viscosidad (cp)	0.019
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Relación gas - aceite inicial y actual	No aplica
Bo inicial y actual (pc/pc)	Bg = 0.0012
Calidad y contenido de azufre	0.00%
Presión de saturación o rocío	No aplica
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	5.615
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1005.38
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	94.3
Presión inicial (kg/cm2)	226 (año 2004)
Presión actual (kg/cm2)	155.1 (año 2011)
Viscosidad (cp)	0.0195
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca-fluidos
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	0.145 (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	1.67 MMpcd (may-2009)
Corte de agua (promedio histórico)	No aplica

Tabla 4. Características generales del campo Fitón
(Fuente: Contratista)

Características generales	Fósil
Área (km2)	3.53
Año de descubrimiento	2004
Fecha de inicio de explotación	2007
Profundidad promedio (m)	1,800 (OV-20), 1,950 (OV-26), 2,500 (OV-28)
Elevación promedio (m)	150
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	5 productores, 1 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	Sin SAP
Marco Geológico	
Era, período y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-26, OV-28
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	
Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica
Porosidad (%) (especificar tipo)	17.0 (OV-26), 10.7 (OV-28) Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	0.45 (OV-26), 0.02 (OV-28) Matricial
Saturación (especificar tipo)	60.5 (OV-26), 57.1 (OV-28) Agua
Espesor neto (m)	8.95 (OV-26), 33.0 (OV-28)
Relación neto/bruto	0.017 (OV-26), 0.108 (OV-28)
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Gas
Densidad API	No aplica
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Viscosidad (cp)	0.02
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Relación gas - aceite inicial y actual	No aplica
Bo inicial y actual (pc/pc)	Bg = 0.001
Calidad y contenido de azufre	0.00%
Presión de saturación o rocío	No aplica
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	5.615
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1023.63
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	113.3
Presión inicial (kg/cm2)	372 (año 2005)
Presión actual (kg/cm2)	175 (año 2012)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the number '777' and several illegible signatures.

Handwritten signature in the bottom left corner.

Viscosidad (cp)	0.0234
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca-fluidos
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	0.508 (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	4.68 MMpcd (jul-2009)
Corte de agua (promedio histórico)	No aplica

Tabla 5. Características generales del campo Fósil
(Fuente: Contratista).

Características generales	Granaditas
Área (km ²)	3.84
Año de descubrimiento	2003
Fecha de inicio de explotación	2006
Profundidad promedio (m)	2,040 (OV-26), 2,350 (OV-28)
Elevación promedio (m)	200
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	7 productores, 1 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	Tubería Capilar
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-26, OV-28, OV-30
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	
Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica
Porosidad (%) (especificar tipo)	12.8 (OV-26), 11.9 (OV-28), 12.5 (OV-30) Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	0.06 (OV-26), 0.04 (OV-28), 0.15 (OV-30) Matricial
Saturación (especificar tipo)	50.5 (OV-26), 60.1 (OV-28), 54.4 (OV-30) Agua
Espesor neto (m)	6.6 (OV-26), 1.0 (OV-28), 6.1 (OV-30)
Relación neto/bruto	0.012 (OV-26), 0.006 (OV-28), 0.011 (OV-30)
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Gas
Densidad API	No aplica
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Viscosidad (cp)	0.023
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Relación gas - aceite inicial y actual	No aplica
Bo inicial y actual (pc/pc)	Bg = 0.0008
Calidad y contenido de azufre	0.00%
Presión de saturación o rocío	No aplica
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	5.615
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	999.93
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	123.5
Presión inicial (kg/cm ²)	477 (año 2003)
Presión actual (kg/cm ²)	164.7 (año 2013)
Viscosidad (cp)	0.0235
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca-fluidos
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	1.039 (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	8.27 MMpcd (feb-2007)
Corte de agua (promedio histórico)	No aplica

Tabla 6. Características generales del campo Granaditas
(Fuente: Contratista).

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including a large signature and some scribbles.

Características generales	Ita
Área (km2)	9.74
Año de descubrimiento	2003
Fecha de inicio de explotación	2006
Profundidad promedio (m)	1,440 (OV-3), 2,100 (OV-26)
Elevación promedio (m)	190
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	4 productores, 12 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	Ninguno
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-3, OV-26
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	
Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica
Porosidad (%) (especificar tipo)	16.3 (OV-3), 16.3 (OV-26) Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	1.93 (OV-3), 0.32 (OV-26) Matricial
Saturación (especificar tipo)	46.6 (OV-3), 58.9 (OV-26) Agua
Espesor neto (m)	21.2 (OV-3), 22.5 (OV-26)
Relación neto/bruto	0.088 (OV-3), 0.088 (OV-26)
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Gas
Densidad API	No aplica
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Viscosidad (cp)	0.016
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Relación gas - aceite inicial y actual	No aplica
Bo inicial y actual (pc/pc)	Bg = 0.0017
Calidad y contenido de azufre	0.00%
Presión de saturación o rocío	No aplica
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	5.615
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1026.92
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	75
Presión inicial (kg/cm2)	156 (año 2003)
Presión actual (kg/cm2)	102.5 (año 2012)
Viscosidad (cp)	0.0169
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca-fluidos
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	0.312 (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	21.66 MMpcd (sep-2008)
Corte de agua (promedio histórico)	No aplica

Tabla 7. Características generales del campo Ita
(Fuente: Contratista).

Características generales	Pípila
Área (km2)	9.24
Año de descubrimiento	1989
Fecha de inicio de explotación	1990
Profundidad promedio (m)	1,750(OV-20), 2,150(OV-26), 2,280(OV-28), 2,400(OV-30)
Elevación promedio (m)	170
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	8 productores, 3 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	Tubería capilar, válvula motora, sarta de velocidad

Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-3, OV-20, OV-26, OV-28, OV-30
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	
Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica
Porosidad (%) (especificar tipo)	18.2 (OV-3), 12.5 (OV-20), 10.7 (OV-26), 14.3 (OV-28), 10.9 (OV-30) Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	2.16 (OV-3), 0.18 (OV-20), 0.05 (OV-26), 0.34 (OV-28), 0.02 (OV-30) Matricial
Saturación (especificar tipo)	64.3 (OV-20), 63.9 (OV-26), 54.4 (OV-28), 54.3 (OV-30) Agua
Espesor neto (m)	20.1 (OV-3), 2.8 (OV-20), 13.8 (OV-26), 16.4 (OV-28), 3.4 (OV-30)
Relación neto/bruto	0.061 (OV-3), 0.039 (OV-20), 0.033 (OV-26), 0.048 (OV-28), 0.023 (OV-30)
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Gas
Densidad API	No aplica
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Viscosidad (cp)	0.017
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Relación gas - aceite inicial y actual	No aplica
Bo inicial y actual (pc/pc)	Bg = 0.0025
Calidad y contenido de azufre	0.00%
Presión de saturación o rocío	No aplica
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	5.615
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1005.19
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	102.3
Presión inicial (kg/cm2)	315 (año 1989)
Presión actual (kg/cm2)	92.3 (año 2012)
Viscosidad (cp)	0.0221
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca-fluidos
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	1.062 (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	12.98 MMpcd (dic-1991)
Corte de agua (promedio histórico)	No aplica

Tabla 8. Características generales del campo Pipila
(Fuente: Contratista).

Características generales	
Área (km2)	9.79
Año de descubrimiento	2005
Fecha de inicio de explotación	2010
Profundidad promedio (m)	1,900
Elevación promedio (m)	160
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	20 productores
Tipo de sistemas artificiales de producción	Tubería capilar, válvula motora
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-3
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.

Handwritten signature in blue ink.

Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica
Porosidad (%) (especificar tipo)	13.1 Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	0.27 Matricial
Saturación (especificar tipo)	54.3 Agua
Espesor neto (m)	38.37
Relación neto/bruto	0.146
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Gas
Densidad API	35° @c.s.
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	-
Viscosidad (cp)	1.060 @c.s.
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	-
Relación gas - aceite inicial y actual	No aplica
Bo inicial y actual (pc/pc)	1.391
Calidad y contenido de azufre	0.00%
Presión de saturación o rocío	237.7
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	5.615
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1041.14
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	94
Presión inicial (kg/cm2)	300 (año 2005)
Presión actual (kg/cm2)	113.3 (año 2013)
Viscosidad (cp)	0.378 @c.y.
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión del sistema roca-fluidos, empuje hidráulico
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	0.684 MMpcd (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	7.81 MMpcd (dic-2012), 314 bpd (ene-2012)
Corte de agua (promedio histórico)	40%

Tabla 9. Características generales del campo Rusco
(Fuente: Contratista).

Características generales	Ternero
Área (km2)	7.77
Año de descubrimiento	1970
Fecha de inicio de explotación	No aplica
Profundidad promedio (m)	OV-3 (2,070)
Elevación promedio (m)	120
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	1 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	Ninguno
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Paleógeno, Oligoceno
Cuenca	Burgos
Play	OV-3, OV-26, OV-28
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico dominado por corrientes fluviales
Propiedades petrofísicas y geomecánicas	
Mineralogía	Cuarzo, arcilla, calcita, plagioclasas
Contenido de materia orgánica (%)	No aplica
Madurez térmica	No aplica
Porosidad (%) (especificar tipo)	7.5 (OV-3), 7.4 (OV-26), 7.4 (OV28) Intergranular
Permeabilidad (especificar tipo)	0.009 (OV-3), 0.004 (OV-26), 0.015 (OV-28)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Saturación (especificar tipo)	94.6 (OV-3), 93.9 (OV-26), 90.5 (OV-28) Agua
Espesor neto (m)	Neto = 188.52 m
Relación neto/bruto	Bruto = 0.80 m
Propiedades de los fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	Acete
Densidad API	Sin información
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Viscosidad (cp)	Sin información
(a condiciones de yacimiento y de superficie)	
Relación gas - aceite inicial y actual	Sin información
Bo inicial y actual (pc/pc)	Sin información
Calidad y contenido de azufre	Sin información
Presión de saturación o rocío	Sin información
Factor de conversión del gas (Mpc/bl)	Sin información
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1022.65
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	Sin información
Presión inicial (kg/cm ²)	Sin información
Presión actual (kg/cm ²)	Sin información
Viscosidad (cp)	Sin información
Mecanismos de empuje principal y secundario	Sin información
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	0.0 bpd (jul-2018)
Gastos máximos y fecha de observación	No aplica
Corte de agua (promedio histórico)	No aplica

Tabla 10. Características generales del campo Ternero
(Fuente: Contratista).

c) Evaluación técnica

1. Duración de Plan de Desarrollo

La duración del Plan de Desarrollo comprende desde su aprobación por la Comisión, hasta diciembre de 2029, esto en virtud de que de la información del Contratista arroja que el límite económico se ubica en el horizonte de tiempo del año 2028. El Plan considera un año más, para efectuar el Abandono.

Se aclara que el programa de inversiones es consistente con esta duración y está acotado a la vigencia del Plan, ello sin menoscabo de las modificaciones que pudieran surgir con motivo de la generación de información y nuevos elementos técnicos provenientes de la conclusión de las etapas de Exploración y Evaluación aprobados el 11 de febrero de 2019, mediante las resoluciones CNH.E.08.004/2019 y CNH.E.08.005/2019 respectivamente y que aún siguen en ejecución dentro del Área Contractual.

2. Alternativas analizadas

A continuación, se procede a describir las alternativas analizadas incluyendo de manera enunciativa mas no limitativa, la estrategia de desarrollo, el perfil de producción, los retos tecnológicos, las inversiones y la rentabilidad, así como las metodologías empleadas para la identificación de las alternativas y para la selección de una de ellas.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '15' at the bottom right.

El Contratista propone dos alternativas a través de flujos integrales de trabajo, considerando modelos estáticos y estudios dinámicos para los campos del Área Contractual. La identificación de las alternativas toma en consideración, el grado de conocimiento de las propiedades geológicas y comportamiento dinámico de los campos, así como el interés del Operador Petrolero por llegar a la alternativa más eficiente en cuanto a valor de proyecto respecto de las inversiones a ejecutar.

Alternativa 1

La primera alternativa contempla las actividades necesarias para dar continuidad operativa a la producción que presentan los campos del Área Contractual, esto mediante cuatro rubros principales que se describen enseguida:

1. Declinación: Se plantea realizar con la continuidad operativa de los pozos que actualmente se encuentran en producción, entre estos pozos se tienen fluyentes, intermitentes y con Sistemas Artificiales.
2. Reapertura: Se planea incorporar pozos que actualmente están cerrados pero que tienen buen potencial de reapertura ubicados en los campos Ecatl (5), Fitón (1), Fósil (1), Granaditas (1), Ita (12), Pípila (3), con la incorporación de estos pozos a los que ya están produciendo se tendrían en total 83 pozos productores.
3. Evaluación técnica y económica: Los pozos Ternero-1, Granaditas-1, Granaditas-6, Granaditas-7, Rusco-10, Rusco-15, Rusco-2, Rusco-3, Rusco-1 e Ita-16 no tienen previsto en este momento ninguna actividad operativa ya que se requiere realizar una evaluación de sus condiciones mecánicas para verificar su utilidad, o en algunos casos hay problemas de acceso debido a los propietarios de los terrenos en los que se encuentran los medios árboles.
4. Reparaciones mayores y menores: Se realizarán 21 reparaciones, 6 mayores y 15 menores, la frecuencia estimada es de dos reparaciones por mes. Estas operaciones no se incluyeron previamente en la Actualización del Plan Provisional pero ahora son posibles de ejecutarse con el conocimiento actual del campo.

A través de la continua explotación de estos campos con la estrategia descrita, se plantea producir una reserva de 17.84 MMMpc de gas y 70.04 Mbls de condensado durante un periodo aproximado de 7 años.

Alternativa 2

La segunda alternativa, contempla lo siguiente:

1. Declinación: Se plantea realizar con la continuidad operativa de los pozos que actualmente se encuentran en producción, entre estos pozos se tienen fluyentes, intermitentes y con Sistemas Artificiales.
2. Reapertura: Se planea incorporar pozos que actualmente están cerrados pero que tienen buen potencial de reapertura ubicados en los campos Ecatl (5), Fitón (1), Fósil (1), Granaditas (1), Ita (12), Pípila (3), con la incorporación de estos pozos a los que ya están produciendo se tendrían en total 83 pozos productores.
3. Evaluación técnica y económica: Los pozos Ternero-1, Granaditas-1, Granaditas-6, Granaditas-7, Rusco-10, Rusco-15, Rusco-2, Rusco-3, Rusco-1 e Ita-16 no tienen prevista en este momento ninguna actividad operativa ya que se requiere realizar una evaluación de sus condiciones mecánicas para verificar su utilidad, o en

algunos casos hay problemas de acceso debido a los propietarios de los terrenos en los que se encuentran los medios árboles.

4. Reparaciones mayores y menores: Se realizarán 21 reparaciones, 6 mayores y 15 menores, la frecuencia estimada es de dos reparaciones por mes. Estas operaciones no se incluyeron previamente en la Actualización del Plan Provisional pero ahora son posibles de ejecutarse con el conocimiento actual del campo.
5. Además de la perforación de 4 pozos de desarrollo con trayectoria vertical en el campo Ecatl, y la perforación de 15 pozos, de los que 11 son verticales y 4 son horizontales, en el campo Rusco, se considera que la perforación se ejecutará a razón de un pozo cada dos meses.

A través de la continua explotación de estos campos con la estrategia descrita, y las actividades perforación de pozos y de reparaciones, se plantea producir una reserva de 53.45 MMMpc de gas y 514 Mbls de condensado. Los condensados que se contabilizan son líquidos recuperables que se condensan a nivel del sistema integral de producción (instalaciones).

3. Criterios de selección de alternativa

A partir de los resultados técnico - económicos de cada alternativa de desarrollo analizada, se seleccionó la alternativa que permita maximizar el valor económico y la explotación de las reservas en los campos del área contractual. Los principales criterios para la jerarquización de las alternativas se listan a continuación:

- Indicadores económicos, valor presente neto, tasa de retorno;
- Maximización del factor de recuperación;
- Inversión estimada;
- Volumen de Hidrocarburos recuperables;
- Tiempo de explotación, y
- Vida útil del yacimiento y presiones.

La tabla 11 muestra el resumen comparativo de las dos alternativas seleccionadas.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (seleccionada)
Metas físicas		
Perforación pozos desarrollo	-	19
Terminación pozos desarrollo	-	19
Reparaciones mayores (RMA)	6	6
Reparaciones menores (RME)	15	15
Reaperturas	23	23
Ductos	1	2
Producción		
Condensado (Mbls)	70.04	514
Gas (MMMpc)	17.84	53.45
Análisis Económico		
Gastos de operación (MMusd)	29.35	46.72
Inversiones (MMusd)	15.58	108.24
VPN AI (MMusd)	28.87	58.92
VPN DI (MMusd)	8.63	7.3
VPI (MMusd)	2.53	50.51

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "C.F.L." and a large "4" at the bottom right.]

[Handwritten signature in blue ink at the bottom left.]

VPN/VPI AI (usd/usd)	11.41	1.17
VPN/VPI DI (usd/usd)	3.41	0.14
TIR AI (%)	1797.88	-
TIR DI (%)	179.37	27.49
Límite económico (años)	6	10

Tabla 11. Análisis comparativo de los dos escenarios analizados
(Fuente: Contratista)

Los criterios de jerarquización mencionados permitieron al Operador seleccionar la alternativa óptima de explotación para el Área Contractual. De lo anterior, la alternativa de desarrollo seleccionada **es la número 2**, porque derivado de su evaluación técnica se concluye que se logrará maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables con la estrategia de acelerar la producción comercial de Hidrocarburos mediante la optimización de instalaciones superficiales y estimulaciones ácidas en pozos de baja productividad.

Esta estrategia considera el límite técnico y económico para los campos en estudio, siendo la presión de abandono y el gasto de gas determinantes en esta selección.

4. Determinación del área de Extracción

El Operador propone como área de Extracción el área asociada con los campos Pípila, Ita, Fósil, Granaditas, Fitón, Ecatl y Rusco. Para el caso de los campos Pípila, Ita, Fósil, Granaditas y Fitón se consideró un área que engloba los cinco (5) campos, la cual tiene una cobertura de 46.773408 km², el área se encuentra delimitada por los vértices enlistados en la Tabla 12 y que se muestra en la Figura 3.

Campos Cubiertos	Vértice	Longitud (Oeste)	Latitud (Norte)
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	1	98°28'30"	25°19'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	2	98°28'00"	25°19'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	3	98°28'00"	25°19'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	4	98°27'30"	25°19'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	5	98°27'30"	25°20'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	6	98°28'00"	25°20'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	7	98°28'00"	25°23'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	8	98°26'00"	25°23'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	9	98°26'00"	25°22'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	10	98°25'30"	25°22'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	11	98°25'30"	25°22'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	12	98°24'00"	25°22'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	13	98°24'00"	25°20'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	14	98°25'00"	25°20'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	15	98°25'00"	25°19'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	16	98°26'00"	25°19'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	17	98°26'00"	25°18'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	18	98°27'30"	25°18'00"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	19	98°27'30"	25°17'30"
Pípila - Ita- Fósil - Granaditas - Fitón	20	98°28'30"	25°17'30"

Tabla 12 Vértices del Área de Extracción asociada con los campos Pípila, Ita, Fósil, Granaditas y Fitón (Fuente: Contratista).

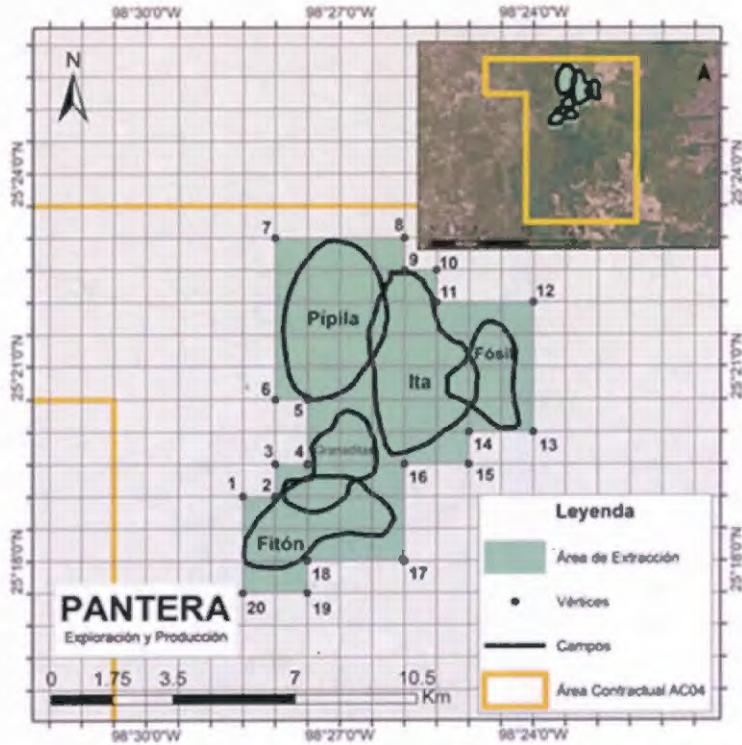


Figura 3. Área de Extracción asociada con los campos Pipila, Ita, Fósil, Granaditas y Fitón (Fuente: Comisión).

Para el caso del Campo Ecatl, se propone el área de Extracción a partir del criterio de yacimiento continuo, la cual tiene una cobertura de 12.271654 km² y se encuentra delimitada por los vértices enlistados en la Tabla 13 y como se muestra en la Figura 4.

Campos Cubiertos	Vértice	Longitud (Oeste)	Latitud (Norte)
Ecatl	1	98°26'00"	25°18'00"
Ecatl	2	98°25'30"	25°18'00"
Ecatl	3	98°25'30"	25°19'30"
Ecatl	4	98°24'00"	25°19'30"
Ecatl	5	98°24'00"	25°17'30"
Ecatl	6	98°24'30"	25°17'30"
Ecatl	7	98°24'30"	25°17'00"
Ecatl	8	98°26'00"	25°17'00"

Tabla 13 Vértices del Área de Extracción asociada con el Campo Ecatl (Fuente: Contratista).

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
8
I
[Handwritten signature]

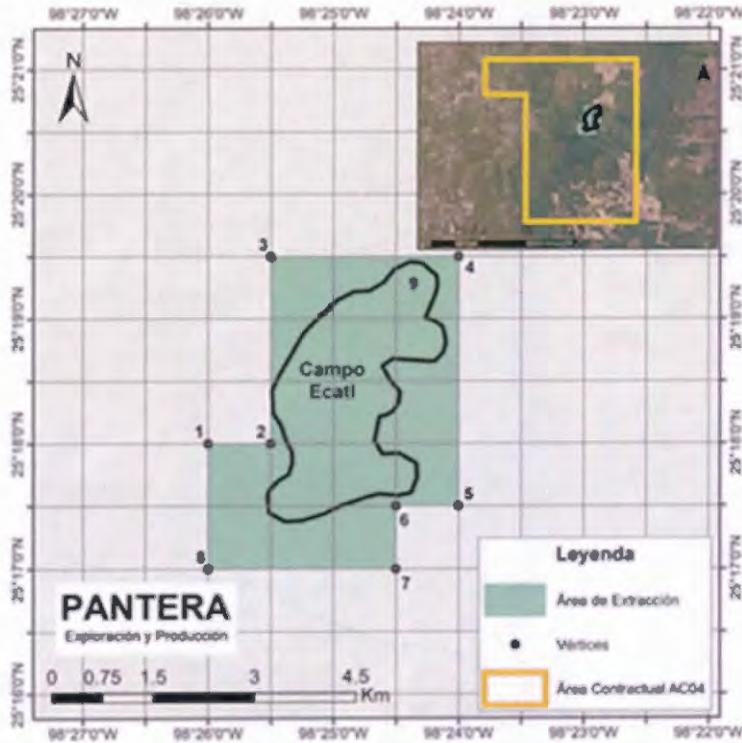


Figura 4. Área de Extracción asociada con el Campo Ecatl (Fuente: Comisión).

Para el caso del Campo Rusco, se propone el área de Extracción a partir del criterio de yacimiento continuo, la cual tiene una cobertura de 26.855593 km² y se encuentra delimitada por los vértices enlistados en la Tabla 14 y tal como se muestra en la Figura 5.

Campos Cubiertos	Vértice	Longitud (Oeste)	Latitud (Norte)
Rusco	1	98°26'30"	25°14'00"
Rusco	2	98°26'00"	25°14'00"
Rusco	3	98°26'00"	25°15'30"
Rusco	4	98°25'30"	25°15'30"
Rusco	5	98°25'30"	25°16'00"
Rusco	6	98°25'00"	25°16'00"
Rusco	7	98°25'00"	25°16'30"
Rusco	8	98°24'00"	25°16'30"
Rusco	9	98°24'00"	25°16'00"
Rusco	10	98°23'00"	25°16'00"
Rusco	11	98°23'00"	25°14'00"
Rusco	12	98°24'00"	25°14'00"
Rusco	13	98°24'00"	25°13'30"
Rusco	14	98°25'00"	25°13'30"
Rusco	15	98°25'00"	25°13'00"
Rusco	16	98°25'30"	25°13'00"
Rusco	17	98°25'30"	25°12'30"
Rusco	18	98°26'30"	25°12'30"

Tabla 14 Vértices del Área de Extracción asociada con el Campo Rusco (Fuente: Contratista).

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number 20.]

[Handwritten signature in blue ink.]

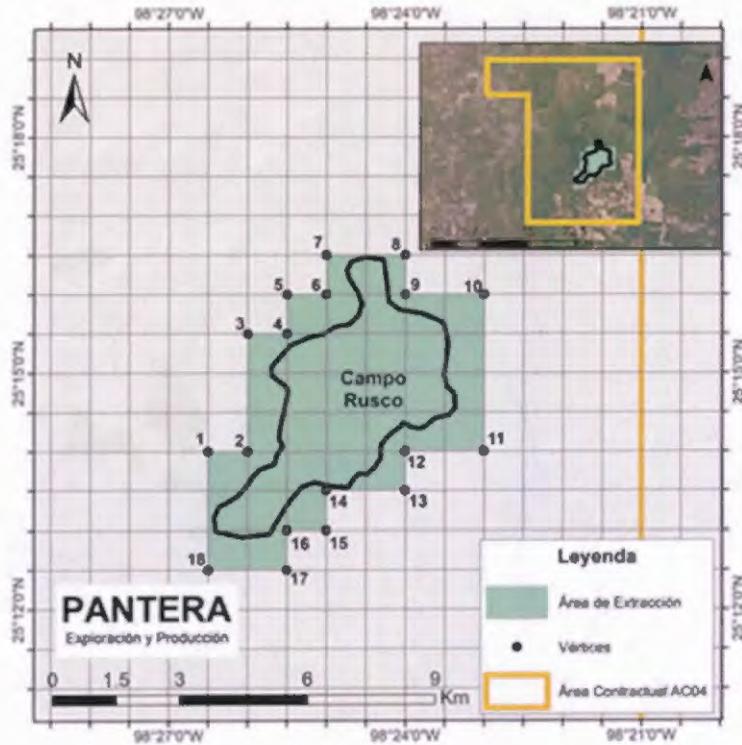


Figura 5. Área de extracción asociada con el Campo Rusco (Fuente: Comisión).

La información respecto de los vértices de los polígonos de extracción y áreas de extracción fue presentada por el Contratista conforme a lo establecido en el numeral 4.1, inciso b, fracción i, II, III, IV y V del Anexo II de los Lineamientos.

5. Actividades por realizar

La presente propuesta del Plan de Desarrollo considera realizar tanto RMA como RME, así como reaperturas, además de la perforación de pozos. Estas actividades se describen a continuación:

- Ejecución de 15 RME, que consisten en realizar estimulaciones y re-estimulaciones hidráulicas a los intervalos productores.
- Ejecución de 6 RMA, que consisten en disparar nuevos intervalos y realizar estimulación hidráulica.
- Perforación de 4 pozos verticales en el campo Ecatl, 11 pozos verticales en el campo Rusco y 4 pozos horizontales en el campo Rusco.
- Incorporación de 23 pozos actualmente cerrados pero que tienen posibilidades ubicados en los campos Ecatl (5), Fitón (1), Fósil (1), Granaditas (1), Ita (12) y Pípila (3).

Actividades a realizr durante vigencia de Plan de Desarrollo	Total
Perforación	19
Terminación	19
RME's	15

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

RMA's	6
Ductos	2
Planta inyección agua	1
Planta acondicionamiento de gas	1
Incorporación pozos con potencial productor	23

Tabla 15 Actividades a realizar durante vigencia de Plan de Desarrollo (Fuente: Contratista).

Además, se realizarán actividades enfocadas a la adquisición de información geofísica, geológica, yacimientos y de producción que permitan optimizar la operación de los campos.

Es importante mencionar que el cumplimiento del cronograma de las actividades contempladas en este Plan de Desarrollo está condicionado al correcto funcionamiento de las instalaciones para el manejo de los Hidrocarburos ya que debido a la antigüedad de las instalaciones se realizarán actividades encaminadas a garantizar la continuidad operativa.

RMA y RME

En las tablas 16 y 17 se enlistan todas las intervenciones a realizar durante la ejecución del Plan de Desarrollo y los pozos que serán intervenidos, clasificadas como RMA y RME, con o sin equipo.

Concepto	Oct-Dic 2019	2020	2021	2022
RMA sin equipo		■	■	
RMA sin equipo			■	
RMA sin equipo			■	
RMA sin equipo			■	
RMA sin equipo			■	
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■
RME sin equipo		■	■	■

Tabla 16. Cronograma Reparaciones Mayores y Menores consideradas en el Plan de Desarrollo (Fuente: Contratista).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several smaller ones below it.

Handwritten signature in blue ink at the bottom left of the page.

Nombre de pozo	Formación	Intervalo	Tipo de intervención	Descripción de la actividad
Ecatl-34	OV-28	2542-2566	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Ecatl-34	OV-28	2522-2542	RMA sin equipo	Disparo de nuevo intervalo y Estimulación hidráulica
Ecatl-34	OV-26	2054-2062	RMA sin equipo	Disparo de nuevo intervalo y Estimulación hidráulica
Ecatl-35	OV-3	1402-1410	RME sin equipo	Estimulación hidráulica
Ecatl-7	OV-26	2070-2080	RMA sin equipo	Disparo de nuevo intervalo y Estimulación hidráulica
Ecatl-30	OV-26	2124 - 2138	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Ecatl-30	OV-28	2512-2530	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Fitón-1	OV 3	2034-2041	RME sin equipo	Estimulación hidráulica
Fitón-4	OV 20	1850-1853	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Fósil-9	OV-28	2515-2528	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Fósil-16	OV-28	2614-2622	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Pípila-102	OV-28	2395-2402	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Pípila-102	OV-28	2402-2409	RME sin equipo	Disparo de nuevo intervalo y Estimulación hidráulica
Pípila-102	OV-28	2381-2386	RME sin equipo	Disparo de nuevo intervalo y Estimulación hidráulica
Pípila-10	OV-28	2272-2290	RME sin equipo	Estimulación hidráulica
Granaditas-4	OV-28	2041-2045	RMA sin equipo	Disparo de nuevo intervalo y Estimulación hidráulica
Granaditas-1	OV-28	2755-2765	RME sin equipo	Estimulación hidráulica
Ita-11	OV-3	1363-1375	RME sin equipo	Estimulación hidráulica
Ita-16	OV-26	2009-2015	RME sin equipo	Estimulación hidráulica
Ita-28	OV-26	2023-2027	RME sin equipo	Re-Estimulación hidráulica
Ita-4	OV-3	1431-1443	RME sin equipo	Estimulación hidráulica

Tabla 17. Pozos a ser intervenidos mediante RMA y RME.

(Fuente: Contratista).

Perforación de pozos

Como se ha mencionado, el Plan de Desarrollo contempla la perforación de 19 pozos dentro del Área Contractual. Los pozos por perforar en el campo Rusco son de trayectoria vertical y horizontal, en el caso de los verticales tendrán una profundidad promedio de 2500 mvbmr, y se perforarán en tres etapas asentando tuberías de revestimiento de 9 5/8" a 300 mvbmr, 7" a 1200 mvbmr y tubing less de 4 1/2" a 2500 mvbmr. En la Figura 6 se muestra el estado mecánico preliminar.

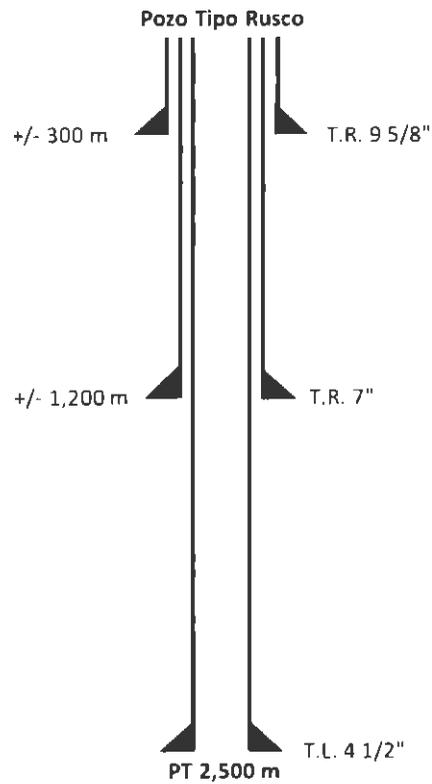


Figura 6. Pozo tipo para el campo Rusco (Fuente: Contratista).

Los pozos horizontales tendrán una profundidad promedio de 1720 mvmr/4000 mdbmr y se perforarán en tres etapas asentando tuberías de revestimiento de 9 5/8" a 300 mvmr/mdbmr, 7" a 1000 mvmr/mdbmr y tubing less de 4 1/2" a 1720 mvmr/4000 mdbmr. En la Figura 7 se muestra el estado mecánico preliminar.

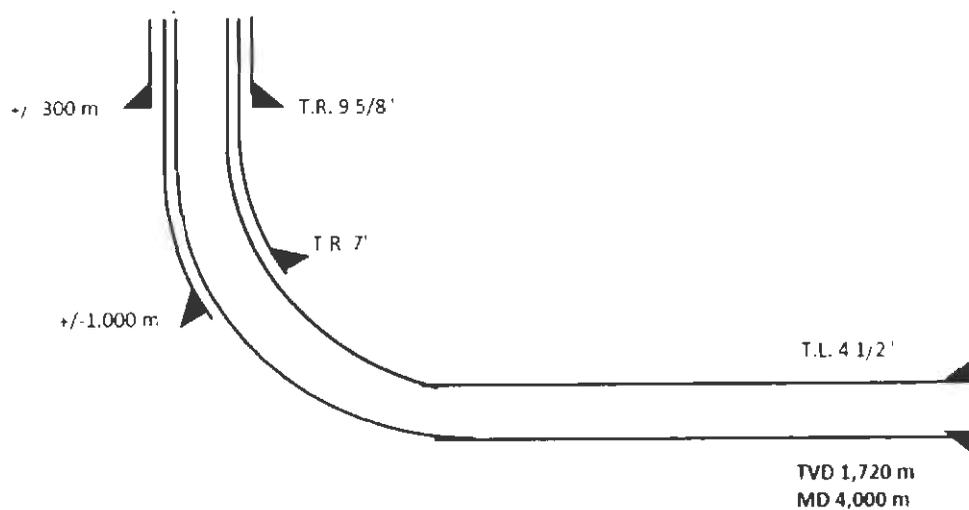


Figura 7. Pozo (horizontal) tipo para el campo Rusco. (Fuente: Contratista)

Los pozos por perforar en el campo Ecatl son de trayectoria vertical, y tendrán una profundidad promedio de 2800 mvbmr, y se perforarán en tres etapas asentando tuberías de revestimiento de 9 5/8" a 300 mvbmr, 7" a 1900 mvbmr y tubing less a 2800 mvbmr. En la figura 8 se muestra el estado mecánico preliminar.

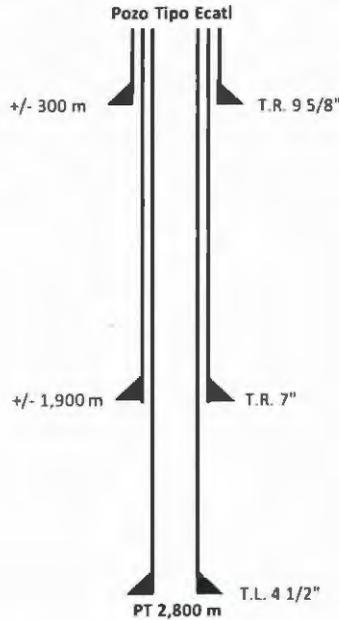


Figura 8. Pozo (vertical) tipo para el campo Ecatl. (Fuente: Contratista).

Pozo	Objetivos geológicos	Geometría	Profundidad vertical total	Profundidad desarrollada total	Tipo de terminación
Ecatl-LD-1	OV-3, OV-26, OV-28	Vertical	2800	2800	Tubing Less
Ecatl-LD-2	OV-3, OV-26, OV-28	Vertical	2800	2800	Tubing Less
Ecatl-LD-3	OV-3, OV-26, OV-28	Vertical	2800	2800	Tubing Less
Ecatl-LD-4	OV-3, OV-26, OV-28	Vertical	2800	2800	Tubing Less
Rusco-LD-1	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-2	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-3	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-4	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-5	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-6	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-7	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-8	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-9	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-10	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-11	OV-3	Vertical	2500	2500	Tubing Less
Rusco-LD-1H	OV-3	Horizontal	1720	4000	Tubing Less
Rusco-LD-2H	OV-3	Horizontal	1720	4000	Tubing Less
Rusco-LD-3H	OV-3	Horizontal	1720	4000	Tubing Less
Rusco-LD-4H	OV-3	Horizontal	1720	4000	Tubing Less

Tabla 18. Pozos a ser perforados. (Fuente: Contratista).

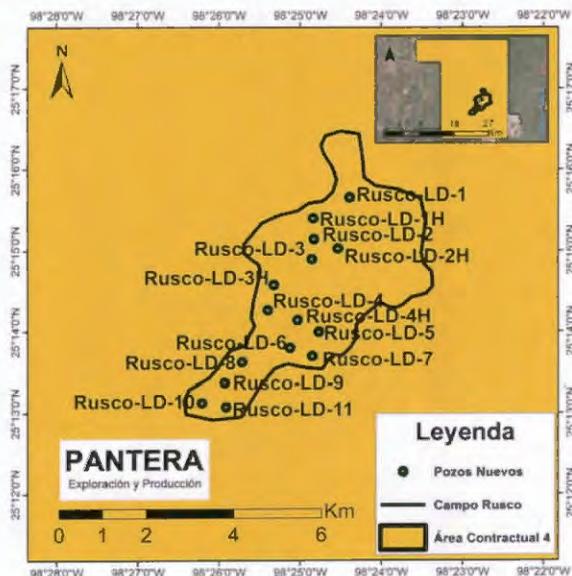


Figura 9. Pozos nuevos en el campo Rusco. (Fuente: Contratista).

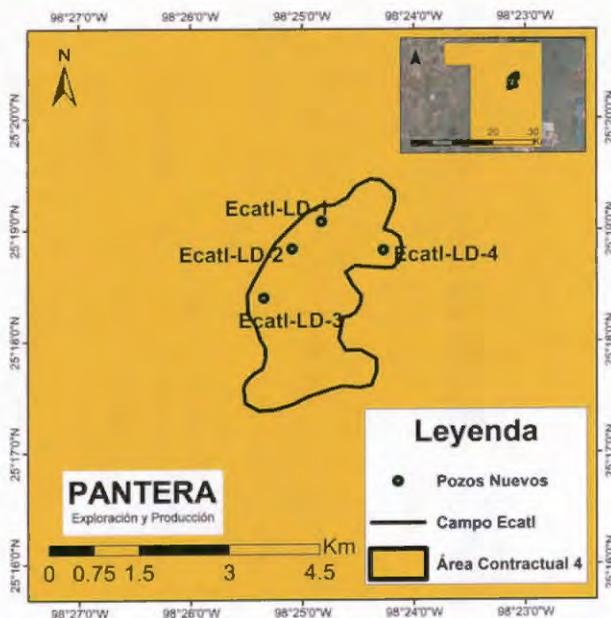


Figura 10. Pozos nuevos en el campo Ecatl. (Fuente: Contratista).

d) Pronósticos de producción y reservas

El Área Contractual tiene una producción acumulada a la fecha de presentación de la última actualización de información, 07 de octubre de 2019, de y 83.34 MMMPC de gas natural y 0.12 MMbbls.

El Plan de Desarrollo presentado pretende recuperar un volumen de gas de 53.45 MMMPC y 514 MB de condensados (de línea), en el periodo que comprende de noviembre de 2019 fecha aproximada de aprobación de Plan de Desarrollo, a diciembre de 2029.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Dichos volúmenes representan la totalidad de las Reservas propuestas por el Operador Petrolero, cabe señalar que, dicho Plan de Desarrollo sólo presenta Reservas en la categoría probada. La tabla 20 muestra los volúmenes originales y las Reservas propuestas del Área Contractual.

Se espera la recuperación de los volúmenes mediante diecinueve perforaciones de pozos, las cuales estarán divididas de la siguiente manera: cuatro pozos verticales en el campo Ecatl y quince pozos en el campo Rusco, de los que once son verticales y cuatro son horizontales y seis RMA a realizarse de la siguiente manera: tres en el campo Ecatl, dos en el campo Pípila y una en el campo Granaditas.

Los parámetros utilizados para la estimación del volumen original fueron calculados considerando los siguientes aspectos: interpretación sísmica 3D, información de pozos existentes, análisis de diversos modelos de interpretación para la obtención de parámetros petrofísicos y correlaciones PVT a partir de las cromatografías de gases y datos de presión y temperatura de registros de presión de fondo cerrado.

Adicionalmente, el Operador no ha presentado cifras de Reservas relativas al Área Contractual para el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2019.

Contrato	Campo	Tipo de yacimiento	Categoría	Volumen original		Reservas al límite económico			
				Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Condensado	PCE
				MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMbpce
CNH-R02-L02-A4-BG/2017	Ecatl	Gas	1P	No aplica	40.70	0.00	12.12	0.08	2.24
CNH-R02-L02-A4-BG/2017	Fitón	Gas	1P	No aplica	10.29	0.00	0.82	0.00	0.15
CNH-R02-L02-A4-BG/2017	Fósil	Gas	1P	No aplica	23.47	0.00	0.99	0.00	0.18
CNH-R02-L02-A4-BG/2017	Granaditas	Gas	1P	No aplica	19.89	0.00	1.41	0.00	0.25
CNH-R02-L02-A4-BG/2017	Ita	Gas	1P	No aplica	55.44	0.00	5.40	0.00	0.96
CNH-R02-L02-A4-BG/2017	Pípila	Gas	1P	No aplica	62.54	0.00	4.76	0.01	0.86
CNH-R02-L02-A4-BG/2017	Rusco	Gas y condensado	1P	No aplica	89.84	0.00	27.94	0.42	5.40

Tabla 20. Reservas de Hidrocarburos.
(Fuente: Contratista).

En las Figuras 11 y Figura 12 se observan los pronósticos de producción de la propuesta de Plan de Desarrollo, para condensado y gas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

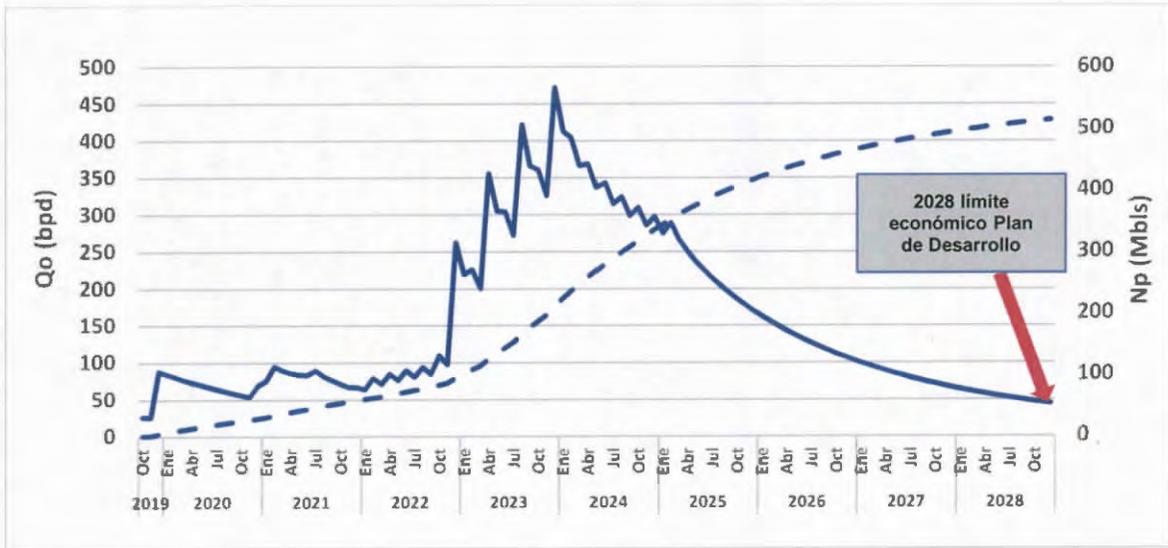


Figura 11. Perfiles de producción de condensado. (Fuente: Contratista).

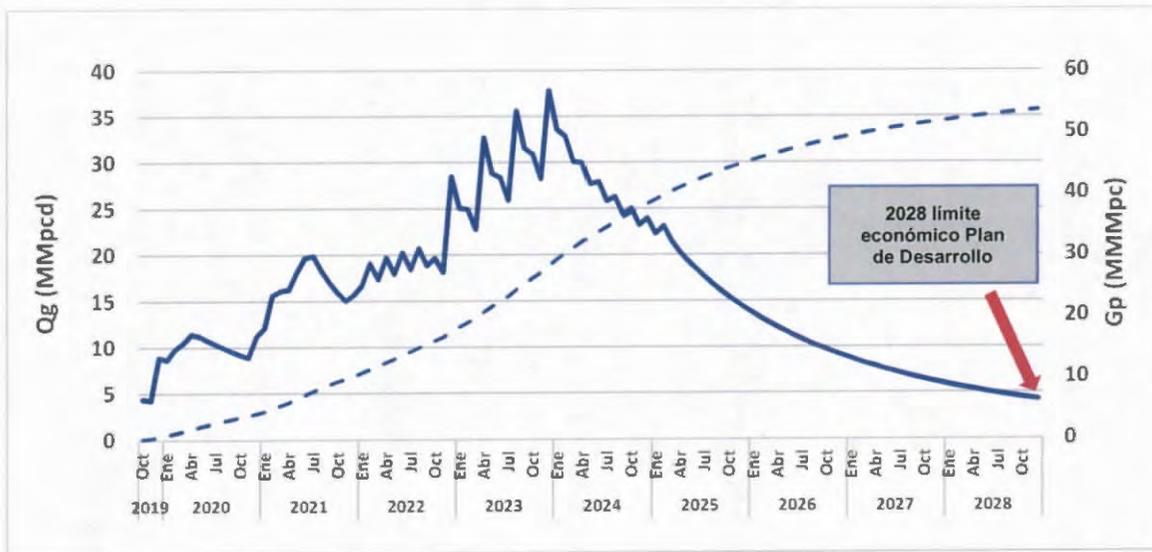


Figura 12. Perfiles de producción de gas. (Fuente: Contratista).

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and initials]

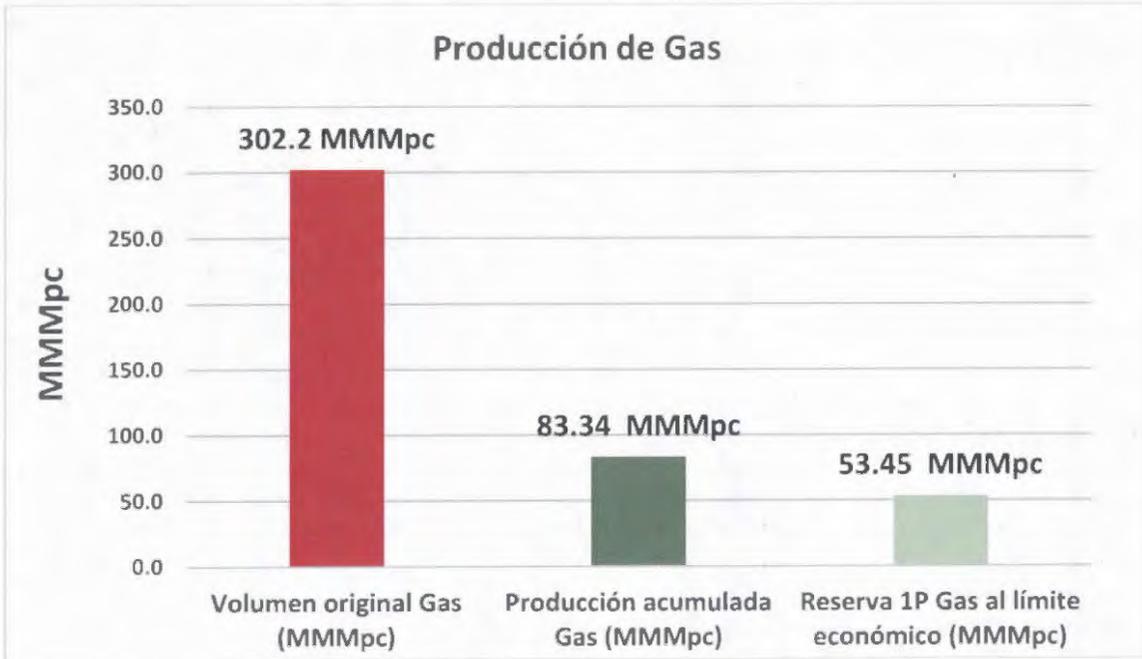


Figura 13. Volumen Original y Reservas de gas. (Fuente: Contratista).

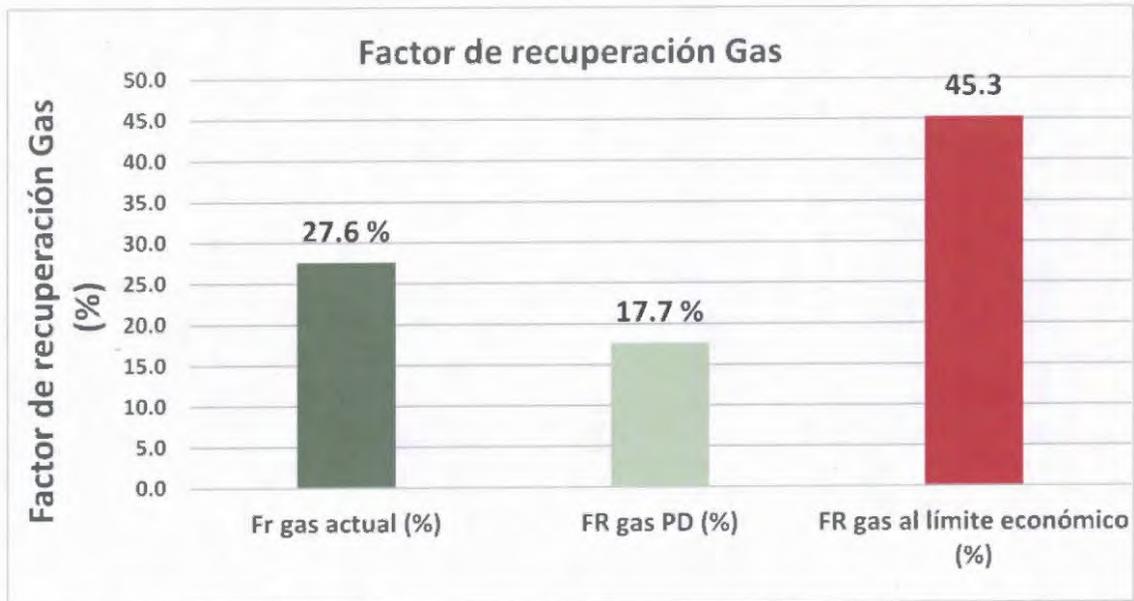


Figura 14. Factores de recuperación de gas. (Fuente: Contratista).

gas

Handwritten signatures and initials in blue ink.

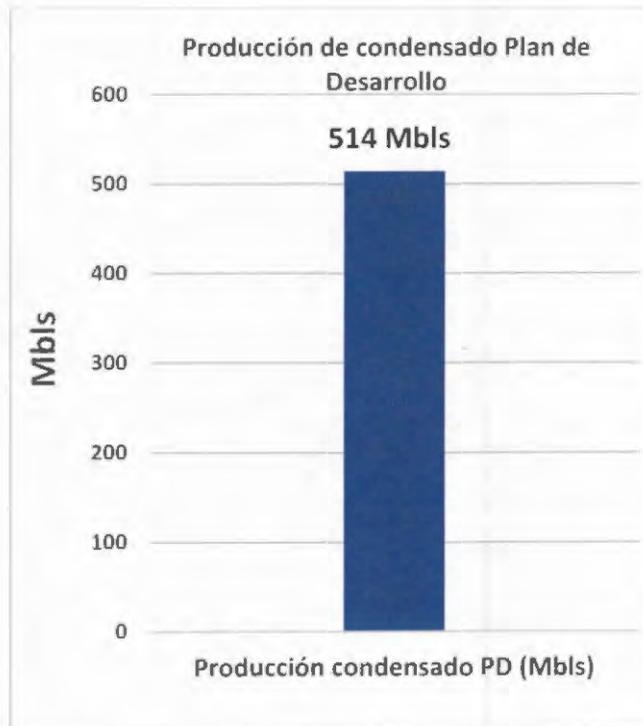


Figura 15. Producción de condensado asociado al Plan de Desarrollo. (Fuente: Contratista).

e) Opinión Económica

La opinión económica referente a la Solicitud del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente y considerando la información presentada por el Contratista como parte de la Solicitud del Plan de Desarrollo:

- a. El desglose del Programa de Inversiones;
- b. La consistencia entre la información económico-financiera, y
- c. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo.

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales 4.5 y 4.6, del Apartado I. PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN (Anexo II de los LINEAMIENTOS); así como en los artículos 58 y 59 de los mismos.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido, a continuación, se presentan los resultados del análisis económico.

1. Desglose del Programa de Inversiones

Como parte de la Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo, el Contratista considera costos totales del orden de 154.35 millones de dólares¹, correspondientes al período 2019 a 2029, de los cuales:

- 108.24 millones de dólares (70% del total) corresponden a inversiones, y

¹ El Contratista presenta montos por un total de 604,879 dólares los cuales son materia de exclusión de la aprobación del Plan Desarrollo.

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and initials]

- 46.11 millones de dólares (30% del total) corresponden a gastos operativos.

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de aprobación elaborado por el Contratista, desglosado por "Actividad" y "Sub Actividad", de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" Publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015 y reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016. (los Lineamientos de Costos).

Los 154.35 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones del Plan de Desarrollo, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (66.6%); Producción (26.8%), y Abandono (6.6%). Las siguientes figuras muestran al Programa de Inversiones desglosado por Actividad petrolera, y a su vez, cada una de ellas por Sub Actividad Petrolera.

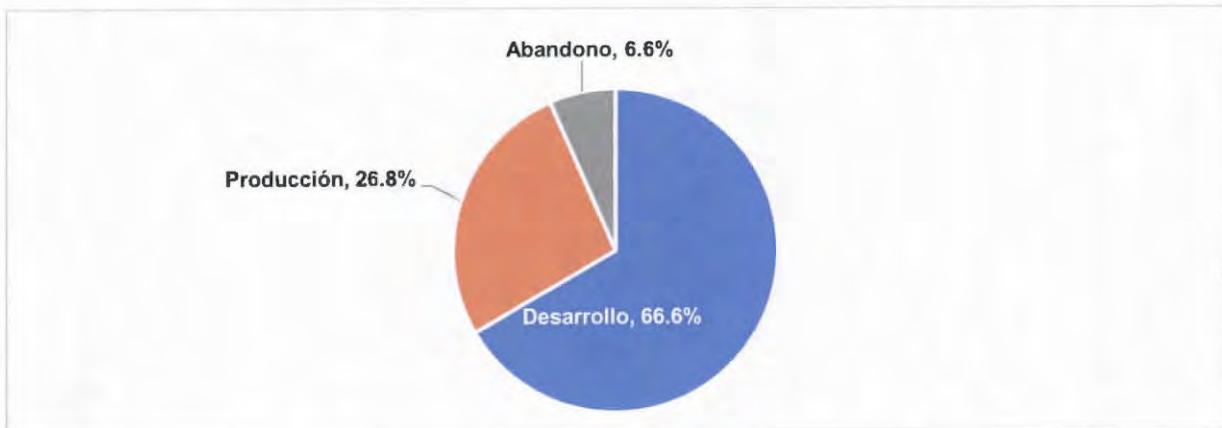
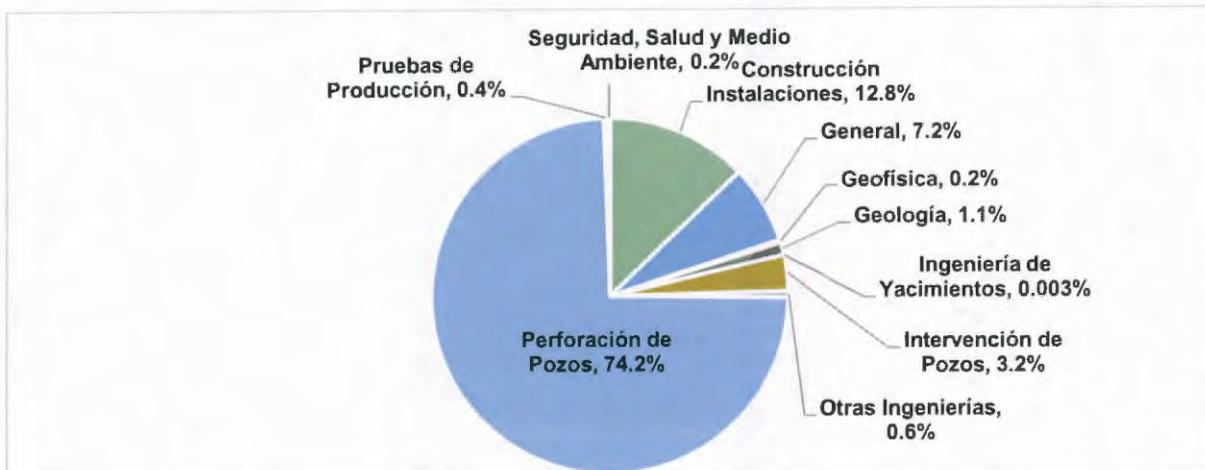


Figura 16. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad Petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Fig. 17 Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

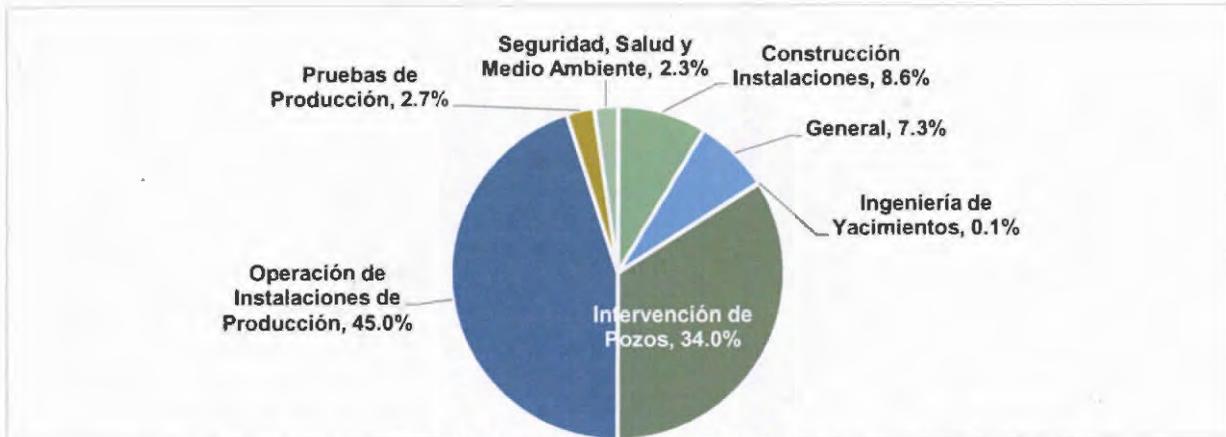


Figura 18. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

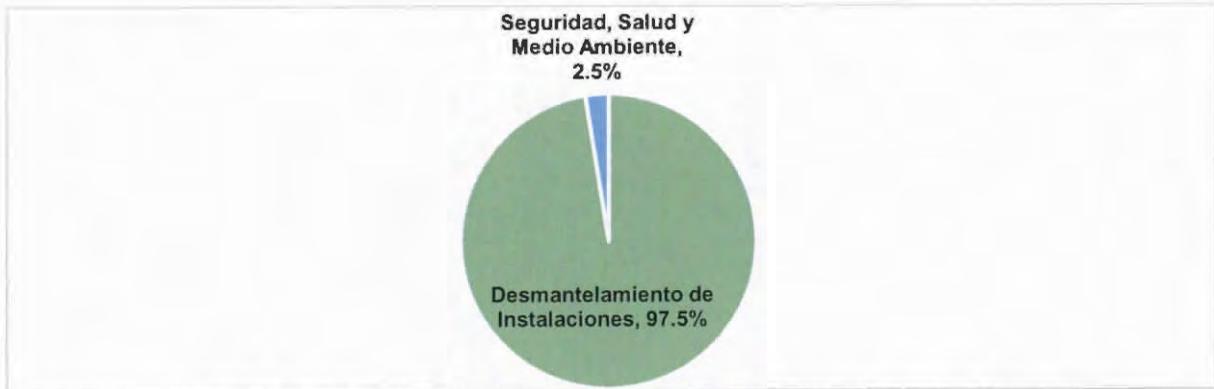


Figura 19. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Actividad Petrolera	Sub Actividad Petrolera	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Desarrollo	Construcción Instalaciones		6,980,000	500,000	1,800,000	1,800,000	1,800,000
	General ^{ic}	486,147	770,000	770,000	770,000	770,000	770,000
	Geofísica	212,881					
	Geología				372,000	372,000	372,000
	Ingeniería de Yacimientos	2,050	1,000				
	Intervención de Pozos	912	464,500	2,856,500			
	Otras Ingenierías		600,000				
	Perforación de Pozos				22,520,851	30,007,467	20,363,450
	Pruebas de Producción	118,016	54,996	44,196	27,696	27,696	27,696
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	26,350	26,350	11,350	26,350	11,350	26,350	
Producción	Construcción Instalaciones	155,571		3,354,500		18,750	6,250
	General ^{is}	464,742	284,449	284,449	284,449	284,449	284,449
	Ingeniería de Yacimientos	23,974					
	Intervención de Pozos	74,803	2,892,460	4,606,960	1,945,100	714,240	758,880
	Operación de Instalaciones de Producción	150,000	2,050,000	2,050,000	2,050,000	2,050,000	2,050,000
	Pruebas de Producción	31,329	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		105,850	105,850	105,850	105,850	105,850	
Abandono ^a	Desmantelamiento de Instalaciones						

	Seguridad, Salud y Medio Ambiente						
	Total [USD]	1,746,775	14,349,605	14,703,805	30,022,296	36,281,802	26,684,925

Actividad Petrolera	Sub Actividad Petrolera	2025	2026	2027	2028	2029	Total [USD]
Desarrollo	Construcción Instalaciones	300,000					13,180,000
	General ^c	770,000	770,000	770,000	770,000		7,416,147
	Geofísica						212,881
	Geología	62,000					1,178,000
	Ingeniería de Yacimientos						3,050
	Intervención de Pozos						3,321,912
	Otras Ingenierías						600,000
	Perforación de Pozos	3,393,908					76,285,676
	Pruebas de Producción	27,696	27,696	27,696	27,696		411,080
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	26,350	11,350	26,350	11,350		203,500
Producción	Construcción Instalaciones	6,250	6,250	6,250	6,250		3,560,071
	General ^d	284,449	284,449	284,449	284,449		3,024,782
	Ingeniería de Yacimientos						23,974
	Intervención de Pozos	766,320	766,320	766,320	766,320		14,057,723
	Operación de Instalaciones de Producción	2,050,000	2,050,000	2,050,000	2,050,000		18,600,000
	Pruebas de Producción	120,000	120,000	120,000	120,000		1,111,329
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	105,850	105,850	105,850	105,850		952,650
Abandono ^a	Desmantelamiento de Instalaciones						9,947,179 ^b
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente						259,147 ^b
	Total [USD]	7,912,823	4,141,915	4,156,915	4,141,915	0	154,349,102

Tabla 21. Desglose del Programa de Inversiones
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Notas:

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

- Costo total de abandono de pozos e instalaciones, de conformidad con la información presentada por el Contratista en su Plan de Desarrollo para la Extracción.
- Los mantos anuales para el periodo de 2019 a 2029 que corresponden a la aportación al Fideicomiso de Abandono, deberán determinarse de conformidad con la Cláusula 18.4 del Contrato, toda vez que éstos no son materia de aprobación del presente Dictamen.
- Las actividades contempladas en la Actividad Petrolera de General corresponden a gastos operativos.
- Las actividades contempladas en la Actividad Petrolera de General corresponden a gastos operativos.

2. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo es consistente con las actividades físicas propuestas en el mismo. Asimismo, el Contratista presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

3. Evaluación económica del proyecto de desarrollo

3.1. Premisas de la evaluación económica

En este apartado se presentan los indicadores económicos calculados por la Comisión, a partir de las premisas presentadas en la Tabla 22, así como los flujos de costos y de producción propuestos por el Contratista. Conforme a lo establecido en el Plan de Desarrollo, la alternativa seleccionada por el Contratista y evaluada en este análisis, permite maximizar la recuperación del factor de recuperación de Hidrocarburos.

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 9.4 MMbpc³, y a continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción propuestos por el Contratista.

Premisas	Valor	Unidades
Producción de condensado	0.5	millones de barriles
Producción de gas	53.4	millones de millones de pies cúbicos
Precio del condensado ^a	42.82	dólares por barril
Precio del gas ^b	4.3	dólares por mil pies cúbicos
Valor de la regalía adicional	25	%
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20	pesos / dólar
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5.99	razón

Tabla 22. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Notas

- a Promedio simple del perfil de 2019 a 2029 de precios del condensado manifestado por el Contratista
- b Promedio simple del perfil de 2019 a 2029 de precios del gas manifestado por el Contratista

3.2. Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud del Plan de Desarrollo, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de 59.25 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 69.61 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 0.85.

Una vez incorporado las Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el VPN para el Contratista es de 3.54 millones de dólares, lo que significa que el Estado capturará cerca del 89% de los flujos remanentes asociados con el Plan de Desarrollo. En ese sentido, bajo

³ Millones de barriles de crudo equivalente. Considerando los perfiles de producción presentados por el Contratista a partir de octubre de 2019: 0.5 MMbbls y 53.4 MMMpc y utilizando la razón de gas-petróleo crudo equivalente de 5.99.

Los resultados de la evaluación económica que se obtienen considerando las variables antes descritas, se describen en la siguiente tabla.

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado ⁴	Unidades
VPN	59.25	3.54	millones de dólares
VP Inversión	69.61	69.61	millones de dólares
VPN/VPI	0.85	0.05	adimensional
TIR	Indeterminada	Indeterminada	%

Tabla 23. Resultados de la evaluación económica
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Contratista)

3.3. Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017, permitirá al Contratista la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2029.

A partir de la información presentada en esta sección Análisis económico considerando las premisas expuestas, se concluye que los montos estimados permitirían realizar las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo bajo condiciones económicamente viables considerando el régimen fiscal aplicable.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

El Área Contractual está ubicada en el Estado de Tamaulipas, en los municipios de Méndez y Reynosa, aproximadamente a 86 kilómetros al sur de Reynosa y a 56 kilómetros al noroeste de la Ciudad de San Fernando Tamaulipas.

El Plan de Desarrollo para la Extracción del Área Contractual tiene como objetivo la producción comercial de Hidrocarburos provenientes de los campos Ecatl, Fitón, Fósil, Granaditas, Ita, Pípila y Rusco, por un periodo que abarca de noviembre de 2019 hasta diciembre de 2029. Se plantea la recuperación de 53.45 MMMpc de gas y 514 Mbls de condensado correspondiente a los campos mencionados anteriormente.

El Contratista propone para la medición de agua la construcción de una planta de inyección de agua modular, contándose con una bomba de desplazamiento para la inyección, bomba de precarga de agua, tanque de almacenamiento de 1000 bls. Mientras que para los Hidrocarburos plantea la construcción de una Planta de Acondicionamiento

⁴ Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

inyección, bomba de precarga de agua, tanque de almacenamiento de 1000 bls. Mientras que para los Hidrocarburos plantea la construcción de una Planta de Acondicionamiento de gas modular con patín de medición y tanque de almacenamiento de 500 barriles, cada módulo cuenta con una planta de deshidratadora de gas y patín Joule-Thomson.

El Contratista propone el manejo y medición de los Hidrocarburos producidos mediante dos etapas, la Etapa 1, con una duración de 3 años aproximado, consiste en continuar la operación mediante los Puntos de Medición provisional aprobados bajo las Resoluciones CNH.E.65.006/17 y CNH.E.60.002/18 y el acuerdo de medición firmado entre Pantera Exploración y Producción y la empresa productiva del Estado, Pemex Exploración y Producción en el cual se planteó la determinación de los volúmenes y calidades de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual. La siguiente Figura 20 muestra los Puntos de Medición aprobados, utilizados durante la Etapa 1.

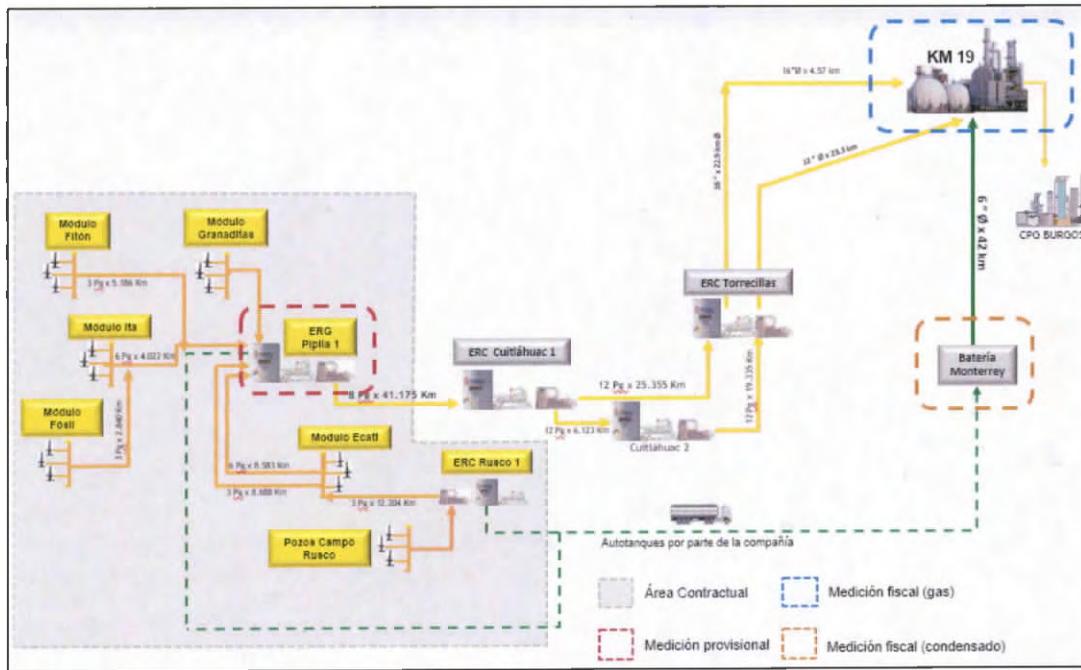


Figura 20. Infraestructura futura para Área Contractual 4 BG-04 (Fuente: Contratista)

Derivado de la solicitud de Plan de Desarrollo del Área Contractual CNH-R02-L02-A4-BG/2017, y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28, 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos, para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

El Área Contractual 4, considera la continuidad de la medición de los Hidrocarburos bajo los Puntos de Medición Provisional aprobados mediante las resoluciones CNH.E.65.006/17 y CNH.E.60.002/18 durante un periodo estimado de tres años a partir de la aprobación de dicho Plan de Desarrollo, permitiendo así desarrollar e implementar la infraestructura necesaria para el manejo y medición de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual, esto con el objetivo de mantener en condiciones comerciales para su venta a través del gasoducto de 42" India Bonita - Divisadero perteneciente al Sistema de

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]
37

Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) que cruza por el área.

El Operador Petrolero propone que, para la Etapa 2, el gas producido se encuentre en condiciones comerciales de venta, de acuerdo con la NOM-001-SECRE-2010, por lo que se ubicará una planta de acondicionamiento de gas cercana al ERG Pípila-1, el cual contará con un sistema de medición previo a su incorporación al gaseoducto de 42". Se propone que el sistema de medición de gas cuente de un medidor tipo Coriolis, mientras que para los líquidos se contempla un tanque de almacenamiento para realizar la medición estática de condensados, ambas cuantificaciones serán realizadas dentro de instalaciones propias del Contratista.

En la siguiente Figura 21 se muestra el diagrama general de la producción proveniente de los 8 campos que alimentará al separador trifásico de baja presión, donde el gas será medido mediante un medidor de placa de orificio y para los líquidos se utilizarán medidores de tipo turbina o Coriolis. Una vez separados los líquidos serán enviados a tanque para su estabilizado, con lo cual, el condensado obtenido durante la segunda etapa se dejará en condiciones y parámetros para ser fiscalizado.

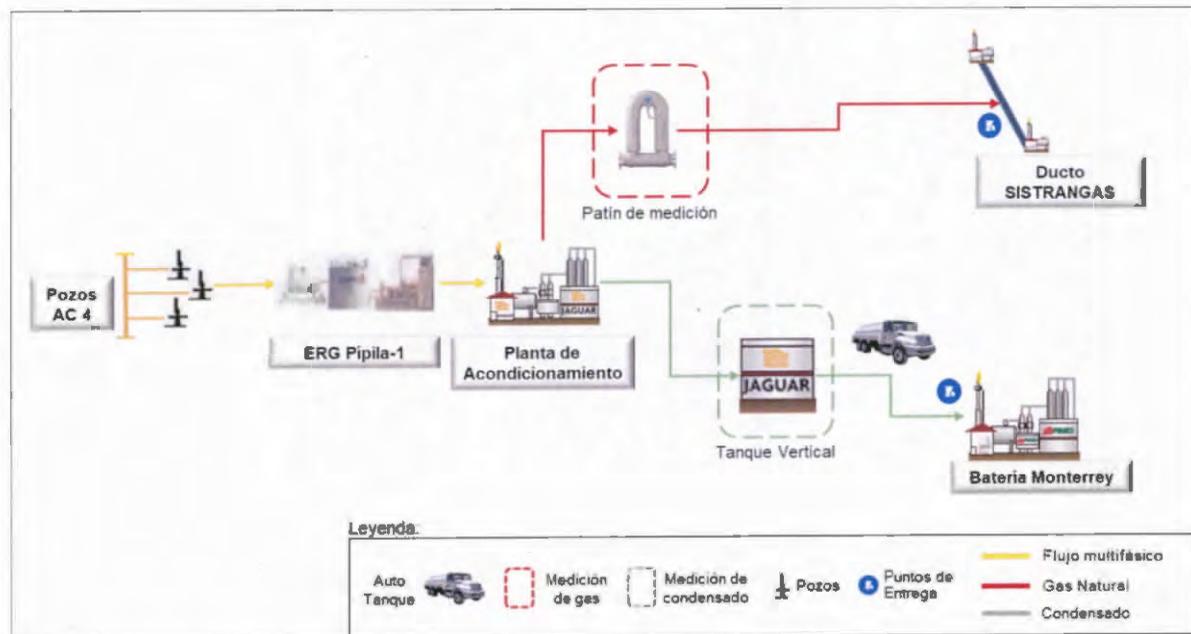


Figura 21.- Manejo y Medición de aceite de Área Contractual 4 BG-04. (Fuente Contratista).

Finalmente para los Hidrocarburos gaseosos se contará con una Planta de Acondicionamiento de gas (PAG) modular la cual incluirá un patín de medición para gas tipo Coriolis (punto de medición fiscal) como se muestra en la 21, permitiendo que el gas esté en condiciones de venta y poder comercializarlo a través del gaseoducto de 42" India Bonita – Divisadero del SISTRANGAS, además, cada módulo contará con una planta deshidratadora de gas de principio Expansión-Refrigeración tipo Joule-Thompson.

Es importante señalar que el patín de medición será ubicado en un radio máximo de 150 metros a la redonda con respecto de la entrada al ducto de 42" India Bonita – Divisadero y que este sistema de medición contará con el equipo necesario para tener análisis cromatográfico en tiempo real.

Por lo que en complemento de lo anterior Pantera realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para gas y Condensado del Área Contractual:

Medición gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del gas, Pantera manifiesta que, una vez acondicionado el gas conforme a lo descrito anteriormente, este será medido a la salida de la Planta de Acondicionamiento enviado a la entrada a ducto de SISTRANGAS, donde previamente se medirá de manera directa mediante medidores del tipo Coriolis y su calidad determinada a través de cromatografía de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia el Área Contractual.

Condensado

En cuanto al manejo, medición y determinación del volumen y calidad de condensado el Contratista propone que la medición de este Hidrocarburo sea realizada en el Tanque Vertical dentro del Área Contractual. (Ver figura 21).

Medición de agua

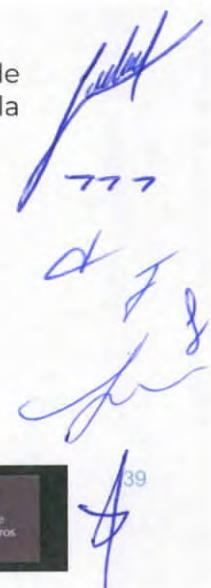
El agua proveniente de los pozos del Área Contractual 4 BG-04, será medida inicialmente en los separadores de prueba en los pozos y almacenada en tanque vertical, teniendo dos opciones para su manejo siendo una, su envío por autotanque a Batería Monterrey, lo cual se realizará mediante la infraestructura de Petróleos Mexicanos, en sus plantas de tratamiento e inyección, por lo que este volumen deberá ser medido de manera estática en el tanque vertical antes de su envío y posteriormente asignado al Área Contractual, así como reportado de conformidad con lo establecido en los lineamientos técnicos de medición.

Por otra parte, se está analizando el desarrollo de una Planta de Inyección de Agua modular dentro del Área Contractual que contará (por módulo) con una bomba de desplazamiento positivo para la inyección, bomba de precarga de agua, tanque de almacenamiento de mil barriles, para manejar el agua producida en el Área Contractual.

Es importante mencionar que, durante estas dos fases, el manejo de agua se realizará mediante envío por autotanque a la Batería Monterrey e Inyección de agua dentro del Área Contractual

a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para el Área Contractual 4 BG-04, se llevó a cabo la siguiente evaluación:



Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Pantera Exploración y Producción</u> No. de Contrato o Asignación: <u>CNH-RO2-LR2-AM.BG/2017</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Área Contractual 4 BG</u> Tipo de Plan a evaluar: <u>Plan de Desarrollo</u>						
 Comisión Nacional de Hidrocarburos						
No.	Artículo de los LTI/MDH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTI/MDH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Planta continuidad operativa de sus puntos de medición provisionales durante un tiempo estimado de tres años.	Se tiene programado terminar la construcción de la infraestructura y dar por terminados los acuerdos de medición.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTI/MDH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	La medición será ejecutada mediante los puntos de medición aprobados por medio de las resoluciones CNH.E.65.006/17 y CNH.E.60.002/18, y a la par construir infraestructura para la medición fiscal y conexión a ducto de SISTRANGAS.	Sin Observación
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTI/MDH	Si	El OP presenta un documento oficial con su declaración de la política de medición a implementar, información ubicada en los anexos.	0
4	42, fracción II	Procedimientos:				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Mantenimiento.	Sin Observación
		• Confirmación metrológica		Si	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Confirmación Metrológica.	Presenta programa para su implementación
		• Elaboración de balance		Si	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Elaboración de Balance.	Presenta programa para su implementación
• Calibración de los instrumentos de medida	Si	Presentó programa para la elaboración del procedimiento de Calibración de los instrumentos de medida.		Presenta programa para su implementación		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DIT's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta	Si	El Contratista presentó los diagramas de infraestructura actuales y futuros con la implementación de los Mecanismos de Medición.	Adicionalmente presenta el diagrama del manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta los puntos de medición propuestos.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTI/MDH	Si	Presentó la ubicación de los instrumentos de medición conforme a lo estipulado en los lineamientos técnicos.	Sin Observación
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DIT's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20,	Si	Presentó cronograma de actividades para la elaboración de los diagramas de los instrumentos de medida	Sin Observación
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los acuerdos celebrados entre operadores.	Si	El contratista declara que se seguirá utilizando el acuerdo de uso compartido con PEP para la continuidad de la operación, sin embargo, realizará la construcción de infraestructura por lo tanto, no habrá acuerdo futuro de medición y/o uso compartido.	No Convergerán corrientes de algún otro Operador Petrolero en el mismo Punto de Medición.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Presentó cronograma de actividades para la elaboración de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de Hidrocarburos	El Operador deberá informar a la Comisión del avance en la implementación.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTI/MDH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición	Si	Se presentó cronograma de actividades a realizar para la ejecución de los presupuestos de incertidumbre de medida.	Sin Observación

Figura 22.- Criterios de Evaluación de los Mecanismos de Medición del Área Contractual 4 BG-04. Primera parte.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición	Si	Presentó la evaluación económica en específico para las actividades relacionadas con los Sistemas de Medición, su mantenimiento y calibración de elementos integrantes. Aunado a esto se presentó el	Se logra identificar la inversión para el mantenimiento de los Sistemas de Medición de la Asignación, pero no hace mención específica del impacto en la disminución o mantenimiento de la
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Presentó programa para la elaboración de la bitácora electrónica de registro, actividad a realizar desde el mes 1 a partir de la aprobación.	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los LTMH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Se presentó el cronograma de actividades a realizar para elaborar los diagnósticos.	Sin Observación
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Presenta evidencia de las competencias técnicas de personas relacionadas con las actividades de medición, información ubicada en los anexos de medición. Presentado los CV del personal.	Adicionalmente presenta un programa de capacitación del personal, para complementar las competencias técnicas presentadas, así como su actualización y especialización.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Se presentó la propuesta de indicadores de desempeño donde se planea el inicio del control a partir del segundo año de aprobado el PDE.	Sin Observación
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Presenta las credenciales, designación y el puesto en el organigrama de la organización, al Ing. Daniel Herrera, Director de Operaciones.	Sin Observación
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas	Si	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	En caso de existir derivaciones físicas en el sitio y de no verse reflejadas en los diagramas presentados, estas deberán tener el control y registro correcto y registrado en la bitácora del Sistema de Gestión, así como procedimiento
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	El operador manifiesta que contará con sistemas telemétricos en los Puntos de Medición operando a partir del tercer año a partir de la aprobación del PDE.	Sin Observación
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes	Si	En cuanto a la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Operador Petrolero manifiesta el cumplimiento a lo establecido en el artículo 28, así como la metodología para su determinación en el Punto de Medición y su asignación hacia el Área.	El operador deberá contemplar e implementar una metodología de bancos de calidad conforme a lo recomendado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de	Si	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para la aplicación	El operador deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador en base a la normatividad aplicada al mismo y llevar el registro dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Presentaron el cronograma de actividades para la elaboración de las calibraciones de los sistemas de medición	El Operador Petrolero deberá mantener el soporte de las calibraciones y ser parte del expediente y sistema de Gestión de las Mediciones, así como de tenerlas a disposición de la Comisión
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permeante. En	Si	No menciona en específico las características de los Probadores instalados en el Punto de Medición.	El Operador deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Indica el manejo y disposición del agua resultante del proceso de extracción, separación y deshidratación para medirla en la TMDB.	Sin Observación
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No presenta propuesta del uso de medidores multifásicos en las plataformas del área de asignación.	Sin Observación
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	No declaró la realización de pruebas en pozos	Sin Observación

Figura 23.- Criterios de Evaluación de los Mecanismos de Medición del Área Contractual 4 BG-04. Segunda parte.

Producción y Balance

Con referencia a los procedimientos de balance, el Operador Petrolero considera como premisas generales la implementación de dos etapas en el Área Contractual. Como primera etapa considera la medición del gas en la entrada de la Estación de Recolección Pípila-1 y la medición del condensado en la Central de Almacenamiento y Bombeo Batería Monterrey, mismas que son consideradas como Puntos de Medición provisionales aprobados.

Para la segunda etapa se considera la construcción de una Planta de Acondicionamiento de gas cerca a la Estación de Recolección Pípila-1, la cual constará de un sistema de medición previo a la interconexión del gasoducto de 42" India Bonita-Divisadero perteneciente al SISTRANGAS como Punto de Medición para gas, mientras que el condensado proveniente del Área Contractual será almacenado y medido en la Planta de Acondicionamiento de gas mediante un tanque de almacenamiento vertical como Punto de Medición para líquido.

El Operador Petrolero considera como primera etapa, la continuidad del acuerdo operativo de medición en los Puntos de Medición provisionales aprobados (Estación de Recolección Pípila-1 y Batería Monterrey) y la medición fiscal de la Central de Medición km 19, mismos en los cuales se realiza la asignación de los volúmenes y calidades a los pozos del Área Contractual. Esta continuidad se considera durante un tiempo aproximado de tres años, contando a partir de la aprobación del presente plan.

Para la segunda etapa, se contempla la construcción de una Planta de Acondicionamiento de gas como Punto de Medición, donde se realizará la medición dinámica mediante un patin de medición para gas y un tanque de almacenamiento donde se realizará la medición estática de los condensado, así mismo, el Operador Petrolero manifiesta que en los Puntos de Medición propuestos se determinará y asignarán los volúmenes y calidades del gas y condensado del Área Contractual, mismos que serán descritos en el procedimiento de balance a realizar para segunda etapa.

g) Comercialización de Hidrocarburos

El Operador Petrolero presenta la calidad esperada de los Hidrocarburos que se extraerán del Área Contractual, así como el pronóstico de producción. Inicialmente los hidrocarburos tendrán la siguiente calidad:

Calidad del gas	ERC Pípila
Poder calorifico [BTU/ft3]	966.855
C1 [%mol]	93.62
C2 [%mol]	2.888
C3 [%mol]	1.022
nC4 [%mol]	0.35
iC4 [%mol]	0.371
nC5 [%mol]	0.128

IC5 [%mol]	0.177
C6+ [%mol]	0.364
CO2 [%mol]	0.719
H2S [%mol]	0
N2 [%mol]	0.326

Tabla 24. Calidad del gas extraído del Área Contractual (Fuente: Contratista)

Calidad del Condensado	°API	Agua y Sedimento [%vol]	Presión de Vapor Reid [psi]
Bateria Monterrey	41.99	17.94	8.6

Tabla 25. Calidad del condensado extraído del Área Contractual (Fuente: Contratista)

La estrategia de Comercialización presentada por el Contratista consiste en el envío del gas a la ERG Pípila-1 y tiene como destino final el CPG Burgos haciendo uso de la infraestructura de otro Operador Petrolero vecindado (PEMEX). Para el caso del Condensado, éste es almacenado dentro del Área Contractual para cuando se tenga una acumulación considerable se destine hacia la Bateria Monterrey para su entrega y posteriormente enviado al CPG Burgos donde es comercializado.

El Operador Petrolero denota en el Plan de Desarrollo la posibilidad de construcción de infraestructura para comercialización sujeto a condiciones de rentabilidad del proyecto.

Como se refirió anteriormente, el Operador establece como Puntos de Venta la CPG Burgos para ambos tipos de Hidrocarburo (Condensado y gas).

Por otro lado, los mecanismos para la determinación del precio de Venta de los Hidrocarburos producidos se basan en el rendimiento potencial de estos en las mezclas que se originan en los Puntos de Venta dado que la corriente al entrar en contacto con otras corrientes se mezcla. Al mecanismo antes referido se le afecta con descuentos por margen comercial, logística de recolección, transporte y tratamiento.

Por otro lado, en lo referente a las instalaciones de comercialización, el Operador Petrolero externa su intención de contar con una Planta de Acondicionamiento de gas, dicha opción se encuentra sujeta a la rentabilidad económica.

Con todo lo anterior, se considera que, con la información proporcionada por el Operador, da cumplimiento al numeral 4.2.5, Anexo II de los Lineamientos.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición; mediante el oficio 250.618/2019 de fecha 25 de septiembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante oficio 352-A-I-039 de fecha 30 de septiembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente al Área Contractual 4 BG-04

"...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

777

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 LTMMH, 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 Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 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 II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan."

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador cumplen 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 del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones de Contratista:

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen;
2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo;
3. El Contratista deberá reportar, entre otros, el volumen de los hidrocarburos producidos, así como los cuantificados en los Puntos de Medición en los formatos establecidos en el Anexo 1 de los LTMMH;
4. Pantera deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición;

5. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección;
6. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;
7. 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;
8. Pantera deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH;
9. El Contratista deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH_DGM_VHP de los LTMMH. En el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, Pantera Exploración y Producción reportará los condensados líquidos medidos en los Puntos de Medición, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el Área Contractual
10. El Contratista deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH;
11. El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen;
12. Así mismo es necesario que Pantera cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición, y
13. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, Pantera deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.



777



Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual 4 BG-04 en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los Hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante dos etapas.

La primera, consiste en aprovechar los Sistemas de Medición propuestos y aprobados por las resoluciones CNH.E.65.006/17 y CNH.E.60.002/18 (Etapa 1), cabe resaltar que el Operador establece que se mantiene en los términos establecidos en el Acuerdo de Medición vigente, en lo que respecta a los condensados, del área contractual 4 BG-04 y para la (Etapa 2) la medición del condensado se realizará en tanque vertical dentro del área, mientras que para los Hidrocarburos gaseosos se contará con una Planta de Acondicionamiento de gas (PAG) modular la cual incluirá un patín de medición para gas tipo Coriolis (punto de medición fiscal) como se muestra en la Figura 21.

Lo anterior permitirá que el gas esté en condiciones de venta para poder comercializarlo, por lo que estos puntos fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los Hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por Pantera Exploración y Producción en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por Pantera para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42;
 - ii. Se analizó la información proporcionada por Pantera respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44, de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH durante la etapa 2 propuesta;

777

46

- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por Pantera Exploración y Producción;
- iv. 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 mediante el oficio 250.618/2019 de fecha 25 de septiembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante oficio 352-A-I-039 de fecha 30 de septiembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente al Área Contractual 4 BG-04 "...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 LTMMH, 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 Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 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 II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan."

b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:

- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para el Área Contractual
- b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los

Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en la Figura 21 del presente Dictamen;

- c. Se determina que deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH, y
 - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte de Pantera Exploración y Producción, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- c) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a la información de producción y balance y lo estipulado en el capítulo V de los LTMMH, se establece lo siguiente:
- I. Con referencia a los procedimientos para la elaboración del balance, el Operador Petrolero deberá de presentar previo a la implementación de la segunda etapa, el procedimiento de balance considerando la producción y calidad de los Hidrocarburos proveniente de los pozos del Área Contractual hasta el Punto de Medición, así como las mediciones volumétricas del gas y condensado de los sistemas de medición, incluyendo la Medición Fiscal, Referencial, Transferencia y Operacional para dar cumplimiento a los LTMMH;
 - II. El reporte del volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos para la primera y segunda etapa deberá estar acompañado mensualmente por los comprobantes de entrega y recepción diarios y mensuales, los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido, y
 - III. 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. 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.

777

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos y Artículo 102 de los Lineamientos, la Comisión considerará como indicadores de desempeño las variables cuantitativas que midan el grado de cumplimiento de las metas y objetivos, de acuerdo con el Plan aprobado. Se considerarán indicadores de evaluación en materia de Planes de Desarrollo para la Extracción de acuerdo con las bases siguientes:

a) Producción

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del Yacimiento con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	Porcentaje	$DPA = \frac{PAreal}{PAplan} \times 100\%$	Mensual

Tabla 26. Indicadores de desempeño de la producción de hidrocarburos en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión).

b) RMA

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{RMA\ real}{RMA\ plan} \right) * 100$	Mensual

Tabla 27. Indicadores de desempeño de en función de las reparaciones mayores realizadas. (Fuente: Comisión).

c) Pozos perforados

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PP\ real}{PP\ plan} \right) * 100$	Mensual

Tabla 28. Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año. (Fuente: Comisión).

d) Terminación de Pozos

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje	$DTP = \left(\frac{TP\ real}{TP\ plan}\right) * 100$	Mensual

Tabla 29. Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año. (Fuente: Comisión).

e) Gasto de operación

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DGO = \left(\frac{GO\ real}{GO\ plan}\right) * 100$	Mensual

Tabla 30. Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año. (Fuente: Comisión).

f) Inversión

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DI = \left(\frac{I\ real}{I\ plan}\right) * 100$	Mensual

Tabla 31. Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año. (Fuente: Comisión).

La Comisión dentro de sus acciones de seguimiento podrá emitir observaciones al Operador Petrolero cuando exista una variación del treinta por ciento o más en alguno de los indicadores, o cuando los indicadores calculados no sean consistentes entre sí. Además de lo establecido en el artículo 103 y 105 de los Lineamientos.

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente Dictamen para la aprobación correspondiente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/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 250.631/2019 de fecha 02 de octubre de 2019, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Contratista respecto de la solicitud de aprobación del

Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017 a fin de que determine lo conducente.

Cabe hacer mención que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1280/2017 del 11 de diciembre de 2017, la Agencia otorgó al Contratista el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PAE17305C/A11617.

Lo anterior, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como lo establecido en el artículo 8 de los Lineamientos y a efecto de cumplir con lo estipulado en la Cláusulas 14.3 del Contrato.

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional, Capacitación y transferencia de tecnología.

Esta Comisión emite el presente Dictamen para la aprobación correspondiente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/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 oficios 250.726/2019 y 250.728/2019 del 08 de noviembre de 2019, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional, así como de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dichos programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrán por aprobados y formarán parte del Plan de Desarrollo para la Extracción y del Contrato.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos; 21 de los Lineamientos, así como las Cláusulas 19.3 y 19.5 del Contrato, y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional y capacitación y transferencia de tecnología.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dichos programas, el Contratista estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

IX. Sentido del Dictamen Técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la LORCME; 6, 7, 8 fracción II, 11, 19, 2018 y 59 y demás aplicables de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos". En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece la vigencia del Contrato.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que el Contratista presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, conforme a lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, así como en el Art. 59 de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/41/2019 Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R02-L02-A4.BC/2017 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Contratista y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, previstos en el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

En atención al artículo 39 de la LORCME se cumple con las bases previstas en el mismo debido a que:

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

El Plan de Desarrollo presentado por el Contratista considera la obtención máxima de volumen de Hidrocarburos al considerar la perforación de 19 pozos de desarrollo de los cuales 4 son verticales en el campo Ecatl y 15 más en el campo Rusco de los cuales 11 son verticales y 4 horizontales. Para tener una recuperación de Reserva 1P de 53.45 MMMpc de gas y 514 Mbls de condensado de línea, además de 6 RMA y 15 RME ejecutadas en el periodo comprendido del 2020 al 2022 como se indica en la sección 4 Actividades a realizar de este Dictamen.

b) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.

Por el momento el Contratista considera únicamente la producción de la Reserva 1P del Área Contractual. Cabe mencionar que en esta Área Contractual se encuentra vigente un Plan de Exploración y un Plan de Evaluación, los cuales podrían dar información adicional que permita actualizar el 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 Contratista están encaminadas a incrementar la recuperación de Hidrocarburos, la toma de información y monitoreo de las condiciones operativas. Lo anterior con el objetivo de maximizar el factor de recuperación del Área Contractual pasando de un factor de recuperación, a la fecha de presentación del Plan de Desarrollo de 27.6% a 45.26% al término de la vigencia del Plan de Desarrollo.

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

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito de ingeniería de yacimientos, perforación y producción son las tecnologías más adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación de los yacimientos. Derivado de la evaluación económica realizada al Plan de Desarrollo se determina que tiene indicadores económicos positivos, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Dado que los yacimientos que el Área Contractual comprende son de gas y condensado, las disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de gas no le son aplicables, de acuerdo con los artículos 1 y 2 de las mismas disposiciones.

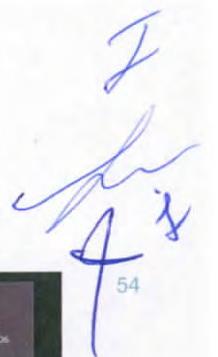
X. Recomendaciones

1. Del análisis de la información técnica se infiere la existencia daño a la formación por presencia de condensado en las cercanías del pozo, por lo que se recomienda la realización y análisis de pruebas de agotamiento a volumen constante (CVD por sus siglas en inglés) para determinar el posible volumen de condensado dentro del yacimiento y la saturación crítica del mismo y así definir la mejor estrategia para mitigar esta problemática y mejorar la productividad de los pozos y mejorar el factor de recuperación final de los campos.

Realizar evaluación técnica - económica considerando los siguientes métodos de reducción de daño causado por la acumulación de condensados:

- Inyección cíclica de gas (mantenimiento total de presión o mantenimiento parcial de presión). Lo cual tendría como ventajas el desplazamiento del condensado por el gas inyectado, revaporización de componente por transferencia de masa y cambio en el comportamiento PVT del fluido al entrar en contacto con el gas inyectado.

- Inyección huff and puff de CO₂ (inyección cíclica de CO₂). La inyección cíclica de CO₂ ha demostrado contribuir con el incremento en la recuperación de hidrocarburo en yacimientos de gas y condensado.
 - Analizar la posibilidad de inyectar el agua producida para incrementar el factor de recuperación del Área Contractual.
 - Analizar la factibilidad de inyección de metanol para tratar el daño causado por el bloqueo de condensado y agua, ya que la inyección de alcoholes muestra un periodo de flujo mejorado, además de retrasar la acumulación de condensados.
 - Continuar con el programa de estimulación hidráulica para la creación de canales a través del anillo de condensado.
2. Continuar con la recuperación asistida mediante sistemas artificiales de producción para contribuir con el desalojo de acumulación de líquidos en el fondo del pozo. Además de los sistemas artificiales de producción ya implementados (tubería capilar, sarta de velocidad barras espumantes y válvula motora) se recomienda analizar la posibilidad de uso de émbolo viajero para evitar la acumulación de líquidos.
 3. Realizar actividades de toma de información en los pozos a perforar (información geofísica, análisis de núcleos, pruebas de presión –producción, análisis de fluidos) para mejorar los modelos estático y dinámico de los yacimientos y optimizar la operación de los campos del Área Contractual.
 4. Realizar análisis cromatográficos de los fluidos producidos por los pozos a ser perforados y caracterizar la variación de la composición de los fluidos en función del tiempo con el objetivo de optimizar la productividad de los pozos y el manejo de Hidrocarburos en superficie.
 5. Se recomienda verificar y supervisar las condiciones operativas debido a la antigüedad de las instalaciones, dando énfasis a las condiciones de seguridad.

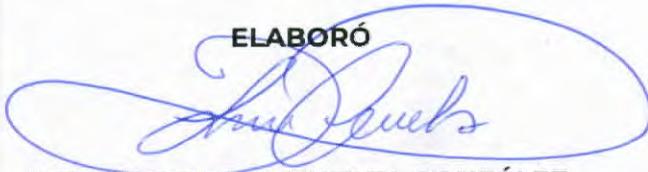


Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociado al Contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta el 08 de diciembre de 2029, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del contrato CNH-R02-L02-A4.BG/2017.

ELABORÓ



ING. LUIS CARLOS HUERTA GONZÁLEZ

Subdirector
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ



LIC. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

ELABORÓ



ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO

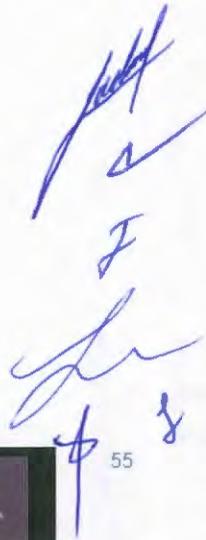
Subdirector
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ



**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ
MORENO**

Directora General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

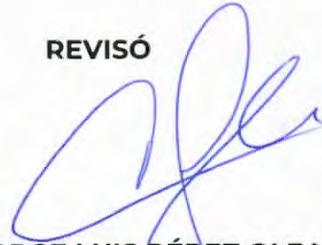


REVISÓ



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

REVISÓ



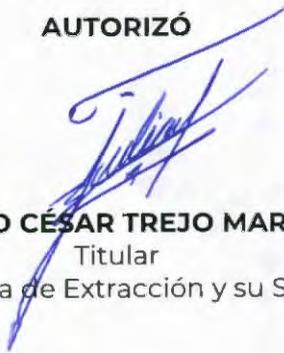
MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA
Director General
Dirección General de Estadística y
Evaluación Económica

REVISÓ



MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ
Dirección General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular
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 solicitud de aprobación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L02-A4/2017.