

Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017

Dictamen Técnico de la modificación al Programa de Transición

Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A.P.I. de C.V.

Noviembre 2019





CON	TRATO CNH-R02-L03-VC-02/2017
DICT	AMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN
I.	IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA CONTRACTUAL
II.	ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN
V.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PROGRAMA7
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN9
C)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PROGRAMA VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN
D)	ACTIVIDADES DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN12
E)	EVALUACIÓN ECONÓMICA14
ANÁI	LISIS ECONÓMICO14
F)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS16
VI)	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN
	Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN17
VII)	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS18
VIII)	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO19
A)	ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS19
B)	ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES19
C)	LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS19
D)	PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS19
E)	LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES 20
G)	RECOMENDACIONES





Identificación del Operador y del Área Contractual

El Contratista promovente de la modificación al Programa de Transición del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, es la empresa Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Jaguar) En la Tabla 1 se muestran los datos generales del Área contractual.

CONCEPTO	DATOS DEL CONTRATO
Nombre	CNH-R02-L03-VC-02/2017
Estado y municipio	Veracruz-Llave, entre los municipios de Soledad de Doblado, Cotaxtla y Manlio Fabio Altamirano
Área Contractual	251.35 km²
Fecha efectiva	8 de diciembre 2017
Vigencia	30 años
Tipo de Contrato	Modalidad de Licencia
Yacimientos y/o Campos	Campo Manuel Rodríguez Aguilar y Cópite (área parcial) Formaciones Brecha San Felipe y Guzmantla

Tabla 1. Datos generales del Área Contractual. (Fuente: Jaguar)

Elementos generales del Programa II.

Alcance

La modificación al Programa de Transición del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 contempla recuperar un volumen de gas de 0.14 MMMpc del campo Cópite y 5.7 Mbls del campo Manuel Rodríguez Aguilar respectivamente, lo que equivale a incrementar el factor de recuperación en 1% para el campo Cópite y en 0.3% para el campo Manuel Rodríguez Aguilar, lo anterior durante la ejecución del Programa Propuesto. (Fuente: Jaguar)

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

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

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

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

El contratista propone una vigencia de hasta 12 meses, la cual se contempla a partir del 7 de diciembre del 2019, hasta el 7 de diciembre del 2020. Las actividades consideradas para la modificación al Programa de Transición son las siguientes:

- 1. Mantenimiento operativo a pozos activos y vías de acceso.
- 2. 1 reparación menor.
- 3. Elaboración de los modelos petrofísico y sedimentario, así como la actualización del cálculo de reservas.
- 4. Mantenimiento de la infraestructura para el manejo y transporte de la producción.
- 5. Programa de adquisición y toma de información a los pozos productores.

Las actividades contempladas en el Programa de Transición incluyen el aseguramiento y optimización de la producción a la fecha, realizando intervenciones a pozos y toma de información para actualizar los estudios necesarios en el área, así como la elaboración del Plan de Desarrollo.

Por otro lado, se considera una inversión total de \$0.90 mmUSD y Gastos de Operación equivalentes a \$0.85 mmUSD, lo que equivale a un costo total del Programa de \$1.75 mmUSD.

Ubicación

El Área Contractual se encuentra entre los municipios de Soledad de Doblado, Cotaxtla y Manlio Fabio Altamirano pertenecientes al estado de Veracruz-Llave. Aproximadamente a 26 kilómetros al Suroeste de Veracruz, Veracruz. Figura 1.



Figura 1. Ubicación del área Contractual VC-02.

(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante, Comisión) Los vértices que delimitan el Área Contractual VC-02 están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	96° 20' 00"	18° 54' 00"	18	96° 25' 30"	18° 56' 00"
2	96° 23' 30"	18° 54' 00"	19	96° 25' 30"	18° 55' 30"
3	96° 23′ 30″	18° 55' 00"	20	96° 25' 00"	18° 55' 30"
4	96° 23' 00"	18° 55' 00"	21	96° 25' 00"	18° 54' 00"
5	96° 23' 00"	18° 55' 30"	22	96° 28' 30"	18° 54' 00"
6	96° 23' 30"	18° 55' 30"	23	96° 28' 30"	19° 01' 00"
7	96° 23' 30"	18° 57' 00"	24	96° 28' 00"	19° 01' 00"
8	96° 25' 00"	18° 57' 00"	25	96° 28' 00"	19° 00' 30"
9	96° 25' 00"	18° 57' 30"	26	96° 26' 30"	19° 00' 30"
10	96° 25' 30"	18° 57' 30"	27	96° 26' 30"	19° 02' 00"
11	96° 25' 30"	18° 58' 00"	28	96° 24' 30"	19° 02' 00"
12	96° 26' 00"	18° 58' 00"	29	96° 24' 30"	19° 03' 30"
13	96° 26' 00"	18° 57' 00"	30	96° 28' 00"	19° 03' 30"
14	96° 26' 30"	18° 57' 00"	31	96° 28' 00"	19° 03' 00"
15	96° 26' 30"	18° 56' 30"	32	96° 28' 30"	19° 03' 00"
16	96° 26' 00"	18° 56' 30"	33	96° 28' 30"	19° 05' 00"
17	96° 26' 00"	18° 56' 00"	34	96° 20' 00"	19° 05' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual VC-02 (Fuente: Comisión con información del Contratista).

III. Relación Cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Programa de Transición propuesto por Jaguar, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Programa de Transición para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/45/2019 Modificación al Programa de Transición, Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

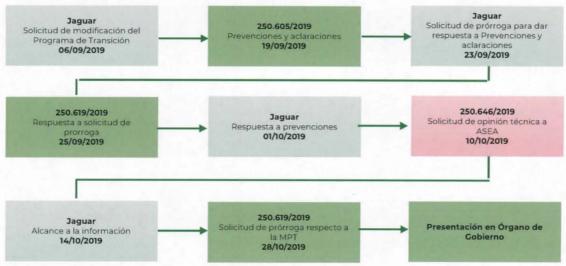


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: Comisión)

IV. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por Jaguar fueran congruentes y cumplieran con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Programa de Transición propuesto permitan dar continuidad operativa en el Área contractual, maximizar el Factor de Recuperación y los Mecanismos de Medición de la Producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 64, 69, fracción I, 70 y 72, fracción I de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos), modificados y publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Cabe señalar, que el presente dictamen se emite en atención a que Jaguar manifestó expresamente presentar la modificación al Programa de Transición de conformidad con lo establecido en el artículo 72 de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

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

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Programa de Transición presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 64, 69, 70 y 72, facción I de los "Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades

incluidas en la modificación al Programa de Transición dan cumplimiento a la normativa aplicable durante la vigencia propuesta de hasta un año.

En consecuencia, la Solicitud cumple con los requisitos establecidos en el artículo 72 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) Jaguar presentó la solicitud mediante el escrito libre
- b) Adjuntó el documento que integra la modificación al Programa de Transición
- c) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo

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

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

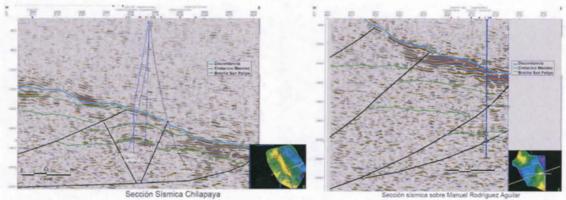


Figura 3. Sección sísmica VC-02. (Fuente: Jaguar)

Dentro del Área Contractual se tienen una formación productora: el Cretácico "Brecha San Felipe" para los campos Cópite y Manuel Rodríguez Aguilar.

Los campos del área se ubican en el borde occidental de la provincia petrolera de Veracruz. El campo Manuel Rodríguez Aguilar está asociado a trampas de tipo anticlinal, producto de la evolución tectónica que generó los bloques cabalgantes característicos del Área Contractual, a profundidades menores a los 3200 m, según información analizada del Cuarto de Datos de la CNH. Figura 3.

Contrato	CNH-R02-L03-VC-02/2017							
Contrato	Cópite	Manuel Rodríguez Aguilar						
Campo	Cópite	Manuel Rodríguez Aguilar						
Yacimiento	Brecha San Felipe del Cretácico	Brecha San Felipe del Cretácico						
Área km²	25	51.35						
Año de Descubrimiento	1973	1975						
Año de Descubrimiento	1973	1975						

Fecha de inicio de producción Profundidad promedio (m) Tipo de Yacimiento Productores Cerrados con posibilidades Cerrados sin posibilidades Taponados Era	Cópite 1974 3001 Gas no asociado Pozos 4 0 0 Marco geológico	Manuel Rodríguez Aguilar 1976 3001 Aceite negro 1 0 0
producción Profundidad promedio (m) Tipo de Yacimiento Productores Cerrados con posibilidades Cerrados sin posibilidades Taponados	3001 Gas no asociado Pozos 4 0	3001 Aceite negro 1 0 0
Productores Cerrados con posibilidades Cerrados sin posibilidades Taponados	Gas no asociado Pozos 4 0	Aceite negro 1 0 0
Productores Cerrados con posibilidades Cerrados sin posibilidades Taponados	Pozos 4 0 0	0 0
Cerrados con posibilidades Cerrados sin posibilidades Taponados	4 0 0	0
Cerrados con posibilidades Cerrados sin posibilidades Taponados	0	0
Cerrados sin posibilidades Taponados	0	0
Taponados		
	Marco geológico	14
Era	Marco geológico	
Era		
	Mesozoico	Mesozoico
Periodo	Cretácico Superior	Cretácico Superior
Época	Santoniano-Coniaciano	Santoniano-Coniaciano
Cuenca	Cuenca Terciaria de Veracruz	Cuenca Terciaria de Veracruz
Play	Brechas de San Felipe	Brechas de San Felipe
Régimen tectónico	Compresional	Compresional
Ambiente de depósito	Plataforma - Talud	Plataforma - Talud
Litología	Carbonatos	Carbonatos
	Propiedades petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua	20%	35%
Porosidad promedio %	10%	9%
Permeabilidad promedio (mD)	0.78	0.78
Espesor bruto promedio (m)	16	181
Espesor neto promedio (m)	64	19
Relación neto/bruto	0.179	0.15
	Propiedades de los fluidos	
Densidad °API	N/A	14.4
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento CP	N/A	S/INF
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m³@cy/m³@cs)	N/A	1.26
Relación de solubilidad inicial (Rsi)	N/A	464.7
Factor de volumen de gas inicial (Bgi)	4.36X10-3	N/A
Poder calorífico del gas	10.502,19	N/A
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente	88.48	88.48



Contrata	CNH-R02-L03-VC-02/2017							
Presión actual (Kg/cm²) Mecanismo de empuje principal	Cópite	Manuel Rodríguez Aguila						
Temperatura °C	77	83						
Presión inicial (Kg/cm²)	271.8	269						
Presión actual (Kg/cm²)	73.1	55						
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca - fluidos	Expansión roca - fluidos						
Mecanismo de empuje secundario	Segregación Gravitacional	Empuje Hidráulico						

Tabla 3. Características generales del Área Contractual VC-02. (Fuente: Jaguar)

Adicionalmente, en la Tabla 4 se muestra la composición del gas natural de los campos mencionados.

Resultados Cromatografías										
Fecha	abr-19	abr-19								
Puntos de Entrega	COPITE-95	CHILPAYA								
Punto de muestreo	LDD Cópite- 95	Colector Chilpaya								
PC	1482	1482								
C1	64.0320	64.9250								
C2	12.3020	11.0490								
C3	8.4350	7.1230								
nC4	3.8220	3.4520								
IC4	1.5030	1.2650								
nC5	1.6610	1.6430								
IC5	1.2860	1.3420								
C6+	2.7750	3.9670								
MOL CO2	3.2640	4.3120								
MOL H2S	0.3990	0.3040								
MOL N2	0.5210	0.6180								
Total	100.0000	100.0000								

Tabla 4. Características generales del gas producido en el Área Contractual. (Fuente: Jaguar)

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

El 8 de diciembre del 2017, se suscribió el Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 entre la Comisión y Jaguar, solicitando la implementación de un Programa Provisional por ser áreas que contemplaban una producción asociada. A raíz de la solicitud del Contratista, se prorrogó la extensión del Programa Provisional, mediante el Acuerdo General CNH.E.35.003/18 de fecha 14 de junio de 2018.

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

c) Comparativo de la actividad física del Programa vigente contra la solicitud de modificación del Programa de Transición

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

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

Año		nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19
Qo	Prog*	0	27.92	25.44	24.2	23.39	22.77	22.26	21.82	21.43	21.08
(bpd)	Real**	0	12.5	18.7	33.3	30.8	18	12.8	25.7	18.9	15.2
Qg	Prog	0.49	0.48	4.43	3.98	3.61	3.29	3.01	2.77	2.57	2.38
(mmpcd)	Real	0.46	0.46	0.42	0.41	0.39	0.46	0.44	0.32	0.39	0.41
Perforación	Prog	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(número)	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación	Prog	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(número)	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	Prog	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
(número)	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	Prog	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(número)	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión	Prog	0.29	0.37	0.22	0.07	0.28	0.07	0.29	0.06	0.12	0.06
(mmUSD)	Real	0.15	0.25	0.14	0.25	0.25	0.01	0.08	0.07	0.09	0.05

*Datos del dictamen aprobado de la Actualización del Plan Provisional **Datos del reporte mensual del contratista ingresados a la Comisión.

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

De la Tabla anterior, se concluye que durante los diez meses que lleva el Programa de Transición vigente, Jaguar se encuentra 783 bl de aceite y 680 mmpc de gas, por debajo de lo programado de producción para el periodo nov/18 - ago/19. Lo anterior derivado de la falta de implementación de limpiezas (RME) para incrementar y/o mantener la cuota programada del hidrocarburo.

Actividad	Dic/19	Ene/20	Feb/20	Mar/20	Abr/20	May/20	Jun/20	Jul/20	Ago/20	Sep/20	Oct/20	Nov/20	Dic/20	Subtotal Dic/2019-Dic/2020
Perforación y terminación de pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Taponamientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6. Propuesta de actividad para la Modificación del Programa de Transición. (Fuente: Comisión con la información presentada por Jaguar)

Adicionalmente, la Tabla 7 muestra el comparativo entre el pronóstico de producción de gas del Programa Vigente, la producción histórica real de gas y el pronóstico del Programa propuesto.

	Programa vigente Nov-18 a Dic-19	Real Ene a Ago-2019	Programa propuesto Dic-19 a Dic-20			
Volumen de aceite [Mb]	9.47	5.2	5.7			
Volumen de gas natural [MMMpc]	1.1	0.98	0.14			

Tabla 7. Pronóstico de producción de aceite y gas. (Fuente: Jaguar)

Pozo	Fluido	dic- 19	ene- 20	feb- 20	mar- 20	abr- 20	may- 20	jun- 20	jul- 20	ago- 20	sep- 20	oct- 20	nov- 20	dic- 20
Manuel Rodríguez Aguilar-1A	Aceite (bpd)	17	76	16	15	15	15	14	14	14	13	13	13	12
Copite - 95	Gas (MMpcd)	0.18	0.18	0.17	0.17	0.17	0.16	0.16	0.15	0.15	0.15	0.14	0.14	0.14
Chilpaya - 1	Gas (MMpcd)	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08
Copite -92	Gas (MMpcd)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
Copite -93	Gas (MMpcd)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07

Tabla 8. Pronósticos de producción (Fuente: Jaguar)

d) Actividades de la Modificación al Programa de Transición

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

- 1 reparación menor en Manuel Rodríguez Aguilar
- Toma de información
- Optimización de la producción y de instalaciones
- Operación y mantenimiento

Cabe destacar, que, de acuerdo con la información ingresada por Jaguar, la ejecución de la reparación menor es estrictamente para la continuidad del mantenimiento operativo. Lo anterior se muestra en la Tabla 9 la cual resume las actividades del Programa propuesto, así como la inversión considerada.

Características	Programa de Transición		
Metas Físicas (Número)			
Perforación y Terminación de Pozos de Desarrollo	0		
Reparaciones mayores	0		
Reparaciones menores	1		
Ductos	0		
Producción			
Aceite (Mb)	5.7		
Gas (MMMpc)	0.14		
Gastos de operación (mmUSD)	0.85		
Desarrollo (mmUSD)	0.03		
Infraestructura (mmUSD)	0.88		
Inversiones (mmUSD)	0.90		

Tabla 9. Resumen de la modificación al Programa de Transición. (Fuente: Comisión con la información presentada por Jaguar)

Por otro lado, en la Figura 4 y Figura 6 se muestra el pronóstico de producción para los casos de aceite y gas respectivamente.



Figura 4. Pronóstico de producción del aceite negro (Fuente: CNH con información de Jaguar)



Figura 5. Comparativa entre el Pronóstico de producción del aceite del Programa vigente, así como del Programa de Transición Propuesto y la producción histórica real.

(Fuente: CNH con información de Jaguar)

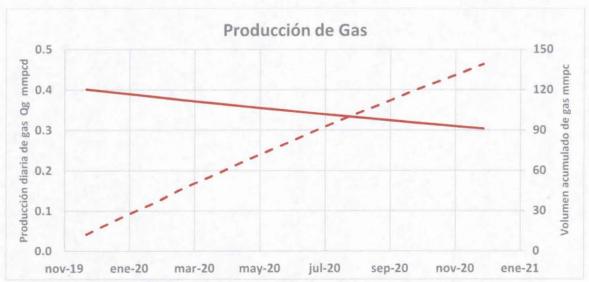


Figura 6. Pronóstico de producción de gas del programa propuesto. (Fuente: CNH con información de Jaguar)

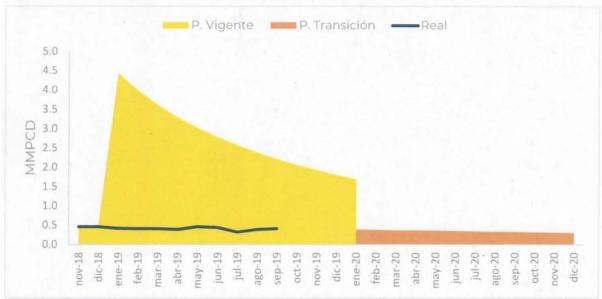


Figura 7. Comparativa entre el Pronóstico de producción de gas del Programa vigente, así como del Programa de Transición Propuesto y la producción histórica real. (Fuente: CNH con información de Jaguar)

Adicionalmente, la Tabla 10. muestra la producción de aceite y gas natural.

	dic-19	ene- 20	feb- 20	mar- 20	abr-20	may- 20	jun- 20	jul- 20	ago- 20	sep- 20	oct- 20	nov- 20	dic-20
Aceite Negro (bpd)	17	16	16	15	15	15	14	14	14	13	13	13	12
Gas no asociado (MMpcd)	0.40	0.39	0.38	0.37	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33	0.33	0.32	0.31	0.30

Tabla 10. Pronóstico de producción de la modificación al Programa de Transición (Fuente: Comisión con la información presentada por Jaguar)

e) Evaluación Económica

Análisis Económico²

La opinión económica del Programa de Transición (en adelante, Programa) considera los siguientes conceptos:

- Descripción del Programa de Inversiones de la actualización. 1)
- 11) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la actualización.

Descripción del Programa de Inversiones I)

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

CNH Comisión

² Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares de julio del 2019: los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

Las actividades propuestas contemplan inversiones por \$901,371 dólares (51.44%) y \$851,073 dólares (48.56%) de gastos de operación, lo que representa un costo total de \$1,752,444 dólares.

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Programa presentado por Jaguar, desglosado por Sub-actividad Petrolera, correspondientes a la Actividad Petrolera de Producción se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos 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 (Lineamientos de Costos).

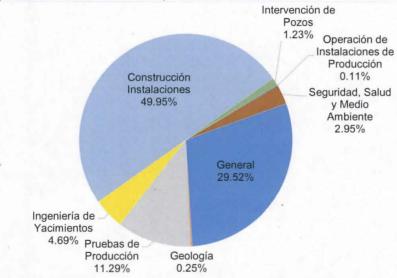


Figura 8. Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera Actividad Petrolera Producción

Actividad	Sub-Actividad	Total (Dólares)		
	General	\$517,360		
	Geología	\$4,445		
	Pruebas de Producción	\$197,854		
	Ingeniería de Yacimientos	\$82,130		
Producción	Construcción Instalaciones	\$875,426		
	Intervención de Pozos	\$21,500		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$2,000		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$51,729		
Tota	\$1,752,444			

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 11. Distribución del Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera

Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la II) actualización.

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

dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	Tot
161,588	0.0	218,857	0.0	218,857	0.0	218,857	0.0	61,714	21,500	0.0	0.0	0.0	901,373

Tabla 12. Distribución mensual del Programa de Inversiones propuesto (usd/mes). (Fuente: Comisión con la información presentada por Jaguar)

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) y la Solicitud de prórroga del programa de transición de Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, se realizó la revisión de la información presentada por el Operador Petrolero Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A.P.I. de C.V., en la cual propone que, para continuar la producción del Área Contractual la medición de los hidrocarburos producidos se realizará de manera estática y dinámica en los Puntos de Medición provisionales aprobados mediante las resoluciones CNH.E.59.003/18 y CNH.E.65.012/17, mediante medidores de Placa de Orificio y Tanques Verticales recibiendo y cuantificando cada una de las corrientes de hidrocarburos producidos del Área Contractual, cumpliendo así con el acuerdo de medición que se tiene con PEP hasta que se instale y/o adecue nueva infraestructura, dado que el contratista no tiene control de las instalaciones de medición y proceso de hidrocarburos y se encuentra en proceso de revisión de alternativas viables para propuesta de su Plan de Desarrollo,, por lo tanto se mantiene en los términos aprobados. En las figuras 9 y 10 se muestran los puntos de medición provisionales para líquidos y gas actuales.

Punto de Medición Provisional para Líquidos Actual

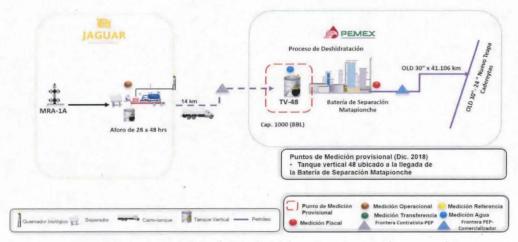


Figura 9. Puntos de Medición Provisional para Líquidos actual.

CNH Comisión Nacional de

Punto de Medición Provisional para Gas

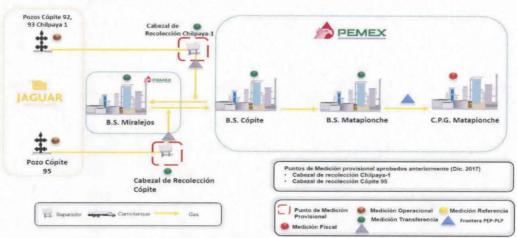


Figura 10. Puntos de Medición Provisional para gas actual.

VI) Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la Modificación al Programa de Transición

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Programa, se tomará como criterio de evaluación el artículo 69 fracción I de los Lineamientos 2019.

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en la modificación al Programa de Transición, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa:

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31, fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento a la modificación.

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

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
RMA	0		
RME	1		

Tabla 13. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas. (Fuente: Comisión)

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

Sub-actividad	Programa de Erogaciones (mmUSD)	Erogaciones Ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	0.03		
Infraestructura	0.88		
Total de inversiones	0.90		
Total de Gastos de operación	0.85		
Costo Total del Programa	1.75		

Tabla 14. Programa de Inversiones por Subactividad Petrolera. (Fuente: Comisión con datos de Jaguar)

iii) Las actividades Planeadas por Jaguar están encaminadas al mantenimiento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 15.

Hidrocarburo	Dic-19	Ene-20	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dic-20	Volumen por recuperar (Dic- 19 a Dic-20) Aceite Mb y Gas MMMpc
Producción de aceite programada (bpd)	17	16	16	15	15	15	14	14	14	13	13	13	12	5.7
Producción de aceite real (mbd)														A Lagrand
Porcentaje de desviación														
Producción de gas programada (mmpcd)	0.40	0.39	0.38	0.37	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33	0.33	0.32	0.31	0.30	0.14
Producción de gas real (mmpcd)														
Porcentaje de desviación														

*Para 2019 se está considerando la producción promedio de aceite y gas por pozo, de los meses de mayo a diciembre.

Tabla 15. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión)

VII) Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la Modificación del Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, sin perjuicio de la obligación de Jaguar 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 250.646/2019 de fecha 09 de octubre de 2019, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Contratista respecto de la solicitud de aprobación de la Modificación al Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 a fin de que determine lo conducente.

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

VIII) Sentido del dictamen técnico

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

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

Con la toma de información como son registros de presión y producción, aforos y la actualización del modelo petrofísico y sedimentario, así como la actualización del cálculo de reservas, contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

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

El Programa de Transición establece acciones encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción a través de una (1) RME, mantenimiento operativo a pozos activos y vías de acceso, mantenimiento de la infraestructura para manejo y transporte de la producción; dichas actividades ayudarán a incrementar el factor de recuperación para los Campos Cópite y Manuel Rodríguez Aguilar en 1% y en 0.3%, respectivamente.

c) La reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos

Los campos Cópite y Manuel Rodríguez Aguilar son campos maduros, en los cuales no se tienen documentadas oportunidades para la incorporación de Reservas, esto debido al comportamiento del yacimiento, por lo tanto, solo se prevé el desarrollo de las Reservas Probadas a través de una estrategia de mantenimiento a la producción.

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

Las actividades planteadas por Jaguar para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución de la modificación del Programa de Transición consisten en una RME que están encaminadas al mantenimiento de la producción, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de Extracción.

e) 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 Jaguar, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar, como es el uso de sistemas artificiales de producción, registros de presión producción y tecnologías empleadas en la medición, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo del Área Contractual y maximizar el factor de recuperación.

f) Aprovechamiento de Gas Natural Asociado

Dado que la producción de gas natural del Área Contractual proviene de yacimientos de Gas Natural No Asociado, las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado no le son aplicables, de acuerdo con los Artículos 1 y 2 de las mismas disposiciones.

g) Recomendaciones

- · Actualizar el modelo petrofísico, sedimentario y dinámico, para evaluar alternativas del desarrollo del campo, las cuales podrán ser aplicadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción.
- Con la actualización de los modelos de los yacimientos, realizar la recuantificación de las reservas.
- Optimización de la productividad de pozos e infraestructura.
- Mantener un monitoreo constante de la presión de los campos, así como de la producción de hidrocarburos.

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

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

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

CNH Comision

ELABORÓ

ING. RAÚL ORTIZ SALGADO

Subdirector de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

ING. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

ING. JULIO CESAR TREJO MARTÍNEZ

Titylar de la Unidad

Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la Modificación al Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017.