

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

Contrato CNH-A4.OGARRIO/2018

Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V., y Pemex Exploración y
Producción

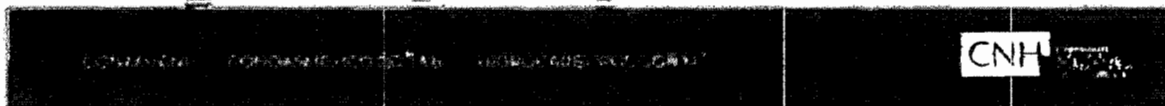
Marzo 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contenido

DICTAMEN TÉCNICO DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	1
CONTRATO CNH-A4. OGARRIO/2018.....	1
DEUTSCHE ERDOEL MÉXICO, S. DE R.L DE C.V., Y PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	1
MARZO 2019	1
CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS	6
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	7
A) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	13
B) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	16
C) RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA	18
D) ACTIVIDAD FÍSICA	21
E) TECNOLOGÍA.....	30
F) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	31
G) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.....	36
H) COMPARATIVO DEL CAMPO OGARRIO A NIVEL INTERNACIONAL	37
I) EVALUACIÓN ECONÓMICA	39
J) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	46
A. CRITERIOS Y EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	49
B. SOLICITUD OPINIÓN SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (SHCP).....	51
K) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	52
L) ABANDONO.....	53
M) INVENTARIO DE ACTIVOS	64
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN	55
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	61
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA.....	63
VIII. COMPROMISOS DEL CONTRATISTA.....	64
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	65
A) ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....	65
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 VIABLES	66
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	66
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	66
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	66
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	67
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	67
X. RECOMENDACIONES.....	70



I. Datos generales del Contratista

El Contrato CNH-A4.OGARRIO/2018 (Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de licencia, se celebró el 6 de marzo de 2018 entre, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) y Deutsche Erdoel México S. de R.L. de C.V. y Pemex Exploración y Producción (Contratista)

La vigencia del Contrato es de veinticinco (25) 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 Contrato, incluyendo sin limitar, las relativas al abandono, y a la indemnización. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, hasta dos prórrogas de hasta cinco años cada una o hasta el límite económico de las áreas de Desarrollo en el caso que este último sea menor.

Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V., es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo unico objeto social es la exploración y extracción de hidrocarburos.

Pemex Exploración y Producción es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Petroleos Mexicanos con personalidad jurídica propia de conformidad con los artículos 60 de la Ley de Petróleos Mexicanos, 2 y 3 fracción VII del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, y 1 y 2, fracción VII del Acuerdo de Creación de la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción, cuyo objeto exclusivo es la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.

En la Tabla 1, se muestran datos generales del Contrato

DATOS GENERALES DEL CONTRATO	
Contrato	Contrato CNH-A4.OGARRIO/2018
Estado y municipio	Huimanguillo, Tabasco
Superficie	155,997 km ²
Fecha de emisión	6 de marzo de 2018
Vigencia	25 años a partir del 6 de marzo 2018
Tipo de Contrato	Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia
Profundidad para extracción	Plioceno Inferior y Mioceno Medio
Profundidad para exploración	N A
Yacimientos y/o Campos	Plioceno Inferior Mioceno Medio
Colindancias	Al sur colinda con los campos Tiumut y la Centra al norte con los campos Otates, Magallanes Tucán Pajonal y a Oeste con el campo Blasillo
Otras Características	Terciario: Asfite negro

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y del Contratista)

El Área Contractual se localiza en el municipio de Huimanguillo Tabasco, a 90 km. a este de la Ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, y a 100 km aproximadamente al oeste de la Ciudad de Villahermosa Tabasco La ubicación del Área Contractual se muestra en la Figura 1. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2.

Handwritten signatures and initials, including a large signature and the number '777'.



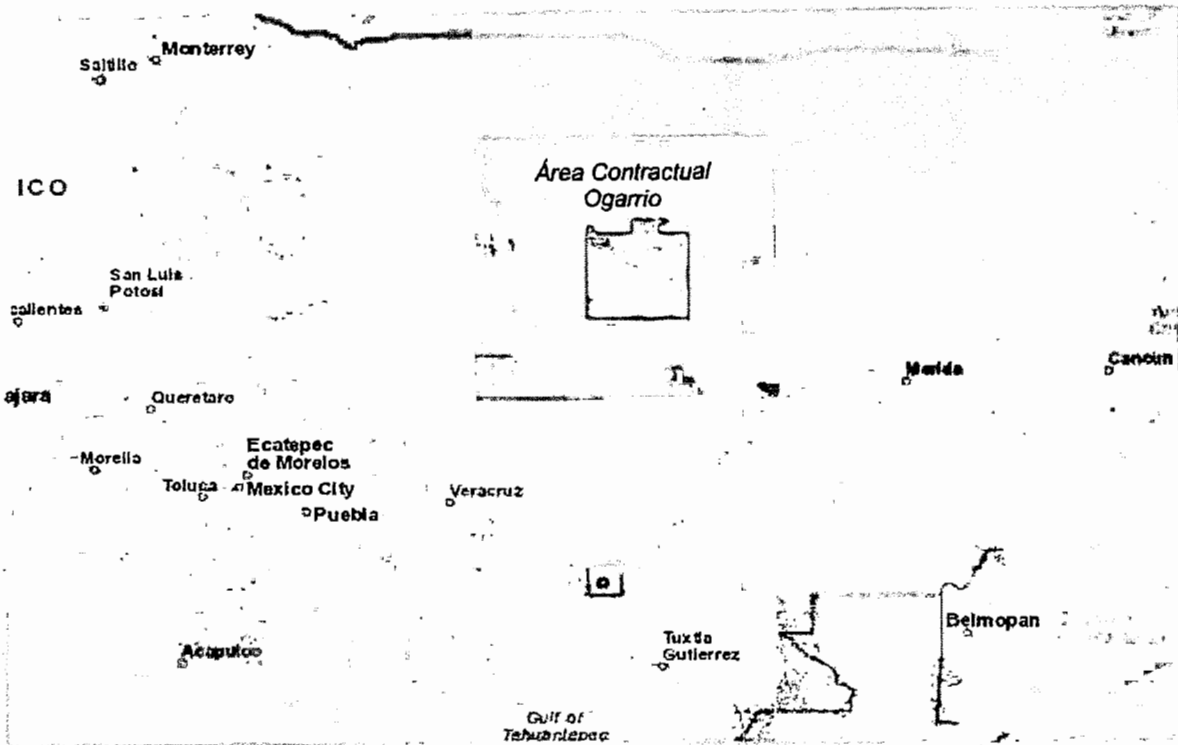


Figura 1 Ubicación del Área Contractual.
(Fuente: Comisión)

VERTICE	COORDENADA LONGITUD	COORDENADA LATITUD
1	93° 54' 30"	18° 04' 30"
2	93° 54' 30"	18° 04' 00"
3	93° 52' 30"	18° 04' 00"
4	93° 52' 30"	17° 57' 30"
5	93° 59' 30"	17° 57' 30"
6	93° 59' 30"	18° 04' 30"
7	93° 59' 00"	18° 04' 30"
8	93° 59' 00"	18° 04' 00"
9	93° 56' 30"	18° 04' 00"
10	93° 56' 30"	18° 05' 00"
11	93° 54' 00"	18° 05' 00"
12	93° 54' 00"	18° 04' 30"

Tabla 2 Coordenadas geográficas de los vertices del Área Contractual
(Fuente: Comisión con datos del Contrato y del Contratista)

RE
FTR
777
[Handwritten signatures and initials]



II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico 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 Reservas y Recuperación Avanzada, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización de Producción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, 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 de Transferencia de Tecnología.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto 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 5S.7.DGDE.0154/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CONTRATO CNH-A4.OGARRIO/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

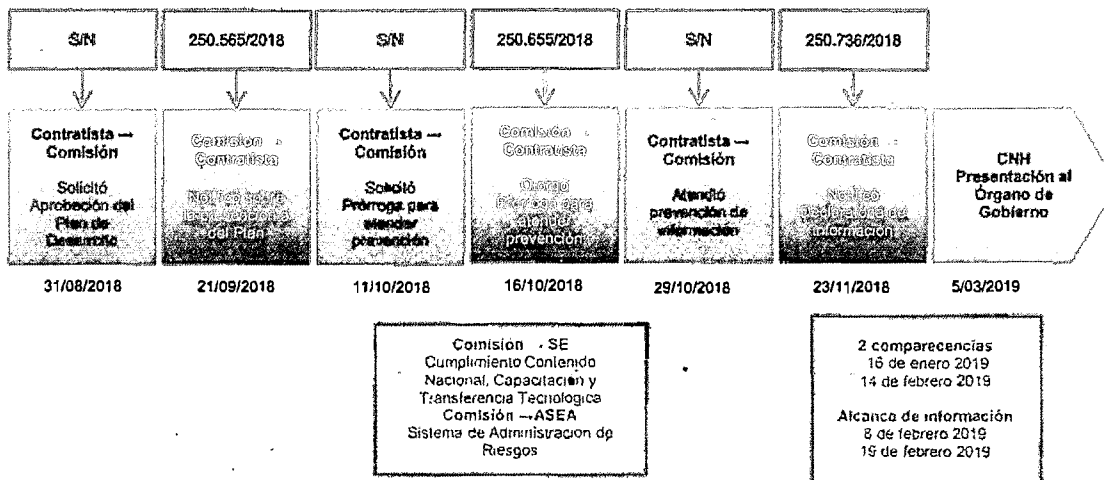


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

Handwritten signatures and initials, including 'TRR' and '777', are present in the lower right quadrant of the page.



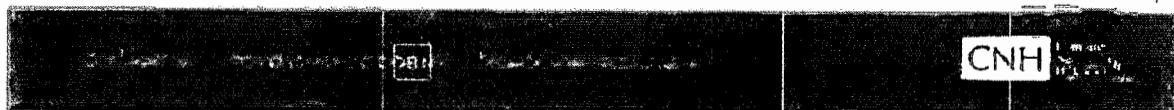
III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista fueran congruentes y den cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró las bases previstas en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y los principios, criterios y elementos contenidos en los artículos 7 y 8 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, así como sus modificaciones" (Lineamientos) para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo para la extracción de hidrocarburos (en adelante, Plan)

Al respecto, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8, fracción II 11 12 fracción II, 19, 20 y el Anexo II de los Lineamientos. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en las Cláusulas 4.2, 10.1, 10.2, 12.2, 16.1, 17.3, 17.5 y Anexo 5 de Contrato. Adicionalmente, el Plan de Desarrollo cumple con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) y las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones).

[Handwritten signatures and initials]
FTR
k
m
j



IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a. Situación actual

Como antecedente, la Secretaría de Energía le otorgó el derecho a Petróleos Mexicanos de realizar actividades de extracción de hidrocarburos en el área correspondiente al Área Contractual - Campo Ogarrío, posteriormente y a solicitud de éste, se sometió al proceso previsto en el artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos. El Contrato para la Extracción de Hidrocarburos se firmó el 6 de marzo de 2018, entre el Estado Mexicano y Pemex Exploración y Producción, y Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V., a dicho Contrato se le denominó CNH-A4.OGARRIO/2018.

Con el inicio del Contrato, se dio continuidad al desarrollo del campo productor Ogarrío, obteniendo una producción acumulada de marzo 2018 a diciembre 2018 de 1.47 millones de barriles (mmb) de crudo y 5,631 millones de pies cúbicos (mmpc) de gas, asimismo se obtuvo un aprovechamiento de gas natural asociado del 100%.

El Contratista manifiesta en el Plan entregado que las actividades de desarrollo presentadas se basan en el conocimiento actual del yacimiento. Durante la ejecución del Plan Provisional el Contratista adquirió mayor conocimiento de las condiciones físicas del campo, del yacimiento, de las instalaciones, entre otros aspectos

b. Características Generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos de los yacimientos Mioceno-Plioceno del Área Contractual Ogarrío se muestran en la Tabla 3.

Área (km ²)	155.99	
Año de descubrimiento	22-mayo-1957	
Fecha de inicio de explotación	27-ago-1957	
Profundidad promedio (m)	2600	
Elevación (m)	8	
Número y tipo de pozos perforados Contrato	Pozos 247 (verticales direccionales tipo J y S, horizontales)	
Estado actual de pozos	62 pozos operando	
Cerrados	183	
Taponados	2	
Tipo de sistemas artificiales de producción	Bombeo Neumático	
Marco Geológico	Cenozoico/Terciario/Mioceno-Plioceno	
Era, periodo y época	Salina del Istmo	
Cuenca	Cinco Presidentes	
Play	Tectónica Salina	
Régimen tectónico	Abanicos Submarinos	
Ambiente de depósito	Areniscas	
Litología almacén	Encanto, Concepción Superior Inferior y Filisola	
Formación	Bloque A Bloques B y C	
Propiedades petrofísicas	Cuarzo, plagioclasa, ortoclasa, calcita, dolomita, minerales arcillosos (caolinita, illita, esmectita, capas mixtas)	
Mineralogía		
Saturaciones de agua %	32	28
(derivada de registros, In-situ, espesor neto)		
Porosidad efectiva %	22	22
(derivada de registros, espesor neto)		
Permeabilidad absoluta (mD)	60 / 136	25 / 71
(obtenida de núcleos, promedio/moda)		
Espesor neto y bruto promedio (m)	71 / 975	29 / 805
Relación neto/bruto °	7	4
Propiedades de los fluidos		
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro	

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos Contrato CNH-A4.OGARRIO/2018

Densidad API @ cy	39
Densidad API @ cs	37
Viscosidad (cp) @ cy	1.11
Viscosidad (cp) @ cs	0.327
Relación gas – aceite inicial y actual	210/360
Bo inicial	1.61
Bo actual	1.38
Calidad y contenido de azufre	Sin Descripción
Presión de saturación o rocío	225 kg/cm2
Factor de conversión del gas	5 082.14 pcd/bpce
Poder calorífico del gas	1000 = 1400 BTU
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	87
Presión inicial (kg/cm2)	292
Presión actual (kg/cm2)	120
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión roca-fluidos/Gas disuelto liberado
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	Bloque B y C inyección de agua
Métodos de recuperación mejorada	En estudio
Gastos actuales	4.692 Mbd / 19.84 MMpcd
Gastos máximos y fecha de observación	30.26 Mbd / 50.46 MMpcd, Septiembre, 1960
Corte de agua	25.26

Tabla 3. Características generales del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

c. Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Objetivo del Plan es la extracción de 43 9 mmb de aceite y 153.7 mmmpc de gas que constituyen las reservas probadas y probables estimadas por el Contratista, del Área Contractual – Campo Ogarrío aplicando las mejores prácticas de la industria petrolera para lograr una recuperación óptima en condiciones de operación económicamente rentables

El objetivo principal del Plan de Desarrollo presentado es la producción de aceite y gas de los yacimientos de las formaciones Encanto, Concepción y Filisola. El Plan considera la operación óptima de los pozos de producción mediante el monitoreo y ajuste continuo de sus condiciones superficiales y subsuperficiales. Estas operaciones pueden consistir en calibraciones con cortadores de parafina, tratamientos o limpieza con aceite caliente, inyección de productos químicos, inducciones mecánicas y otros tratamientos.

La maximización de la utilización del gas es un objetivo operacional. Dentro del Contrato no se realizará la quema o el venteo frecuente de gas. Las instalaciones de producción se optimizarán de acuerdo con las necesidades operativas de los pozos. La operación del sistema de recolección de aceite y gas será monitoreada para asegurar su eficiencia y evitar cuellos de botella.

Los pozos nuevos se perforarán con objetivos en zonas no drenadas del yacimiento, incrementando el factor de recuperación de hidrocarburos y aportando producción fresca a la producción base. Durante la perforación y terminación de estos pozos se tomará información para mejorar el conocimiento del subsuelo y usarse como insumo a los estudios de geología, geofísica y de ingeniería de yacimientos.

El Plan presentado por el Contratista, considera una inversión por 171.5 mmUSD y Gastos de Operación por 466 mmUSD.

Asimismo, el objetivo del Plan es proponer y ejecutar las actividades petroleras en el Área Contractual Campo Ogarrío de acuerdo con los siguientes criterios:

- Los indicadores económicos satisfacen los criterios de los Contratistas del Consorcio;
- Las actividades propuestas se basan en las mejores prácticas de la industria; y

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4. OGARRIO/2018



[Handwritten signatures and initials]
 777
 FTR
 8

Se cumplen los requisitos de Contenido Nacional.

A continuación, se presentan las actividades propuestas por el Contratista a realizar durante la vigencia del Plan:

Perforación y Terminación	2*	8	10
Ductos		49	49
Reparación mayor		552	552
Reparación menor		997	997
Conversión Pozo inyector		12	12
Taponamientos		251	251

* Contemplados en el Plan Provisional aprobado por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.11.003/18 del 01 de marzo de 2018

Tabla 4 Total de Actividades contempladas en el Plan.

(Fuente Comisión con información presentada por el Contratista)

El Contratista incluyó en el Plan entregado 2 de los 10 pozos programados a perforar durante la ejecución del presente Plan contemplados en el Plan Provisional, aprobado por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.11.003/18 del 01 de marzo de 2018 y que a la fecha de la presentación de este Plan no se han ejecutado, dichas actividades se ejecutarán durante la vigencia del Plan, en el primer trimestre de 2019, por lo que en este Plan se contempla estrictamente la perforación y terminación de 8 pozos nuevos, mismos que son materia de aprobación del Plan de Desarrollo.

d. Cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo.

A efecto de cumplir con las Unidades de Trabajo que exigen el Programa Mínimo de Trabajo (PMT) con un valor de al menos 5,620 unidades de trabajo dentro de los primeros 2 años, el Contratista ha considerado las siguientes actividades, Tabla 5:

Tipo de actividad	Actividad	Unidad de medida	2019	2020	Unidades Totales	
Información	Adquisición y procesado de sísmica 3D	Por km2	10		0	
	Adquisición y procesado de sísmica 2D	Por km2	6		0	
	Por el monto total de información adquirida al CNIH relacionada con zonas terrestres.	Por cada mil dólares	0.5		0	
Reparaciones a pozos	Reparación mayor con equipo	Por operación	600	12	12	14,400
	Reparación mayor sin equipo	Por actividad	100	30	30	6,000
	Reparación menor con equipo	Por actividad	60			0
	Reparación menor sin equipo	Por actividad	30	73	69	4,260
Modelos del yacimiento	Modelo estático	Modelo por campo	500	2	2	1,000
	Modelo dinámico	Modelo por campo	1,700			3,400
Estudios	Estudios especiales de núcleos	unitario	25	20	25	1,125
	Pruebas PVT	unitario	100			0
	Toma de información	unitario	4			0
	Análisis de agua de formación	unitario	10	16	24	400
Registros geofísicos de pozos	Litológicos-correlación (SP, GR, PE)	Por metro de registro	0.05	10,400	13,000	1,170
	Resistividad (inducción onda electromagnética)	Por metro de registro	0.05	10,400	13,000	1,170
	Porosidad (densidad, neutrón)	Por metro de registro	0.05	4,000	5,000	450
	Propiedades físicas de las rocas (sonico dipolar)	Por metro de registro	0.05	4,000	5,000	450
	Registros especiales (MRI, ECS, FMI, NMR)	Por metro de registro	0.08	4,000	5,000	720
Unidades Totales 2019-2020					35,265	

Tabla 5 Estimación de unidades de trabajo relacionadas con el Plan (Fuente Comisión con información presentada por el Contratista)

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO-2018

e. Análisis de alternativas para el Plan de Desarrollo para la Extracción

Para la selección del escenario de extracción del Plan, el Contratista analizó dos alternativas para la extracción de hidrocarburos del Área Contractual, dando como resultado el siguiente comparativo entre ambas:

Alternativa 1:

La Alternativa 1 considera la producción base de 70 pozos productores. Además, busca apuntalar en la producción incremental considerando la perforación y terminación de 10 pozos de desarrollo intermedio buscando las mejores zonas del Campo. Para el periodo 2019 - 2043 esta alternativa contiene más actividades físicas como 552 Reparaciones Mayores (RMA) que contemplan disparos y re-disparos a las areniscas con mejor potencial. También, el Plan de desarrollo considera 997 Reparaciones Menores (RME). Así como el mantenimiento y optimización de la producción base, realizando limpiezas a los pozos con problemas de depósitos orgánicos, la implementación de bombeo neumático asistido con motocompresor para incrementar la presión disponible de inyección y por otra parte la optimización de los pozos que ya cuentan con bombeo neumático optimizando el punto de inyección.

Otro aspecto de Alternativa 1, es que con la perforación de los nuevos se tienen contemplado la adquisición e interpretación de información del subsuelo (yacimientos) como base para el desarrollo futuro del campo asimismo con los resultados de la prueba piloto de inyección de agua se obtendrá información acerca de la productividad, de la capacidad para la inyección y de la conectividad del yacimiento, con ello un mayor conocimiento técnico que permitirá redireccionar los esfuerzos para hacer que las actividades de extracción sean más eficientes y eficaces

Alternativa 2:

De la misma forma que la Alternativa 1, considera la producción base de 70 pozos productores, sin embargo, esta alternativa no contempla perforaciones nuevas para el periodo 2019 - 2043. Como se ha mencionado previamente este escenario también contempla 552 Reparaciones Mayores y 997 Reparaciones Menores como el mantenimiento de la producción base mediante limpiezas, implementación de bombeo neumático, bombeo neumático asistido con motocompresor

Cabe señalar que el Contratista establece en el Plan que la prueba de inyección en sí no aumenta la producción ni genera nuevas reservas. Sin embargo, después de una prueba de inyección exitosa, el Contratista puede considerar una modificación al Plan de Desarrollo en el futuro cercano. En la Tabla 6, se da una descripción de las 2 alternativas analizadas y evaluadas por el Contratista en el Plan.

Características			
	Perforación de pozos productores	10	0
Actividades físicas	Reparaciones Mayores	552	552
	Reparaciones Menores	997	997
	Prueba Piloto de inyección de agua	Si	Si
	Recuperación Secundaria	No	No
Producción	Acete MMb	43.9	39.3
	Gas MMmpc	153.7	137.4
Incorporación de reservas 2P	MMbpce	74.2	66.3
Gastos de operación	MMUSD	466.0	400.2
	Inversiones	MMUSD	71.5

[Handwritten signatures and initials: "777", "K", "TTR", "10"]

Tecnologías

Perforación Direccional, Disparos de alta penetración (Con Pluma), Disparos bajo balance (Con equipo, Bombeo Neumatico Continuo y MTC, Flujo Anular, Estimulación no acida, Estranguladores de fondo, productos de alta densidad para aislar intervalos. Monitoreo en tiempo real.

Disparos de alta penetración (Con Pluma), Disparos bajo balance (Con equipo, Bombeo Neumatico Continuo y MTC, Flujo Anular, Estimulación no acida, Estranguladores de fondo, productos de alta densidad para aislar intervalos, Monitoreo en tiempo real.

8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación de presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional.

Tabla 6. Descripción de las alternativas evaluadas.

(Fuente Contratista)

Las Figuras 3 y Figura 4 muestran los perfiles de producción de aceite y gas, respectivamente, así como las producciones acumuladas estimadas por el Contratista como resultado de la posible implementación de cada una de las alternativas.

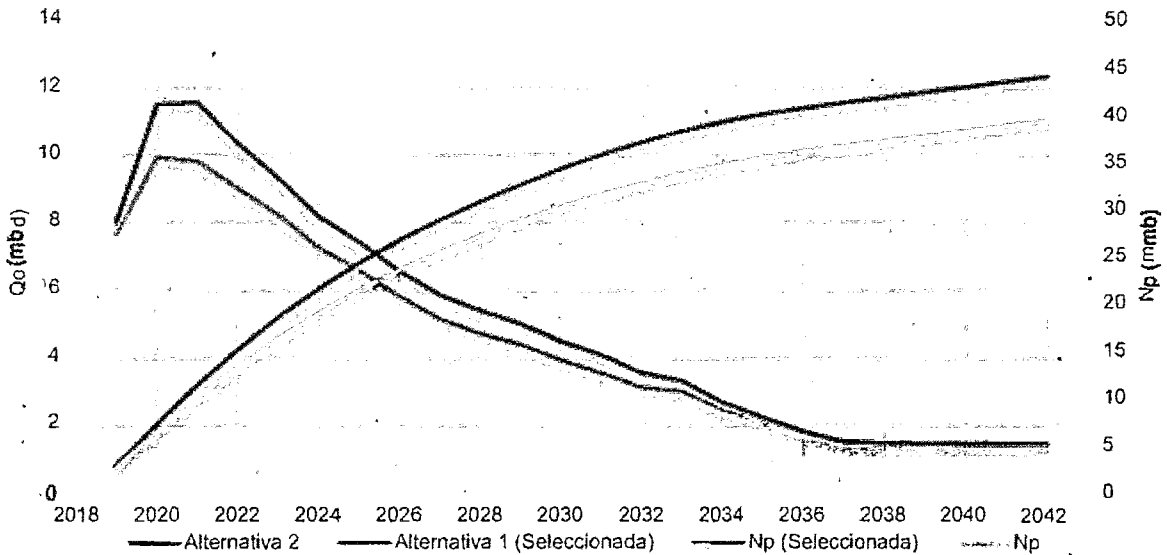
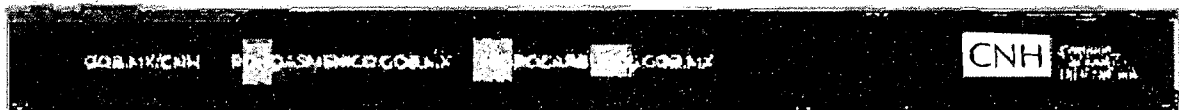


Figura 4. Comparación de las alternativas de desarrollo-producción de aceite (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Handwritten signatures and initials, including "FTR" and "777".



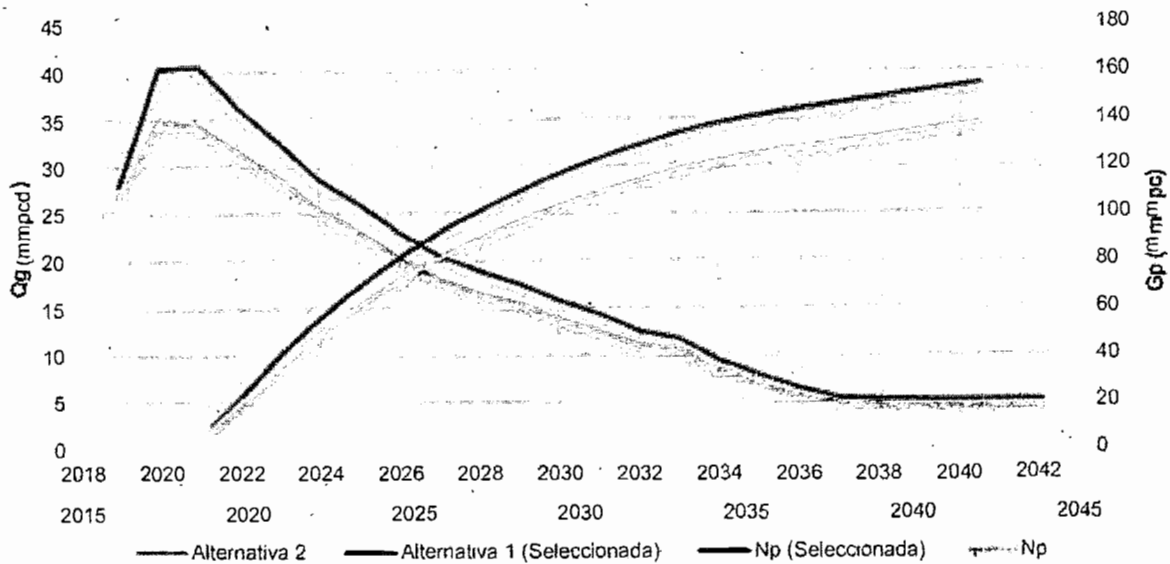


Figura 4. Comparación de las alternativas de desarrollo-producción de gas.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

A continuación como parte de la decisión por parte del Contratista para elegir la alternativa 1, se muestra la comparación de las configuraciones de desarrollo desde el punto de vista de las Inversiones y Gastos de Operación, Tabla 7.

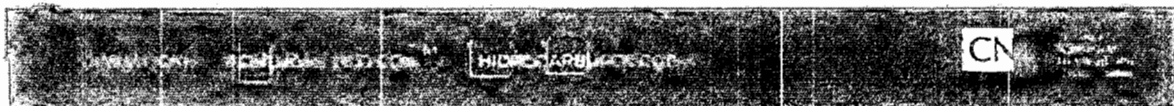
	2018	2020	2022	2024	2025	2026	2028	2030	2032	2034	2035	2036	2038	2040	2042
Alternativa 1 (Seleccionada)	63.51	49.05	24.07	23.9	27.39	28.25	28.53	29.09	29.67	32.17	32.22	30.31	29.74		
Alternativa 2	45.57	24.85	23.58	22.61	22.57	22.52	22.21	22.86	23.86	24.36	24.15	22.32	22.03		

	2018	2020	2022	2024	2025	2026	2028	2030	2032	2034	2035	2036	2038	2040	2042
Alternativa 1 (Seleccionada)	26.19	22.41	22.27	20.62	18.73	17.63	17.0	16.52	16.07	15.46	16.71	637.51			
Alternativa 2	20.38	19.88	20.93	19.69	18.2	17.1	16.57	16.1	15.64	15.02	26.11	529.11			

Tabla 7 Inversiones y Gastos de Operación por Año
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Todos los indicadores confirman que ambas alternativas para el Plan de Desarrollo del campo Ogarrio proveen un resultado económico positivo. La Alternativa 1 muestra una mayor recuperación de hidrocarburos en el campo, que es uno de los principales objetivos del Contrato. Además, la primera alternativa muestra un Valor Presente Neto (VPN) más alto en comparación con la Alternativa 2. También es importante mencionar que, la perforación de los pozos que forman parte de la Alternativa seleccionada proporcionara al Contratista la adquisición de información del subsuelo como base para el desarrollo futuro del campo. Por lo tanto, la Alternativa 1 fue seleccionada por el Contratista como la mejor alternativa de desarrollo para el campo Ogarrio.

De ahí que de la evaluación ejecutada por esta Comisión se desprenda que, dado que la Alternativa 1 permitirá alcanzar un 12% más de producción con respecto a la Alternativa 2, y que del análisis técnico-económico realizado, la Alternativa 1 presenta la mayor recuperación de hidrocarburos con el menor riesgo, ofrece un mayor valor económico asimismo se tienen una mayor eficiencia de inversión ya que se obtiene



Handwritten signatures and initials on the right side of the page, including a large signature at the top and 'FTR' and '12' below it.

un VPN después de impuestos de 835.9 Millones de Dólares (MMUSD), incorporando aproximadamente 74.23 MMBpce de reservas, con un volumen a extraer de 43.9 MMB de aceite y 153.7 mmmpc de gas, esta alternativa es considerada por el Contratista como la mejor para la explotación del Campo Ogarrío (Contrato).

a) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Con respecto al volumen original 3P de aceite y gas del campo Ogarrío, se puede apreciar en la Figura 5 que durante el periodo de 2012 a 2018 se ha mantenido de manera estable, mientras que para el 2019 se tuvo un incremento de 1,006.2 mmb a 1,307.8 mmb para el aceite y de 1,163.9 mmmpc a 1,573.6 mmmpc para el gas, se puede observar en la Tabla 8.

El cálculo de los volúmenes originales de hidrocarburos en sitio dentro del Área contractual Ogarrío para el 2019 se realizó por parte del Contratista usando el método de aproximación del volumen probabilístico, se realizó en tres categorías, puesto que el Contratista construyó dos modelos del yacimiento para calcular el volumen estático inicialmente en sitio de aceite y de gas se observan en la Tabla 9.

	1P	2P	3P
	1,307.8	1,307.8	1,307.8
	1,573.6	1,573.6	1,573.6

*El Área Contractual Ogarrío contiene un solo campo. El total de la producción se reporta para el yacimiento "Mioceno-Plioceno".

Tabla 8. Volumen original del Área Contractual.

(Fuente. Comisión con información presentada por el Contratista)

Volúmenes		
Bloque A (Modelo 1)	933.4	1,123.1
Bloque BC (Modelo 2)	374.4	450.5
Total	1,307.8	1,573.6

Tabla 9. Volumen original por bloque del Área Contractual

(Fuente. Comisión con información presentada por el Contratista)

Handwritten signatures and initials: "FTR", "777", and several illegible signatures.



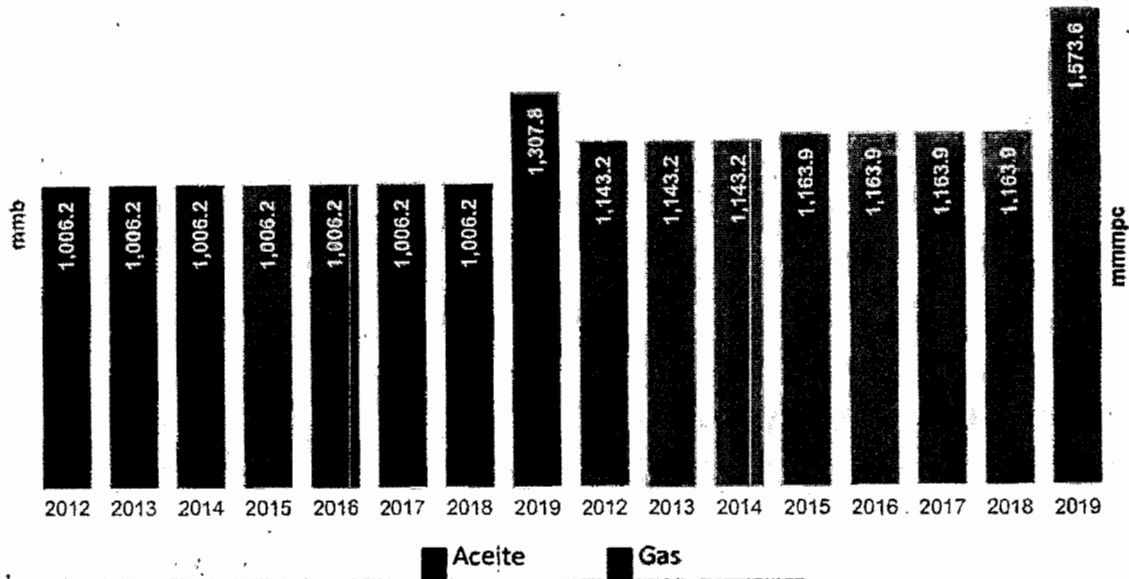


Figura 5. Evolución del volumen original de aceite y gas del Área Contractual en el periodo 2015-2018.
 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

A continuación, en la Figura 6, se puede observar la evolución de la Reservas de aceite del Área Contractual, las cuales han sufrido variaciones y un incremento en las Reservas al 1 de enero de 2019, las mismas que han sido calculados por el Contratista con base a las actividades de desarrollo propuestas en el presente Plan. Es importante destacar que estas Reservas no han sido certificadas. Por lo tanto, las Reservas no han sido categorizadas en sus clases correspondientes. El Contratista establece que la categorización de las Reservas de aceite y gas será realizada por un tercero, el cual será seleccionado para llevar a cabo el proceso de certificación conforme a los LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación publicados el 20 de diciembre de 2017 en el Diario Oficial de la Federación por la Comisión.

[Handwritten signatures and initials]
 FTR



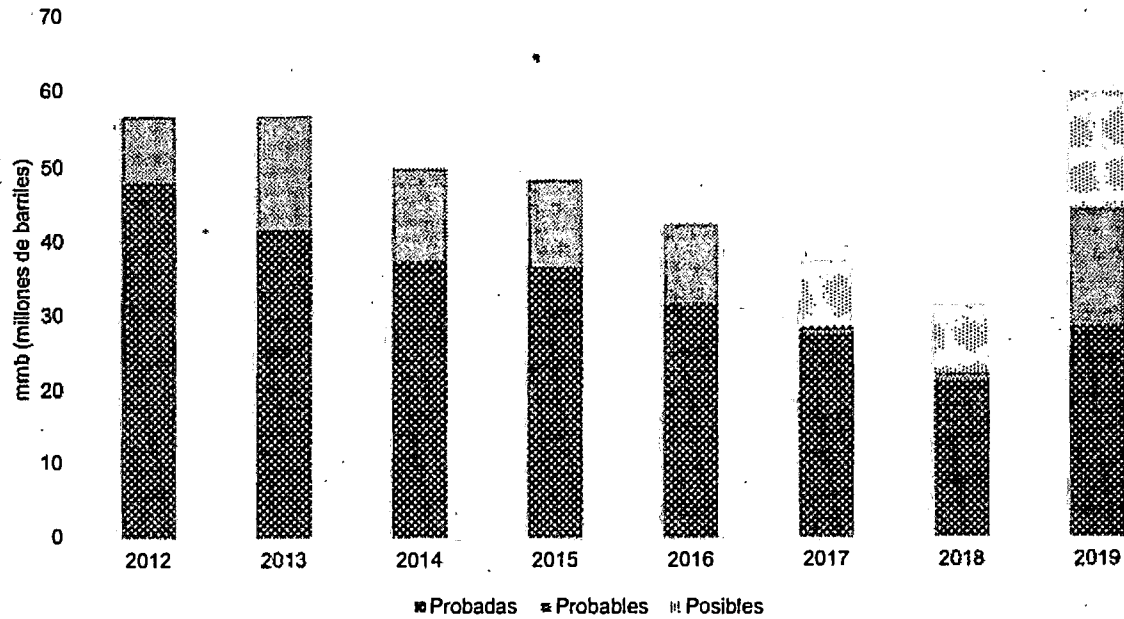


Figura 6. Evolución de las Reservas de aceite del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

A continuación, en la Figura 7, se puede observar la evolución de Reservas de gas natural del Área Contractual. Similar al caso del aceite, se observa un incremento en las Reservas al 1 de enero de 2019.

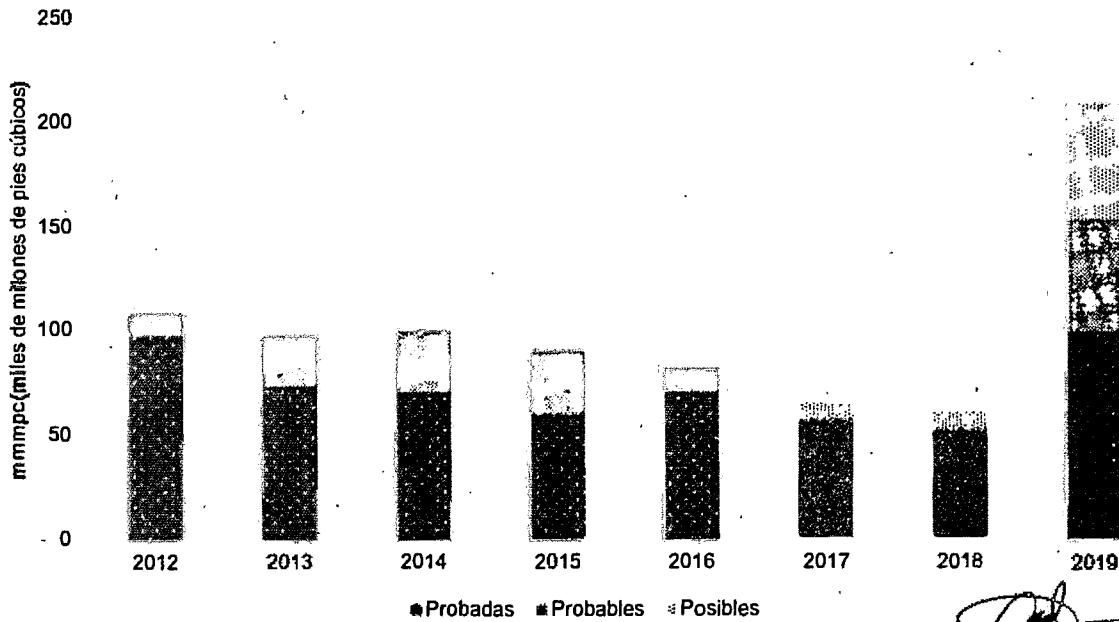


Figura 7. Evolución de las Reservas de Gas Natural del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

El Plan propuesto por el Contratista, pretende recuperar un volumen de aceite de 43.9 mmb y 153.7 mmpc de gas natural a la fecha de término de la vigencia del Contrato, lo cual representa el 100% de las Reservas 2P de aceite y de gas natural estimadas al 1 de enero de 2019

Los factores de recuperación consideran las reservas certificadas al 1 de enero de 2018, mientras que los factores de recuperación al límite contractual asociados al Plan propuesto por el Contratista para aceite y gas han sido calculados por el Contratista hasta la vigencia del Contrato (2042) y se basan en los volúmenes originales anteriormente citados, el pronóstico de producción presentado y la producción acumulada estimada al 1 de enero de 2019.

Puesto que los volúmenes originales establecidos para el 2019 son más elevados que los volúmenes actualmente certificados al 1 de enero 2018, se produce un impacto en el factor de recuperación para los cálculos de las reservas actuales ya que estos se ven disminuidos. El nuevo proceso de certificación de reservas, conforme a los LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación publicados en el Diario Oficial de la Federación por la Comisión, comenzará después de la entrega del presente plan de desarrollo. Por lo tanto el Contratista establece que aún no cuenta con muestra reservas certificadas.

Contrato CNH A4 OGARRIO/2018	Reservas	Gas	Aceite	Factor	
Mioceno-Plioceno	1P	24.29	39.5	19.4	32.8
	2P	24.37	39.63	20.6	36.2
	3P	25.26	40.31	21.8	39.7

Tabla 10 Factores de recuperación del Area Contractual
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

b) Pronóstico de producción

El pronóstico de producción para el campo Ogarrío asociados al Plan presentado el por Contratista consiste en un conjunto de pronósticos de producción por pozo para el aceite y gas asociado derivado de:

- a) Producción base (caso sin intervenciones) a nivel del campo;
- b) RMA;
- c) RME, y
- d) Perforación de nuevos pozos de desarrollo.

Las actividades planeadas por el Contratista en el Plan, en las que se basa el pronóstico de producción para el período 2019-2043 incluyen 10 pozos nuevos (8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación del presente Plan y los 2 restantes incluidos en el Plan Provisional aprobado por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.11.003/18 del 01 de marzo de 2018), 552 RMA y 997 RME. El pronóstico de producción base de aceite se calcula usando el análisis de curvas de declinación a nivel del campo, mientras los pronósticos proyectados del resto de actividades se calculan usando "curvas tipo" generadas a partir del análisis de producción de datos anteriores. El pronóstico de producción de gas se calcula a partir del gasto de producción de aceite y a través de la Relación Gas - Aceite (RGA).

El Contratista realizó el análisis de curvas de declinación a nivel del campo, con el objetivo de determinar la producción base (caso sin intervenciones), asimismo el análisis de los datos de producción más recientes reveló un factor de declinación mensual del 3% a nivel del campo.



El Contratista obtuvo el pronóstico de producción de gas a partir del gasto de producción de aceite aplicando una RGA constante de 3.5 mpce/b. Dicha RGA se obtuvo del análisis de los datos de producción de los últimos años, el cual es representativo del comportamiento actual del campo.

Para generar las "curvas tipo" para los pozos nuevos de desarrollo y las reparaciones de pozos (RMA y RME), el Contratista analizo los datos estadísticos de los pozos existentes, lo cual le permitió evaluar el comportamiento de reparaciones anteriores, concretamente los gastos iniciales y la tasa de declinación, Esta información le sirvió de base para establecer los perfiles de "curva tipo" para las actividades planeadas (pozos nuevos y reparaciones).

Respecto al pronóstico de producción base y a la de todas las reparaciones en pozos existentes, el Contratista establece dentro del Plan Presentado que solo consideró los 150 pozos declarados por este ante la Comisión como útiles mediante el escrito sin numero de fecha 28 de noviembre de 2018. En las Figuras 8 y 9 se muestra en comportamiento de la producción histórica y el pronóstico de producción de aceite y gas a la fecha de vencimiento de la licencia, donde se observa que en el 2020 se alcanzará la máxima producción, seguida de una disminución estable

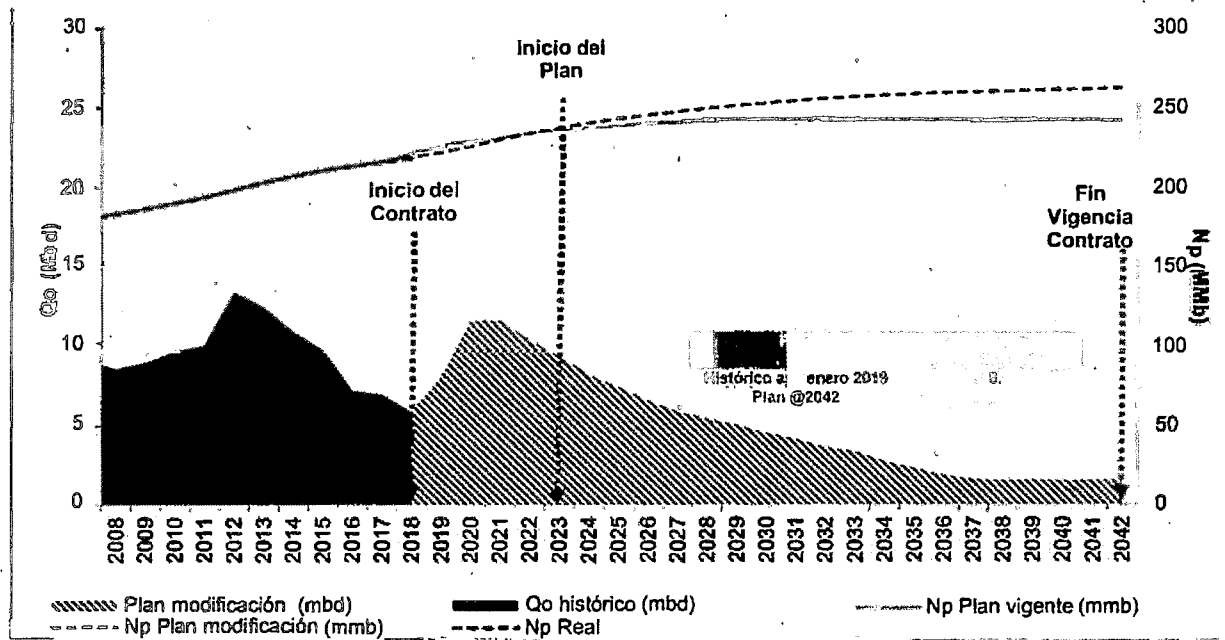


Figura 8. Perfiles de producción de aceite y producción acumulada del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

4
FTR
777
j



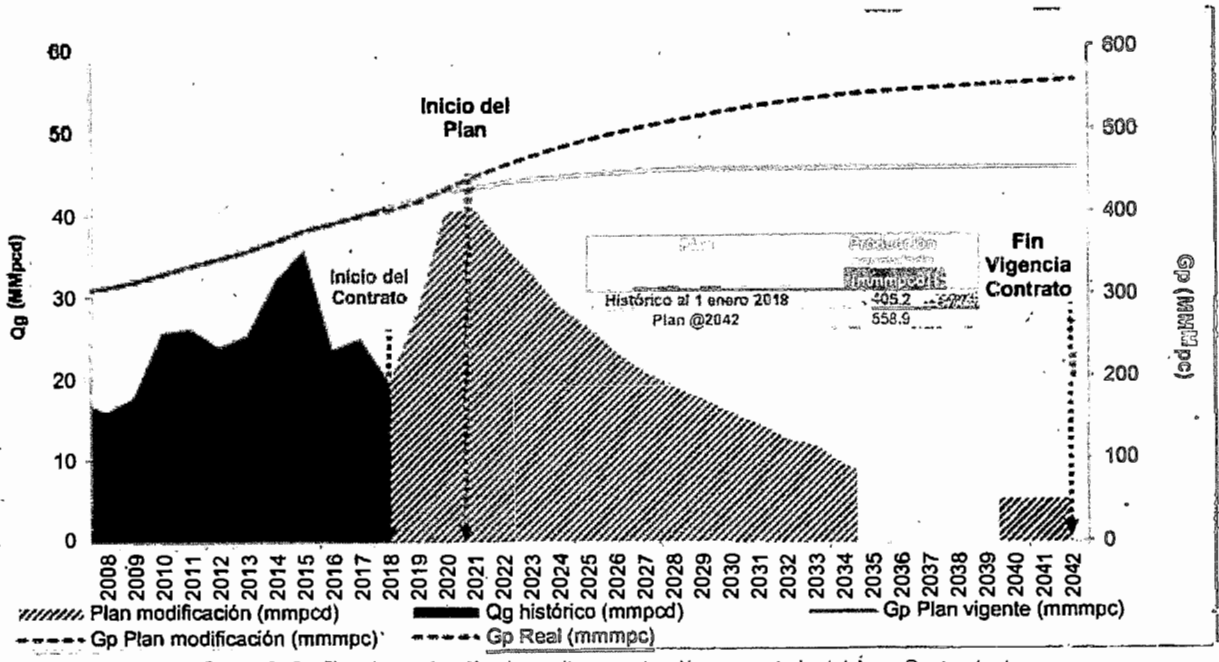


Figura 9. Perfiles de producción de aceite y producción acumulada del Área Contractual.
 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

En lo que se refiere a la propuesta Plan, se estima la recuperación de un volumen de 43.9 mmbis de aceite y 153.7 mmpc de gas natural. Para alcanzar este pronóstico se realizarán 10 perforaciones y 552 RMA y 997 RME en el horizonte 2019-2042 a la vigencia del Contrato, en la Tabla 11 se observa la producción acumulada actual y la estimada a la vigencia del Contrato.

	aceite	gas natural
Np Histórico a 2018	218.4	405.2
Np a 2042 Plan	262.3	558.9

Tabla 11. Comparativo de producción acumulada de aceite y gas natural.
 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

c) Recuperación secundaria y mejorada

La recuperación mejorada no está siendo considerada actualmente por el Contratista como una estrategia de desarrollo para el Área Contractual. Sin embargo, la recuperación actual del campo Ogarrío ofrece un potencial significativo para mejorar y optimizar el rendimiento de la recuperación del yacimiento. Esto es así ya que la producción esta basada actualmente sólo en el abatimiento primario, siendo sus principales mecanismos de empuje la expansión por aceite y el empuje por expansión de gas disuelto. Esto se aplica particularmente a la producción del bloque A de Ogarrío, ya que produce sin ningún suministro de energía y su presión promedio se aproxima a la del punto de burbujeo.

El Contratista eligió la inyección de agua como práctica de desarrollo con el fin de proveer energía al yacimiento y de mejorar el proceso de barrido del aceite. Se propone una fase piloto de inyección de agua que ofrezca datos cuantitativos que permitan a su vez optimizar la implementación en todo el campo. El Contratista dará una alta prioridad a la adquisición de datos y toma de información ya que con base a ellas se podrá implementar la inyección de agua a todo el campo tal y como se muestra en los objetivos de esta prueba

[Handwritten signatures and initials]



Objetivos del proyecto piloto de inyección con agua

La prueba piloto cuenta con los siguientes objetivos, establecidos por el Contratista:

- Probar la viabilidad técnica de la inyección de agua como una actividad adicional en el bloque A, con el fin de **mejorar** económicamente la **recuperación** del bloque;
- Recolectar los principales datos y parámetros técnicos que resulten importantes para poder **comprender y modelar el mecanismo y el rendimiento del proceso**;
- Ofrecer **información** acerca de la **productividad**, de la **capacidad** para la inyección y de la **conectividad** del yacimiento;
- Evaluar el impacto de diferentes alternativas de desarrollo, tales como eficiencia del barrido, patrones y perfiles de inyección, espaciamiento de pozos y la estrategia de terminación, y
- Ofrecer experiencia operativa e información sobre los costos necesarios para poder escalar el proyecto piloto a todo el campo, considerando también los riesgos asociados a esto último.

Actualmente el Contratista está realizando estudios de modelados estáticos y dinámicos como preparación para el proyecto piloto de inyección de agua, con la finalidad de poder realizar un amplio análisis de la recuperación por inyección de agua, evaluar los beneficios y la recuperación adicional basada en la inyección de agua. Los estudios de modelado de la inyección de agua servirán de base para diseñar el proyecto piloto, lo que permitirá una evaluación más rigurosa de la eficiencia del proyecto, de la recolección de datos y de las potencialidades. Todo esto permitirá escalar el piloto a todo el campo de forma exitosa en caso de que los resultados sean los esperados. Los siguientes incisos resumen el proyecto de prueba piloto de inyección de agua para el bloque A de Ogarrío. Los datos e información de esta etapa servirán de base para proyectar la inyección de agua a todo el campo.

Cabe mencionar, en el supuesto de que el Contratista decida implementar algún método de recuperación secundaria o mejorada para la extracción de hidrocarburos del Área Contractual en comento, deberá observar y atender lo dispuesto en los Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada los cuales fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre del 2018. Asimismo, esta Comisión le dará seguimiento al cumplimiento de dichos Lineamientos.

Bloque A, área candidata para la prueba piloto de inyección de agua

El Contratista establece que para la selección del área piloto considero los siguientes criterios:

- El área en la cual se desarrollará la fase piloto es representativa de la naturaleza geológica del sistema turbidítico del bloque A del campo Ogarrío, de los tipos de cuerpo de piedra/arena, de la escala de los cuerpos de sal, de los grosores y de la conectividad en el yacimiento;
- Los pozos existentes (en producción o cerrados) serán utilizados para el proyecto piloto como pozos de inyección (conversión a partir de pozos en producción), permitiendo ahorrar tiempo y costos;
- Disponibilidad de fuentes de agua cercanas para la inyección piloto, y
- Se seleccionan diversas áreas piloto en diferentes localizaciones, lo que permite hacer una evaluación integral de los datos con mayor representatividad para la totalidad del campo.

Cabe resaltar que el Contratista manifiesta que se escogió justamente el bloque A, en razón de que es un campo representativo de toda el Área Contractual. La meta del proyecto serán tres horizontes productivos con espesor y producción considerables. Tanto el área como el horizonte productivo han producido principalmente con un empuje por expansión con gas disuelto como se observa a partir del incremento en la RGA (incremento de $R_{s1} = 177.3 \text{ m}^3/\text{m}$ a $R_s \approx 400 - 600 \text{ m}^3/\text{m}$ después de aproximadamente ocho

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4. OGARRIO/2018

CNH

años). Esto convierte a esta área en una candidata apropiada para la inyección de agua. Las características que convierten esta área y estos horizontes productivos en buenos candidatos para la inyección de agua son:

- Factores bajos de recuperación, de aproximadamente 6 - 11 % (WF potencial de hasta 30% RF);
- Bajas presiones de las arenas del yacimiento;
- Relaciones gas aceite de alta producción, y
- Secciones del yacimiento gruesas y amplias

Parámetros del proyecto asumidos

Patrón y espaciamiento de pozos: El Contratista está estudiando actualmente patrones múltiples de 5 puntos en los 3 diferentes horizontes productivos. En ellos, los pozos del borde producen apareados con un inyector central. El espaciamiento de pozos está siendo actualmente analizado con un estudio de simulación numérica. El Contratista seleccionará el patrón con productores ubicados en los extremos debido a que los pozos del borde actuarán tanto como productores como también como pozos observadores. Los pozos observadores monitorearán el desarrollo del corte de agua antes de la irrupción del agua de los productores

Pozos de inyección y estrategia de perforación. El Contratista prevé una prueba piloto de inyección en múltiples pozos, esto le ayudará a acceder a la inyección en diferentes intervalos poniendo a la par inyectores y productores de diferentes horizontes productivos y en diferentes intervalos de una forma más efectiva. Tomando como base el plan sugerido, prevén doce pozos de inyección dentro del patrón de inyección. Tanto las localizaciones exactas de los pozos (inyectores y productores) como los patrones de inyección están siendo actualmente evaluados gracias a un riguroso modelado dinámico. Para que el proyecto sea económicamente eficiente, los pozos ya existentes serán convertidos a pozos de inyección.

Adicionalmente, los pozos inactivos y que estén en buenas condiciones mecánicas serán reconvertidos a pozos productores, observadores y/o inyectores, respetando el patrón y el espaciamiento de pozos establecidos por el modelado. La estrategia de perforación sugerida por el Contratista es producir un intervalo disparado a la vez, disparando diferentes inyectores en distintos intervalos del yacimiento. La principal ventaja es la simpleza para realizar el control y el monitoreo. De esta forma, logra una mejor comprensión de cada intervalo productivo y un mejor control del corte de agua, como también una inyección de agua de alta eficiencia.

Fuentes de agua y volumen de inyección: El agua necesaria para el proyecto piloto puede ser provista por la planta de La Venta, utilizando para ello una tubería ya existente. Se estipula un volumen diario de agua de 10,000 bpd, el cual puede ser suministrado por la planta. Considerando las siguientes restricciones: a) 10,000 bpd (volumen máximo de inyección de agua) y b) una duración de aproximadamente un año de la prueba piloto (comienzo más temprano en el segundo trimestre del 2019). La estrategia actual del proyecto puede resumirse en la Tabla 12

Patrón	5 puntos repetidos	
Limitaciones de volumen	10,000	bpd
Período	1	Año
Inyectores	12	
Horizonte productivo	3	
Inyectividad del pozo	0.58	bis/min
Volumen total	3.65	mmbbf
Volumen por pozo	833	bpd

Tabla 12 Resumen de los volúmenes de agua considerados en el proyecto de inyección de agua (Fuente Contratista)

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO'2018

[Handwritten signatures and initials: "FTR", "R", "777"]



Un volumen de inyección por pozo de aprox. 850 bpd, lo que significa una inyectividad por pozo de aprox. 0.6 bls/min, esto está por debajo del promedio de inyectividad por pozo del campo Ogarrio, de aprox. 2 bls/min (2,880 bpd de agua) por pozo y por intervalo. Adicionalmente, las tasas de inyección de agua en los bloques B y C tienen un promedio de aprox. 600 bpd. Estos datos le servirán al Contratista de base para dimensionar y diseñar las instalaciones superficiales para fluidos inyectados y producidos.

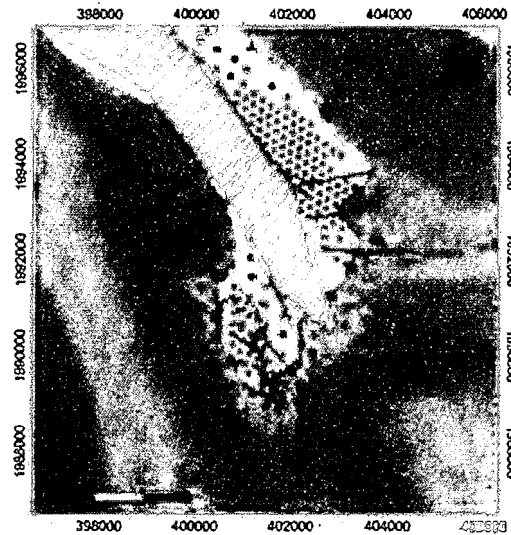


Figura 11. Mapa estructural de los bloques antiguos (B y C) y nuevo (A) del Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

El agua utilizada para la inyección será sometida a una prueba de compatibilidad del yacimiento y a un eventual tratamiento. La compatibilidad del agua es crucial a fin de evitar daños en el yacimiento.

Presión de inyección: Actualmente el Contratista está estudiando las presiones del yacimiento y del pozo dado que serán la base para diseñar las instalaciones superficiales necesarias para la inyección piloto y para estimar la ampliación del proyecto y su total implementación en todo el campo.

Propuesta de monitoreo y vigilancia: el Contratista vigilará durante todo el ciclo de producción del proyecto piloto. El Plan contempla tres áreas principales: producción, presión y corte de agua. Los parámetros de vigilancia propuestos son los siguientes:

- Presión de rutina de la boca de pozo, gastos, corte de agua, RGA, etc; el método directo de evaluación del comportamiento del yacimiento;
- Medición de la presión fluyente y estática del fondo del pozo;
- Datos de pruebas de pozos utilizados para evaluar los parámetros del yacimiento;
- Registros de saturación a fin de establecer la saturación actual del aceite, caracterizar la distribución del aceite remanente y comprender el comportamiento de su barrido, y
- Vigilancia de trazadores a fin de evaluar la dirección preferencial de la inyección de agua, la conectividad entre inyector y productor, así como también la heterogeneidad.

d) Actividad física

De acuerdo al desarrollo planeado por el Contratista para los próximos años (periodo 2019-2043) en el Área Contractual Ogarrio se tienen consideradas 10 Perforaciones. La primera campaña contempla perforar y terminar 4 pozos de desarrollo en el año 2019, la segunda campaña considera perforar y terminar

6 pozos más de desarrollo. Además, de 552 RMA y 997 RME en el periodo 2019-2043 y considera 251 Taponamientos y 49 tendido de ductos.

El Contratista manifiesta en el Plan entregado que 2 de los 10 pozos incluidos que se presentan en este Plan corresponden precisamente a 2 pozos contemplados en el Plan Provisional, aprobado por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.11.003/18 del 01 de marzo de 2018 y que a la fecha de la presentación de este Plan no se han ejecutado, dichas actividades se ejecutaran durante la vigencia del Plan, en el primer trimestre de 2019, por lo que en este Plan se contempla estrictamente la perforación de 8 pozos nuevos.

La actividad física propuesta por el Contratista propuesta en el Plan del campo Ogarrío se muestra a detalle en la Tabla 13.

Actividad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Perforación ¹	4	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación ¹	4	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos ²	29	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	42	42	38	42	42	38	38	38	38	38	38	33	31
RME ³	73	69	64	57	55	51	47	41	39	37	35	33	33
Conversion Pozo Inyector	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taponamientos ⁴	10	10	10	12	12	12	12	12	12	10	22	0	251
Perforación ¹	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Terminación ¹	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Ductos ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49
RMA	22	22	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	552
RME ³	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	0	997
Conversion Pozo Inyector	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Taponamientos ⁴	10	10	10	12	12	12	12	12	12	10	22	0	251

¹ 6 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación del presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional. Las RME incluyen cambios de aparejo, estimulaciones.
² Los ductos incluyen las líneas de descarga, de bombeo neumático y de inyección de agua.
³ El plan de abandono considera actualmente el inventario completo de activos incluido en el Contrato de Licencia. El Plan no implica que se hará el abandono de elementos que podrían declararse no útiles en el curso de los estudios de integridad según la cláusula 3.3 párrafo (b) del Contrato.

Tabla 13. Actividades Físicas del Plan
 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

La Tabla 13, considera el abandono de los 10 nuevos pozos a perforar, 62 pozos operando, los 183 pozos cerrados del total del inventario del Contrato, sin incluir 4 pozos que se evaluarán y 2 pozos que ya están abandonados permanentemente.

En la Tabla 14 se presenta la actividad física incluida en el Plan, así como el volumen de aceite y gas a recuperar y el monto de inversión y gastos de operación a ejercer durante la vigencia del Plan.

Actividad	Unidad	Monto
Perforación de Pozos		10 ¹
Terminación de Pozos		10 ¹
Ductos	número	49
Reparación Mayor		552
Reparación menor		997
Conversion Pozo Inyector		12
Abandono de pozos		251 ²
Reservas 1P	MMbpc	47.8 ³
Reservas 2P	MMbpc	74.2
Reservas 3P	MMbpc	100.8 ³
Volumen de aceite a extraer	MMb	43.9
Volumen de gas a extraer ²	MMMpc	153.7
Inversión	MIM\$	100.5



Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación del presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional.

El plan de abandono considera actualmente el inventario completo de activos incluido en el Contrato de Licencia. El inventario y los costos de abandono relacionados están sujetos a cambios una vez concluido el estudio de integridad considerado en la cláusula 3.3. párrafo (b) del Contrato.

Valores de reservas a un no están certificados

Tabla 14. Actividad física del Plan.

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

Pozos perforados

En el Área Contractual de acuerdo a lo definido en Anexo 9 Inventario de Activos del Contrato, cuenta con 247 pozos, la Tabla 15, muestra la información general sobre el estado actual de los pozos del Área Contractual los cuales producen de la formación Encanto.

Los pozos que se encuentran cerrados tanto en forma definitiva como en forma temporal están siendo analizados por el Contratista respecto a sus posibilidades de explotación, es decir, a su posible potencial para ser reactivados, después de realizarles una RMA. A la fecha de la firma del Contrato, el Área Contractual contaba con 62 pozos en producción, de los cuales 54 operaban con bombeo neumático como sistema de producción artificial y los 8 restantes operaban bajo condiciones de flujo natural.

Área Contractual	247
Desglose pozos	
Productores	62
Inyectores	0
Cerrados con posibilidades	183
Temporalmente sin posibilidades	0
Taponados	2
Productores	
Aceite/Gas	62
- Fluyentes	5
- SAP	54
Cerrados	183
Con posibilidades de explotación	183
- Sin posibilidades de explotación	0
Gas y condensado	0
Gas húmedo	3
Inyectores	0
Taponados	2
Definitivos	2
Temporales	0

Tabla 15. Características generales del Área Contractual.

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

Perforación de pozos

El Contratista establece que la finalidad de los pozos a perforar, que se realizarán dentro del área contractual Ogarrío, es la extracción de hidrocarburos en las arenas de las formaciones del Plioceno y del Mioceno (Filisola, Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto).

La Comisión aprobó al Contratista la perforación y terminación de 2 pozos en el Plan Provisional, cabe señalar que, en el periodo comprendido entre marzo 2018 a marzo 2019 el Contratista no ha realizado la perforación ni la terminación de ninguno de los pozos comprometidos en dicho plan.

En relación con lo anterior se advierte que las actividades de perforación y terminación de los 2 pozos estaban programadas en el Plan Provisional para concluirse en enero y febrero del año 2019, y que las mismas no han sido realizadas, por lo que esta Dirección General da vista a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos de la Comisión, para los efectos que estime convenientes.

En la propuesta del Plan de Desarrollo del Área Contractual, se considera la continuidad de operación de los pozos actualmente productores y la perforación de 8 pozos adicionales a los ya aprobados en el Plan Provisional, en el horizonte 2019-2042.

Para el Plan, el Contratista plantea la perforación de 10 pozos direccionales (8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación del presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional), en la Figura 10 se presenta la ubicación de los objetivos programados de cada pozo, respecto a las trayectorias de los pozos, el contratista utilizó para el diseño de los pozos correspondientes a los diferentes horizontes productores del Área Contractual 3 pozos tipo a utilizar. En la Tabla 16 se presentan las características de los objetivos y requerimientos de equipo de perforación para cada pozo tipo, asimismo en las Figuras 12, 13 y 14 se puede observar el estado mecánico de cada pozo tipo, considerado en el Plan:

Objetivo general	Secundario	Terciario	Terciario
Formación	Arenas del Plioceno/Mioceno	Arenas del Plioceno/Mioceno	Arenas del Plioceno/Mioceno
Geometría	Dir. Tipo S en dos etapas	Dir. Tipo S en tres etapas	Dir. Tipo J en dos etapas
Profundidad md/mv	2600 / 2900	3500 / 3800	2600 / 2800
Diseño de tuberías	13 3/8" Conductor, 9 5/8" y 7"	13 3/8" Conductor, 9 5/8", 7" y 5"	13 3/8" Conductor, 9 5/8" y 7"
Terminación	Aparejo fluente y con BN y/o BHJ. Emp. recuperable en TP 2 7/8"	Aparejo fluente y con BN y/o BHJ. Emp. recuperable en TP 2 7/8"	Aparejo fluente y con BN y/o BHJ. Emp. recuperable en TP 2 7/8"
Tecnologías	Sartas direccionales con MF y/o Sistema Rotatorio y LWD. Disp. con TCP, monitoreo en tiempo real	Sartas direccionales con MF y/o Sistema Rotatorio y LWD. Disp. con TCP, monitoreo en tiempo real	Sartas direccionales con MF y/o Sistema Rotatorio y LWD. Disp. Con TCP, monitoreo en tiempo real
Distancia entre pozos	aprox. 200 m	aprox. 200 m	pr x 200
Costo (perforación y terminación)	53.2 MM pesos	68.2 MM pesos	53.2 MM peso
Tiempo de ejecución	25 días	30 días	25 días
Tiempo de terminación	6 días	7 días	6 días
Tiempo de movimiento de equipo	4-8 días	4-8 días	4-8 días
Equipo	1500-2000 hp	1500-2000 hp	1500-2000 hp
Recuperación final estimada Np	0.46 MMb	0.46 MMb	0.46 MMb
Otras			

Tabla 16. Características de objetivos y requerimientos para cada pozo tipo.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

El Contratista establece en el Plan entregado que los nombres de pozos actualmente utilizados son nombres preliminares utilizados únicamente durante la fase de planeación. Los nombres definitivos se asignarán durante la planeación detallada, apegándose estrictamente a la nomenclatura y normatividad aplicable. Asimismo, establece que las coordenadas objetivo y del conductor del pozo podrán sufrir cambios, lo anterior se encuentra incluido en el Plan que el Contratista presentó a la Comisión, el cual consta en el Expediente 5S.7.DGDE 0154/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CONTRATO CNH-A4.OGARRIO/2018 a cargo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.



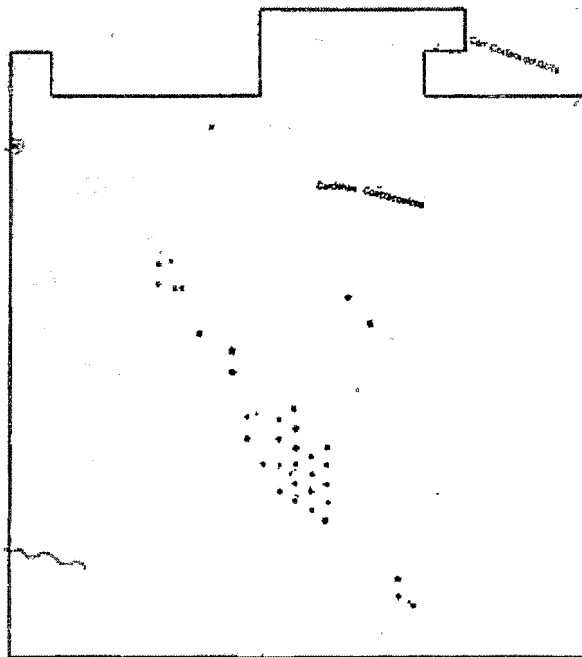


Figura 10: Ubicación del objetivo de los pozos a perforar y de los pozos útiles para el Contratista.
 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

El Contratista presenta en el Plan de siguiente cronograma para la perforación de los 10 pozos en el periodo 2019 – 2020 (8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación del presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional)

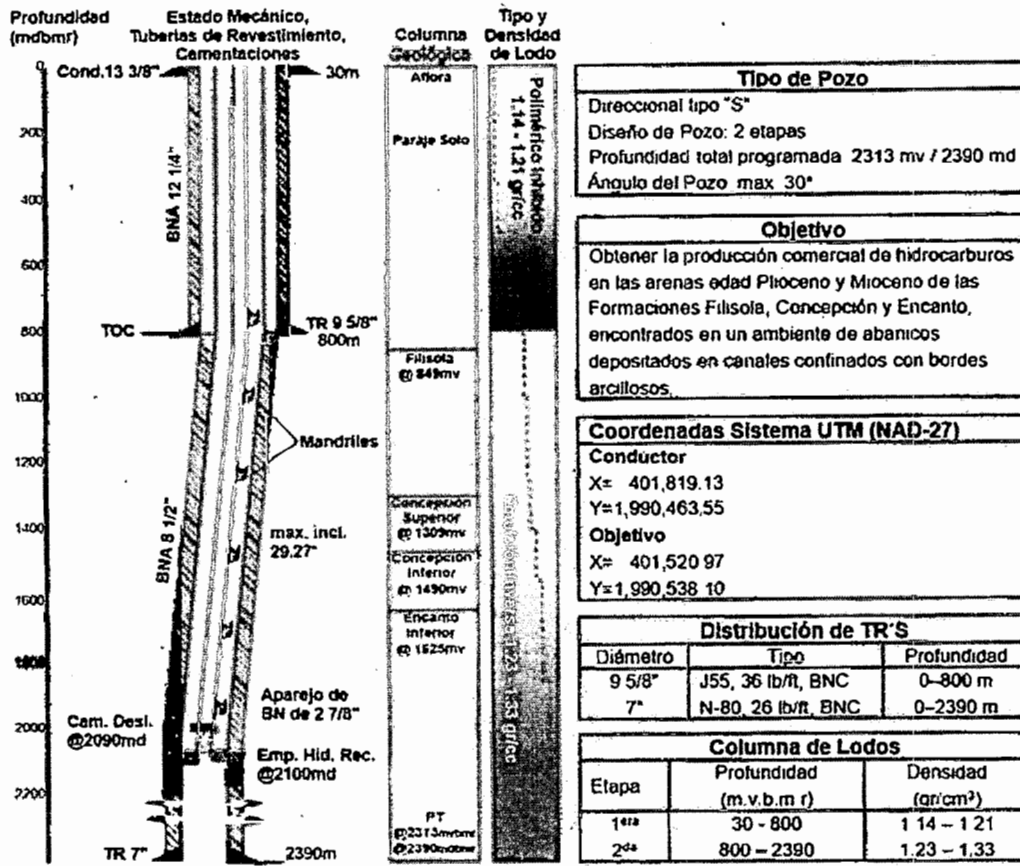
Nombre de pozo	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	
OG-1292																														
OG-A1N																														
OG-A2N																														
OG-A3N																														
OG-A4H																														
OG-A1S																														
OG-A2S																														
OG-A3S																														
OG-A4S																														
OG-B1N																														

Verificación: [Barra negra] [Barra negra] [Barra negra] [Barra negra]

Figura 11 Cronograma de perforación (planeación con un solo equipo).
 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Handwritten signatures and initials, including 'FTR' and 'X'.





Características de la formación

Intervalo (m.v.b.m.r)	Formación	Litología (%)	Porosidad (%)	SA (%)	Perm. (md)	Temp (°C)
1625-2313	Encanto	80 arena 20 lutita	22	32	60-140	66-80

Terminación
 Terminación sencilla con aparejo de producción de 2 7/8" equipado con empaedor hidráulico recuperable para TR 7" 29lb/pie, camisa de circulación de 2 7/8" y mandriles de 2 7/8" con válvulas de BN. El mecanismo de explotación está diseñado de acuerdo a las presiones esperadas y al análisis de productividad, por lo que se espera que el pozo puede fluir natural, sin embargo, se encuentra equipado con mandril para alojar válvula de BN, en caso de requerirse explotar con sistema artificial de producción.

Sección		Descripción	Conexión	D.E. (pa)	D.I. (pa)	Drift (pp)	Grado	Peso (lb/pie)
De	A							
2100	2097.9	Empaedor Hid. Rec. 7"	EUE BRD	6.00	2.5	2.318	N-80	29
2090	2088.8	Camisa de Circ 2 7/8"	EUE BRD	3.750	2.312	2.185	N-80	6.5

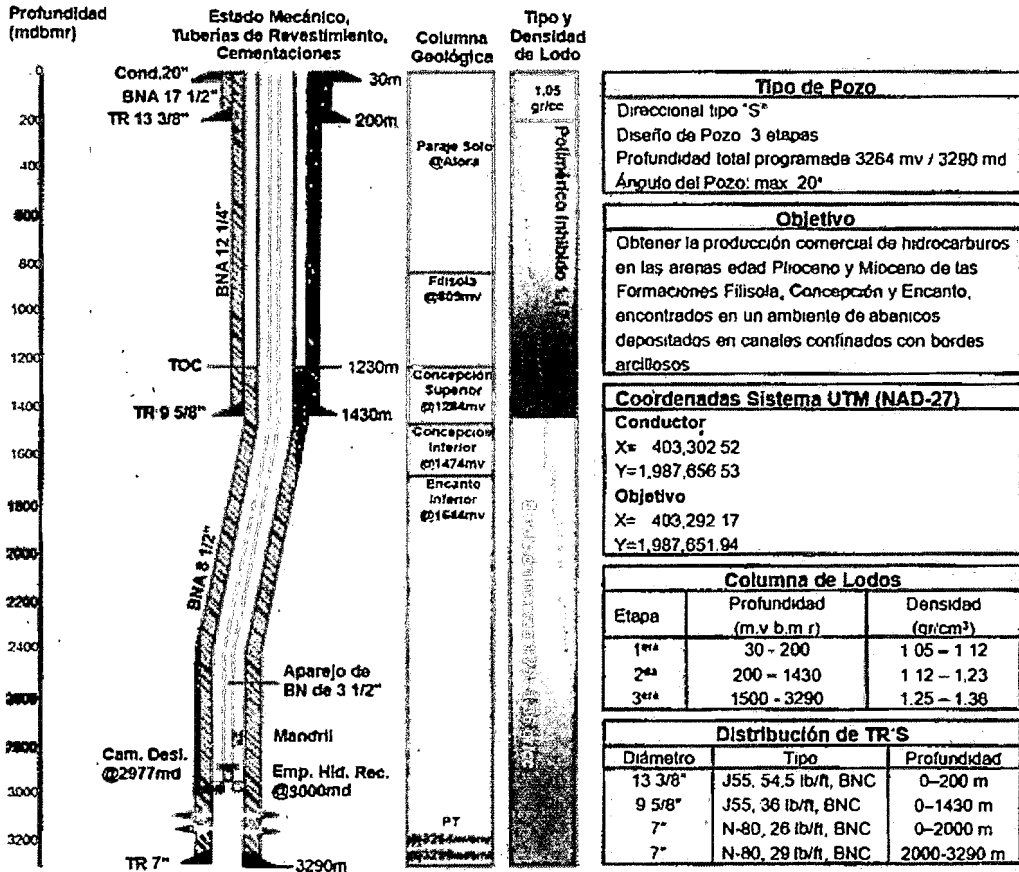
Tipo de Reparaciones a efectuarse
 Reparaciones mayores (RMA)
 Reparaciones Menores (RME)

Abandono Definitivo del Pozo
 Taponamiento con equipo
 Taponamiento sin equipo

Figura 12 Pozo tipo 1 (Direccional S, dos etapas)
 (Fuente Contratista)

Handwritten signatures and initials:
 FTR
 777
 [Signature]





Características de la formación						
Intervalo (m.v.b.m.r.)	Formación	Litología (%)	Porosidad (%)	SA (%)	Perm (md)	Temp (°C)
1500-3264	Encanto	80 arena 20 lutita	22	32	60-140	64-98

Terminación

Terminación sencilla con aparejo de producción de 2 7/8" equipado con empacador hidráulico recuperable para TR7" 29lb/pie, camisa de circulación de 3 1/2" y mandril de 3 1/2" con válvulas de BN. El mecanismo de explotación está diseñado de acuerdo a las presiones esperadas y al análisis de productividad, por lo que se espera que el pozo puede fluir natural, sin embargo, se encuentra equipado con mandril para alojar válvula de BN, en caso de requerirse explotación con sistema artificial de producción.

Sección		Descripción	Conexión	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Drift (pg)	Grado	Peso (lb/pie)
Ds	A							
3000	2997.9	Empacador Hid. Rec. 7"	Vam Top	5.970	3.0	2.867	L-80	29
2987.9	2986.9	Junta de Expansión	Vam Top	4.906	2.992	2.867	L-80	9.2
2976.9	2975.7	Camisa de Circ. 3 1/2"	Vam Top	4.275	2.812	--	L-80	9.2

Tipo de Reparaciones a efectuarse

Reparaciones mayores (RMA)

Reparaciones Menores (RME)

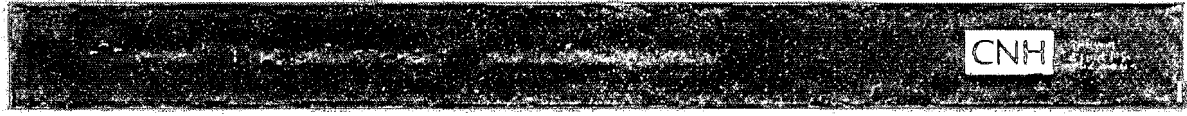
Abandono Definitivo del Pozo

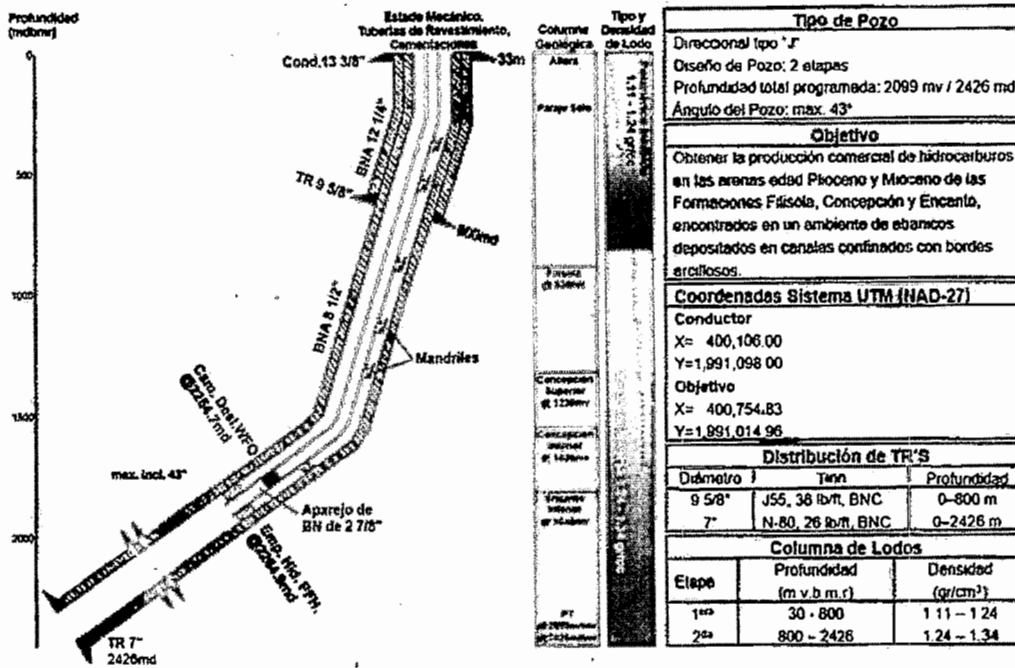
Taponamiento con equipo

Taponamiento sin equipo

Figura 13 Pozo tipo II (Direccional S, tres etapas)
 (Fuente Contratista)

[Handwritten signatures and initials: FTR, 777]





Características de la formación						
Intervalo (m.v.b.m.r.)	Formación	Litología (%)	Porosidad (%)	SA (%)	Perm. (md)	Temp. (°C)
1640-2099	Encanto	80 arena 20 lutita	22	32	60-140	67-76

Terminación

Terminación sencilla con aparejo de producción de 2 7/8" equipado con empacador hidráulico recuperable para TR7" 29lb/pie, camisa de circulación de 2 7/8" y mandriles de 2 7/8" con válvulas de BN. El mecanismo de explotación está diseñado de acuerdo a las presiones esperadas y al análisis de productividad, por lo que se espera que el pozo puede fluir naturalmente, sin embargo, se encuentra equipado con mandril para alojar válvula de BN, en caso de requerirse explotar con sistema artificial de producción.

Sección		Descripción	Conexión	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Drift (pg)	Grado	Peso (lb/pie)
De	A							
2200	2202.3	Empacador Hid. Rec. 7"	8HRR	5.588	2.416	2.416	110, Steel. MYS	6.5
2189.1	2190.3	Camisa de Circ. 2 7/8"	8HRR "F"	3.74	2.312	2.25	4140	6.5

Tipo de Reparaciones a efectuarse
Reparaciones mayores (RMA)
Reparaciones Menores (RME)

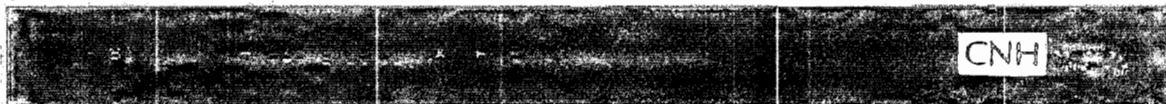
Abandono Definitivo del Pozo
Taponamiento con equipo
Taponamiento sin equipo

Figura 14. Pozo tipo III (Direccional J, dos etapas)
(Fuente Contratista)

Tipo de reparaciones

Básicamente, las intervenciones contempladas en el Plan por el Contratista se dividen en RMA y RME, las cuales se realizarán conforme a las mejores prácticas de la industria petrolera.

Derivado de las condiciones (invasión de agua salada) que se presentan en las arenas de los yacimientos del Mioceno y Plioceno en el Campo Ogarrio, se determinaron los siguientes tipos de reparaciones: RMA sin equipo o con equipo.



Opción 1 de RMA consiste en efectuar cementación forzada para la exclusión de agua en los intervalos abiertos y aislarlos con retenedor, posteriormente disparar un nuevo intervalo Superior; el aparejo de producción es de 2 7/8" puede ir acondicionado para el sistema artificial de producción bombeo neumático o bombeo hidráulico jet.

Opción 2 de RMA consiste en efectuar cementación forzada para la exclusión de agua en los intervalos abiertos y posteriormente redisparar parte del intervalo, así como disparar zonas nuevas del mismo, el aparejo de producción es de 2 7/8" puede ir acondicionado para el sistema artificial de producción bombeo neumático o bombeo hidráulico jet

Opción 3 de RMA consiste en efectuar cementación forzada a los intervalos abiertos y aislarlos entre empacadores o utilizando un parche mecánico para la TR, posteriormente disparar un nuevo intervalo Inferior; el aparejo de producción es de 2 7/8" sencillo selectivo, puede ir acondicionado para el sistema artificial de producción bombeo neumático.

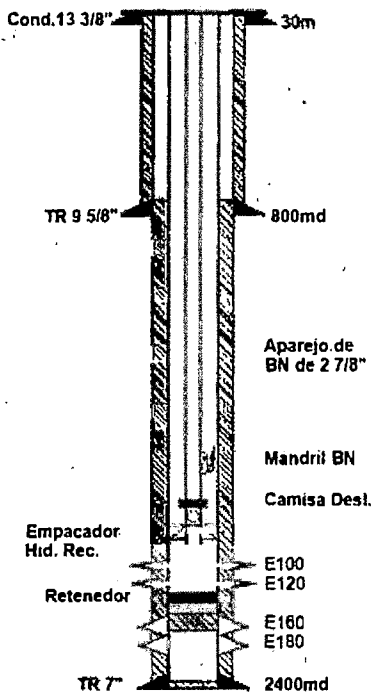


Figura 15. Reparación mayor Opción 1. (Fuente: el Contratista)

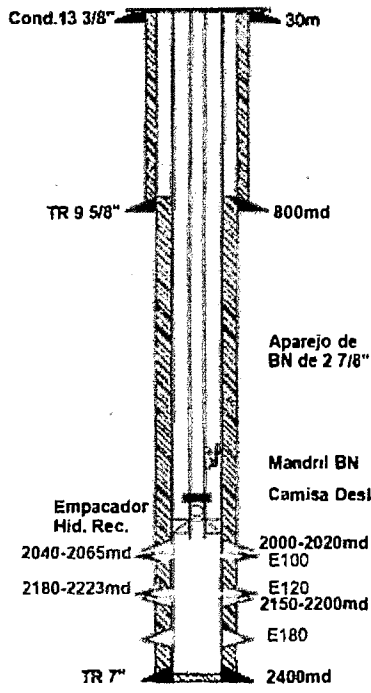


Figura 16. Reparación mayor Opción 2 (Fuente: el Contratista)

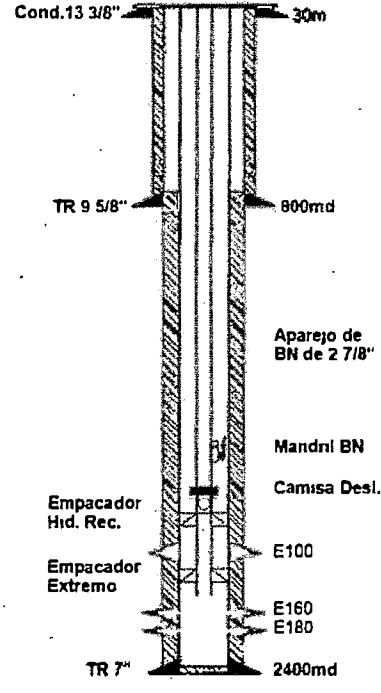


Figura 17. Reparación mayor Opción 3. (Fuente: el Contratista)

RME sin equipo:

- Conversiones;
- Cambios de aparejo de producción con sistema artificial (BN) y remplazo de válvulas de BN, y
- Estimulaciones

Dado que el programa de reacondicionamiento se adapta continuamente al rendimiento real del pozo y las necesidades operativas, no es posible definir los candidatos individuales de reacondicionamiento por adelantado. Además, el proceso para evaluar el estado y la utilidad del inventario todavía está en curso.

Los sistemas artificiales de producción a emplear por el Contratista durante la ejecución del Plan en los pozos preexistentes en el Área Contractual Ogarrío, así como en los pozos a perforar son los siguientes:

- Bombeo Neumático (BN) continuo o intermitente;
- Émbolo Viajero;
- Bombeo hidráulico (Tipo Jet);
- Bombeo Electrosumergible (BES), y
- Bombeo Mecánico (BM).

Toma de información

Con el objetivo de optimizar el modelo geológico, el modelo petrofísico, la simulación dinámica de yacimiento, el planeamiento de las actividades e instalaciones de perforación, y para dar soporte a las operaciones en campo, el Contratista planea la adquisición y estudios de datos, de acuerdo a las siguientes actividades de diferentes disciplinas:

1. Geofísica:
 - Reprocesamiento avanzado de la información sísmica disponible;
 - Sugerencias para los Estudios AVO (amplitud versus offset), estudios de inversión y modelado, y
 - Adquisición de datos sísmicos de pozos.
2. Geología;
3. Modelos de yacimiento,
4. Ingeniería de yacimientos
 - Pruebas de temperatura y de presión de formación;
 - Muestras de fluidos;
 - Pruebas de pozo;
 - Registros de producción;
 - Análisis especial de núcleo;
 - Prueba piloto de inyección de agua, y
 - Estudios de compatibilidad de yacimientos.
5. Ingeniería de Producción, y
6. Petrofísica.

e) Tecnología

Algunas de las principales tecnologías propuestas por el Contratista que se utilizarán en las actividades a desarrollar, así como el beneficio de la aplicación de éstas, se observan en el Tabla 17.

Inversión de Onda Completa, FWI	Obtener una solución estática y un modelo de velocidades muy detallado en la parte somera para el procesamiento en profundidad, y que es especialmente necesario debido a lo disperso de la adquisición. La FWI (inversión de ondas completas) permitirá lograr un alto nivel de detalle en la parte poco profunda del modelo, cosa que resulta especialmente necesaria debido a la escasa recolección de datos. En otros proyectos, esto ha demostrado ser útil para la solución estática. Esto proporcionará velocidades confiables sobre la sal, cosa que no es posible con un análisis estándar de velocidad.
Estudios AVO (amplitud versus offset)	Análisis de comportamiento de amplitud sísmica con creciente compensación respecto a un mayor offset/ángulo. Identificación de patrones de impregnación de aceite y predicción de regiones remanentes impregnadas de aceite áreas de sustitución de fluidos dentro del yacimiento, planeación de objetivos de pozos
Estudios de sustitución de fluidos	Entendimiento de las amplitudes versus el llenado de arenas con aceite y mejorar la planeación de pozos y definición de los objetivos.

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO 2018



30
FTR
J

Modelamiento sintético (Modelado de acuíferos y análisis AVO)	Entendimiento de la capacidad de predicción de los espesores de las arenas a partir de la sísmica para diferentes fluidos en el yacimiento.
Análisis de múltiples atributos y clasificación de facies sísmicas	Determinación de los parámetros de yacimientos.
Modelado gravimétrico	Definición del domo salino asociado al campo Ogarno y contar con datos de entrada para el reprocesamiento sísmico
Perfil sísmico vertical (VSP)	Mejorar el ajuste de pozos; conversión a tiempo- profundidad; contar con datos sísmicos de alta resolución para una pequeña zona de interés.
Detección Acústica Distribuida (DAS)	Monitoreo del comportamiento del pozo. Mejorar el ajuste (amarre) de pozos; conversión a profundidad; mediciones repetibles; posible uso adicional de fibras ópticas.
Modelado Estático	Los modelos ofrecerán a los geocientíficos e ingenieros una poderosa herramienta para el mejoramiento de la futura estrategia de desarrollo del campo. Los resultados de los modelos estáticos de Petrel serán utilizados posteriormente como datos de entrada para simulaciones dinámicas en Eclipse, con el fin de optimizar el desarrollo futuro del campo, predecir la producción y estimar reservas y recursos.
Simulación Numérica	Tener un mejor entendimiento de las condiciones históricas de la explotación del yacimiento, y así proponer esquemas de explotación que maximicen el factor de recuperación de hidrocarburos. Permite también diseñar procesos de recuperación secundaria, mediante la simulación de las condiciones de inyección de agua y su comportamiento dentro del yacimiento
Muestreo de fluidos a condiciones in situ	Contar con muestras representativas de los fluidos de yacimiento; reducir la incertidumbre del cálculo del volumen original; contar con datos de entrada para el modelo numérico de simulación.
Registros de producción	Tener un mejor entendimiento de los fluidos que aporta cada intervalo abierto en el pozo. Diseñar intervenciones de remediación de zonas productoras de agua o con alta RGA; entender el comportamiento de las diferentes zonas productoras del campo. Estimar la presión de cada zona. Detectar si existe flujo cruzado entre formaciones. Determinar si existen problemas de canalización detrás de la tubería de revestimiento
Sistema artificial de producción de pozos	Debido a la baja presión, se utilizarán diferentes tipos de Sistemas Artificiales de Producción entre los que destacan de Bombeo mecánico, Bombeo hidráulico tipo jet, Bombeo con embolo viajero, Bombeo electrosumergible con motor de magnetos permanentes
Medidor de flujo tipo Coriolis	Este tipo de medidor tiene la ventaja de que la incertidumbre de su medición es baja; requiere poco mantenimiento es de fácil instalación y operación. Los beneficios son contar de manera continua con el dato del caudal de líquido que entregan las instalaciones con una baja incertidumbre.
Liner ranurado	Mejorar la capacidad de entrega del yacimiento y obtener mayores niveles de producción.
Terminaciones dobles	Mejorar la capacidad de entrega del yacimiento y evitar el costo de una reparación mayor
Registro de Resonancia Magnética Nuclear en agujero descubierto	Comprensión de la arquitectura de poros y de los fluidos móviles; caracterización independiente de la porosidad de los registros densidad/neutron; validación de la porosidad actual y modelo de saturación.
Registro de Rayos gama espectrales en agujero descubierto	Apoyo al cálculo de volumen original de aceite del campo.
Registro de Espectroscopia de Captura Elemental en agujero descubierto	Servirá de base para la diferenciar entre minerales arcillosos y ortoclasa; validación del modelo de lutita actual
Registros de Imagen de la Formación	Validación de una posible cementación de poros de halita y/o anhidrita; validación del análisis XRD; proporción a una matriz SIGMA para interpretación de los registros RST.

Tabla 17. Tecnologías por implementar en el Área Contractual.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Lo anterior, permite determinar que el uso de dichas tecnologías es consistente con las mejores prácticas de la industria, en cumplimiento a la Cláusula 4.2 del Contrato, así como a los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39, fracción IV de la LORCME.

f) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El Contratista, en cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Contrato, presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA) en el Plan de Desarrollo en los términos establecidos por los artículos 5, 10, 11, 13, 14 y 22 de las Disposiciones, en el cual detalla que cuenta con la infraestructura necesaria para mantener una meta superior al 98% de aprovechamiento de gas, a través de la ejecución de acciones de mantenimiento preventivo y predictivo de los equipos que manejarán el gas producido en el Área Contractual. Dicha meta de aprovechamiento se mantendrá a partir de la fecha de aprobación del presente

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO/2018



Handwritten signatures and initials, including a large signature at the top right, the number '777', and initials '31' and 'FTF' at the bottom right.

Plan, dado que actualmente se tiene un aprovechamiento de gas natural mayor al 98%, hasta la vigencia del Plan de Desarrollo, con acciones como el Bombeo Neumático y la Transferencia del gas producido.

Máxima relación gas-aceite a la que podrá producir por pozo

De acuerdo al artículo 13 de las Disposiciones el Contratista establece y propone en el Plan a la Comisión para su aprobación el valor máximo de la RGA para la etapa de Extracción en la que podrá producir un pozo dentro del Área Contractual, Tabla 18, lo cual coadyuvará asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos

Campo Ogarrío

3.000

Tabla 18. Máxima RGA.
(Fuente Contratista)

No obstante, el Contratista establece en la información presentada en el Plan el valor máximo de la RGA para el Área Contractual, dentro de la cual podrá producir un pozo, dicho valor podrá variar de acuerdo a las necesidades de extracción y la vida productiva del yacimiento, el Contratista deberá contar con el programa de seguimiento y cumplimiento de esta relación, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima RGA, esto con la finalidad de que la Comisión realice la evaluación y supervisión del cumplimiento del PAGNA mediante la revisión y análisis de los reportes trimestrales que presente a la Comisión de Conformidad con el artículo 25 y 27 de las Disposiciones Técnicas de seguimiento de dichos programas o cuando se observen modificaciones que superen la máxima RGA

El valor máximo de la RGA para el Área Contractual presentado por el Contratista es acorde con las actividades y formas de aprovechamiento de gas para el Área Contractual, las cuales están vinculadas directamente con la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (MAG).

Meta de Aprovechamiento de Gas

Considerando lo establecido en el artículo 14 fracción III de las Disposiciones el cálculo de la meta de aprovechamiento anualizado se calcula con la siguiente fórmula

$$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

Por lo que la MAG del Área Contractual para el año 2019 es la siguiente:



[Handwritten signatures and initials, including 'TR' and '777']

$$MAG_t = \left[\frac{0 + 31.12 + 0.0 + 27.12}{27.12 + 31.12} \right] * 100$$

$$MAG_t = 100.00\%$$

En la Tabla 19 y Figura 18 se muestran los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma anual para el resto de la vigencia perteneciente al área Contractual.

Producción de gas	27.97	40.26	40.52	36.18	32.58	28.55	25.96	22.96
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	31.12	44.79	45.09	40.25	36.25	31.77	28.89	25.54
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	27.97	40.26	40.52	36.18	32.58	28.55	25.96	22.96
Gas Adicional	31.12	44.79	45.09	40.25	36.25	31.77	28.89	25.54
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0
% de aprovechamiento	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Producción de gas	20.53	18.9	17.57	15.79	14.38	12.51	11.7	9.42
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	22.84	21.03	19.55	17.56	16	13.92	13.02	10.48
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	20.53	18.9	17.57	15.79	14.38	12.51	11.7	9.42
Gas Adicional	22.84	21.03	19.55	17.56	16	13.92	13.02	10.48
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0
% de aprovechamiento	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Producción de gas	7.85	6.4	5.37	5.22	5.17	5.14	5.14	5.13
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	6.74	7.12	5.97	5.81	5.76	5.72	5.72	5.71
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	7.85	6.4	5.37	5.22	5.17	5.14	5.14	5.13
Gas Adicional	6.74	7.12	5.97	5.81	5.76	5.72	5.72	5.71
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0
% de aprovechamiento	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Tabla 19 Porcentajes de aprovechamiento para el Plan
Fuente Contractual

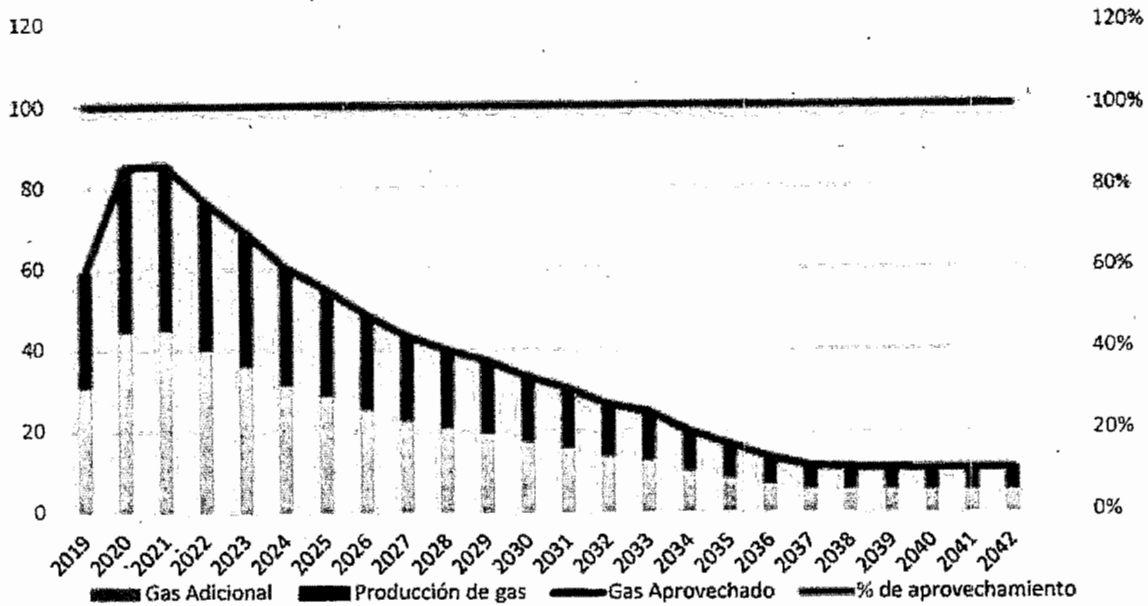


Figura 18. Comparativo del gas producido y adicional contra el gas aprovechado.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Características, composición del gas a producir

En la Tabla 20 se muestran las características y los componentes de la muestra de gas natural producido del Área Contractual, de conformidad con el artículo 22, fracción II de las Disposiciones, asimismo en la Tabla 21 se aprecian las propiedades del gas natural del Área Contractual.

ANÁLISIS DE MUESTRA	
Ácido Clorhídrico	0
Ácido sulfhídrico	0
Agua	
Aire	
Cloro	
Contenido de Condensados	
Decanos+	
Dióxido de Azufre	
Dióxido de Carbono	0.3348
Etano	8.788
Etileno	
Helio	
Heptanos	
Hexanos	0.3515
Hidrógeno	
i-Butano	0.5948
i-Pentano	0.3689
Metano	79.125
Monóxido de Carbono	
n-Butano	1.228
Nitrógeno	3.8978
Nonanos	
n-Pentano	0.421
Octanos	
Oxígeno	
Propano	4.89
Total	100.00

Tabla 20. Análisis de la composición del Gas
(Fuente Contratista)

Propiedades	Peso Especifico (kg/m ³)	
	Peso Molecular (Lb/Lbmol)	20.6645
	Poder Calorifico (BTU/FT ³)	1,188.1024
	Presión (Kg/cm ²)	45
	Temperatura (°C)	34
	Densidad (AIDM)	0.7135

Tabla 21. Propiedades del Gas.
(Fuente Contratista)

Derivado de la revisión y análisis de la información presentada por el Contratista se determinó que presenta acciones e inversiones en el periodo comprendido entre el 2019-2042, asociadas para mantener la MAG en el Área Contractual, durante la vigencia del Contrato, tal como lo establece el artículo 22, fracción VI de las Disposiciones, puesto que esta Área Contractual actualmente cumple con la MAG del 98% o mayor establecida en el artículo 14, fracción II inciso a) de las Disposiciones.

Dicho lo anterior, el Contratista cumple con los siguientes incisos establecidos en el artículo 22 fracción VI de las Disposiciones:

- a) Cálculo de la capacidad de Manejo de Gas Natural Asociado por año, conforme a las proyecciones de Gas Natural a producir y en función de las acciones, proyectos e inversiones en infraestructura a desarrollar.

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas del Área Contractual, la capacidad instalada presente y futura de equipos de compresión, el Contratista cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha Área Contractual como se muestra en la Figura 19.

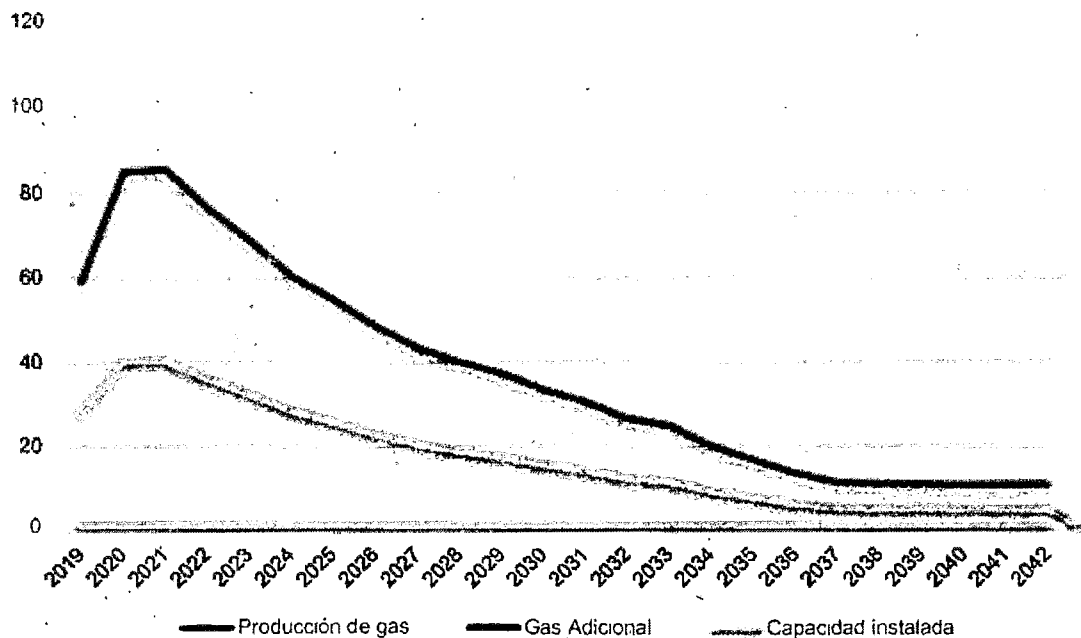


Figura 19. Capacidad instalada presente y futuro vs perfil de producción de gas.
(Fuente Contratista)

- b) El cronograma para el inicio de operación de las instalaciones y los programas de mantenimiento anuales;



- Este punto es solventado por el Contratista en la información presentada en el Plan.
- c) Plan de contingencia operativa que les permita a los Operadores Petroleros, en casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado;
- Este punto es solventado por el Contratista en la información presentada en el Plan.
- d) El programa de paros programados, libranzas y mantenimiento a equipos críticos para el Aprovechamiento;
- Este punto es solventado por el Contratista en la información presentada en el Plan.

Como acciones a realizar para incrementar el aprovechamiento de gas en el Área Contractual el Contratista considera el mantenimiento preventivo y predictivo a los equipos que manejan el gas Tabla 22 para incrementar la confiabilidad de estos y el manejo de pozos.

g) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

Actualmente el Area Contractual tiene produccion de hidrocarburos proveniente del yacimiento Terciario de las Formaciones Mioceno-Plioceno.

- Alternativas de desarrollo evaluadas

Con el objetivo de proponer la mejor alternativa para la propuesta de Plan de Desarrollo, el Contratista analizó dos alternativas que se describen en la Tabla 22.

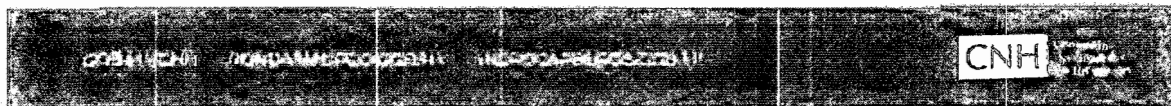
Perforación y terminación de pozos de desarrollo	10	0
Intervenciones mayores a pozos	552	552
Intervenciones menores a pozos	997	997
Produccion		
Aceite (MMb)	43.9	39.3
Gas (MMMpc)	153.7	137.4
Gastos de operación (MMUSD)	466	400.2
Inversiones (MMUSD)	171.5	128.9
Indicadores económicos		
VPN AI (MMUSD)	835.9	771
VPN DI (MMUSD)	573.4	530.3
VPI (MMUSD)	74.3	37.2
VPN/VPI AI	11.2	20.7
VPN/VPI DI	7.7	14.2

* 8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación de presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional.
Paridad 19.0 pesos/dólar
Las cifras pueden variar por redondeo.

Tabla 22. Descripción de las alternativas evaluadas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Derivado del análisis técnico-económico realizado, el Contratista manifiesta que la Alternativa 1 ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión, ya que se obtiene un VPN después de impuestos de 573.4 mmusd, con un volumen a extraer de 43.9 mmb de aceite y 153.7 mmmpc de gas, con una inversión de 171.5 mmusd y un VPN/VPI después de impuestos de 7.7.

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO'2018



h) Comparativo del Campo Ogarrio a nivel internacional

Con el objeto de poder comparar el esquema de desarrollo, así como de determinar si el Contratista propone un Plan de Desarrollo procurando la maximización del factor de recuperación, la Comisión realizó una comparación de los factores de recuperación con campos nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las del campo Ogarrio. Cabe señalar que todos los campos seleccionados se encuentran ubicados en tierra.

En la Tabla 23 se muestran las características y propiedades utilizadas para la selección de los campos análogos:

Ubicación	Terrestre	Terrestre
Tipo de fluido	Productor de Aceite y gas	Productor de Aceite y gas
Densidad (°API)	35 - 42 °API	37 - 39 °API
Edad geológica	Terciario	Terciario
Litología	Areniscas	Areniscas

Tabla 23 Criterios de selección del análogo y características del Campo Ogarrio.
(Fuente: Comisión)

A continuación, en la Tabla 24 se presenta un resumen los campos utilizados en la comparación con sus respectivas características y propiedades.

Campo	Litología	Tipo de fluido	Densidad (°API)	Tipo de Bombeo	Características y propiedades	Pruebas piloto de inyección de agua
Ogarrio	Areniscas	Aceite Ligero	37 - 39	Bombeo Neumático	Expansión roca-fluidos/Gas disuelto liberado	Prueba piloto de inyección de agua
Algo	Areniscas	Aceite Extra-Ligero	41	Bombeo Neumático	Expansión capa de gas/Gas disuelto Acuífero moderado	Inyección de agua
Lisama	Areniscas	Aceite Ligero	35	Bombeo Mecánico	Gas disuelto Acuífero débil/expansión de la capa de gas	Inyección de continua de agua
Makmur	Areniscas	Aceite Extra-Ligero	42	Bombeo Neumático	Acuífero moderado Gas disuelto	Inyección de continua de agua
Niigata	Areniscas	Aceite Ligero	39		Expansión gas	
North Coles Levee	Areniscas	Aceite Ligero	40	Bombeo Neumático Bombeo Mecánico	Gas disuelto	Inyección de continua de agua Inyección de gas hidrocarburo Reciclaje de gas
Sirikit	Areniscas	Aceite Ligero	40		Expansión de la capa de gas Gas disuelto/expansión de la capa de gas Acuífero débil	Inyección de continua de agua

Tabla 24 Campos análogos y sus características.
(Fuente: Comisión)

Una vez analizados los campos análogos del campo Ogarrio, se concluye que de acuerdo con el factor de recuperación del campo Ogarrio de aceite de 21.8%, el desarrollo del campo llevado a cabo por el Contratista está en línea con las prácticas internacionales y es económicamente viable

[Handwritten signatures and initials]
FTR
37



De la Figura 20 es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo ligero (37 – 39°API), en Areniscas.

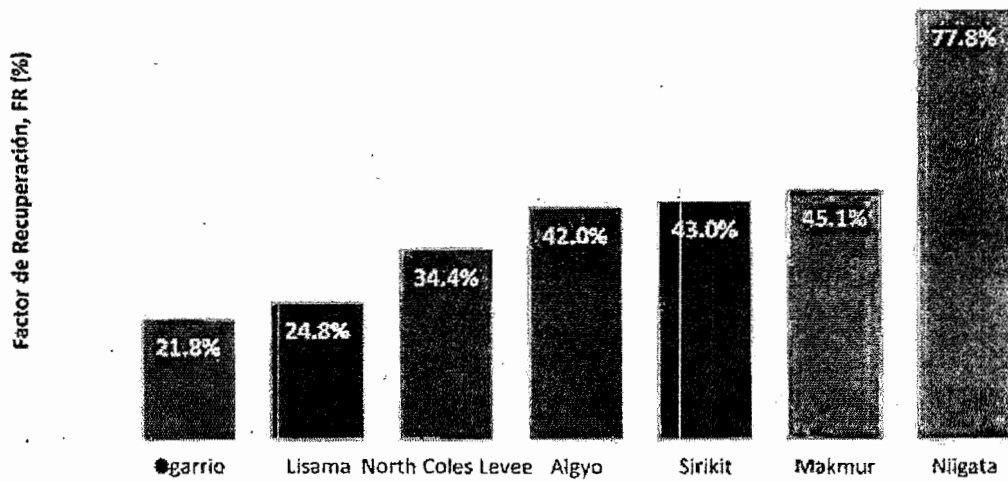


Figura 20. Comparativa de factores de recuperación de aceite proyectados.
(Fuente: Comisión con base de datos técnica-económica)

Respecto a a comparación nacional, se seleccionaron campos terrestres vecinos del campo de Ogarrio. Al igual que la comparación de campos internacionales, se hizo una comparativa de los factores de recuperación de aceite, como se puede apreciar en la Figura 21.

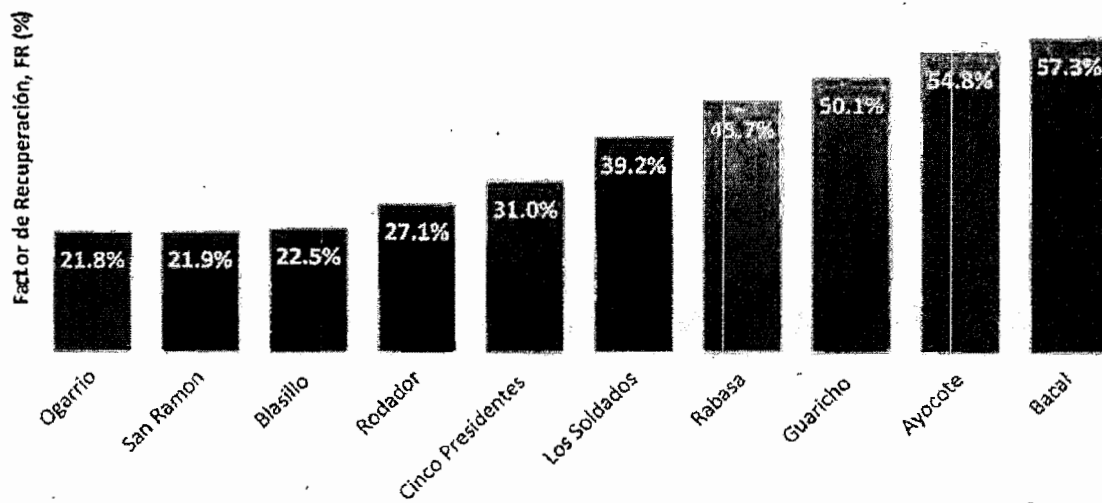


Figura 21. Factores de recuperacion de aceite de campos vecinos del campo Ogarrio
(Fuente: Comisión con base de datos técnica-económica)

Asimismo, de la Figura 21 es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo ligero y super ligero, y campos terrestres.

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para la Área Contractual resulta acorde con otros campos similares a nivel internacional como es el caso de los campos Lisama (Colombia), North Coles Levee (Estados Unidos de América), Algyo (Hungría), y a nivel nacional los que se visualizan en la Figura 20.

Derivado de los análisis realizados, se recomienda al Contratista acelerar las actividades para actualizar el modelo estático del yacimiento, así como los estudios y pruebas de laboratorio que permita diseñar pruebas piloto, con el objetivo de seleccionar e implementar el método de recuperación adicional al primario, y así asegurar el mantenimiento de presión del yacimiento, ya que se observa que los campos análogos utilizan métodos de recuperación secundaria, como la inyección de agua y/o inyección de gas para incrementar el factor de recuperación.

i) Evaluación Económica

Conforme lo establecido en el artículo 11 de los Lineamientos así como en los numerales 1.6.3 y 1.6.7, Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, Sección 2 del Anexo II de los citados Lineamientos: los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos del Contrato y entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos o campos en condiciones económicamente viables, y la selección de las mejores prácticas de la industria.

Con base en ello, la Comisión elaboró el análisis económico correspondiente al Plan propuesto, cuyos resultados se presentan a continuación y que considera los siguientes conceptos:

- a) Descripción del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera,
- b) Distribución de los Costos por Subactividad Petrolera;
- c) Resultados del análisis económico del Plan Propuesto,
- d) Análisis de sensibilidad de los principales indicadores económicos respecto de variaciones en la producción, precios y costos; y
- e) Opinión.

De esta manera, se da cumplimiento al mandato legal establecido:

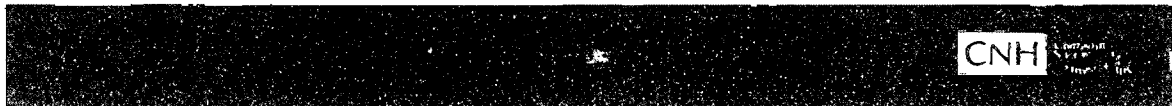
a) Descripción del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera

El Programa de Inversiones es consistente con la información del Plan de Desarrollo y fue presentado de conformidad con el catálogo 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, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos de la SHCP).

Acorde a lo manifestado por el Contratista, el monto para llevar a cabo la totalidad de las actividades del Plan de Desarrollo es de USD¹ \$637,523,397², mismos que se distribuyen conforme a la Figura 22.

¹ Dólares de los Estados Unidos
² Dicho monto de USD \$637,523,397 no incluye los costos asociados al Plan Provisional (USD \$38,302,894)
Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4.0GARRI

[Handwritten signatures and initials]
777
FTR
J



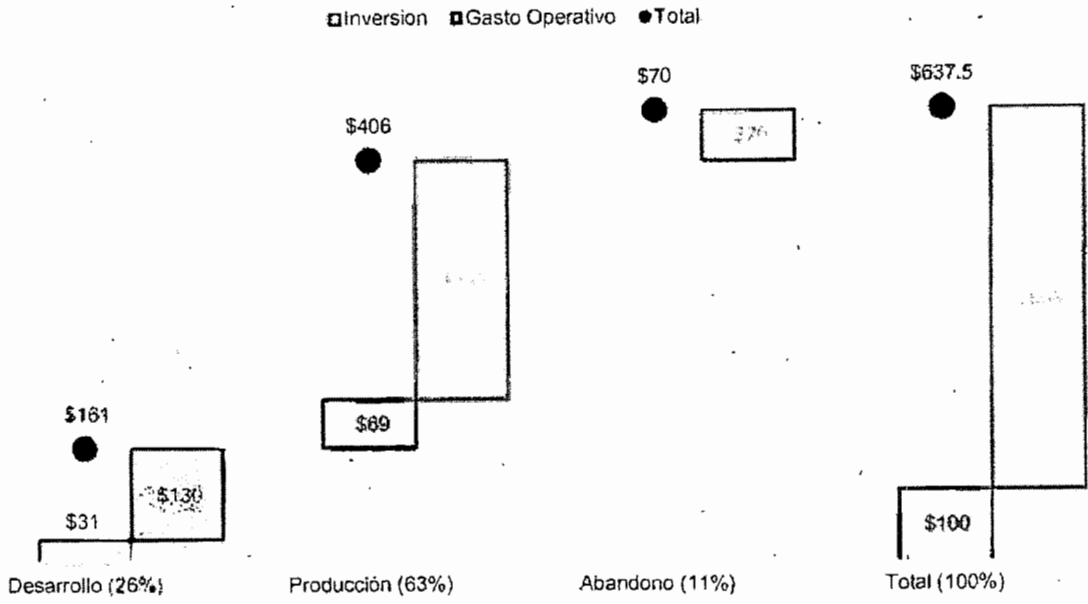


Figura 22 Distribución del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera (Montos en MMUSD³ - Total: USD \$637.5 MM²). (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

	2020 ^a	2021 ^a	2022 ^a			
Desarrollo	17.79	24.02	4.92	8.13	7.33	7.32
Producción	45.83	25.14	18.88	16.01	17.42	17.82
Abandono ^c	-	-	-	-	-	-
Total^a (MMUSD)	49.2	23.8	23.6	24.1	24.7	25.1
Desarrollo	8.12	9.72	10.52	12.12	13.32	12.23
Producción	17.51	16.65	17.02	17.52	17.07	16.44
Abandono ^c	-	-	-	-	-	-
Total (MMUSD)	25.6	26.4	27.5	29.6	30.4	28.7
Desarrollo	8.13	4.93	1.00	0.40	-	-
Producción	16.01	15.43	14.58	15.28	13.79	12.70
Abandono ^c	-	-	-	-	-	-
Total^a (MMUSD)	24.1	20.4	17.6	15.7	13.8	12.7

Actividad Petrolera						
Desarrollo						160.9
Producción	11.59	11.13	10.88	10.25		406.3
Abandono ^c						70.3
Total^a (MMUSD)	11.6	11.1	10.9	10.2		637.5

- a) Los totales pueden no coincidir por redondeo
- b) Montos aprobados como parte del Plan Provisional.
- c) Montos Asociados al Plan de Desarrollo.
- d) No incluye los montos referidos en el inciso b) anterior (montos aprobados como parte del Plan Provisional).
- e) Los montos anuales que corresponden a la aportación al Fideicomiso de Abandono, deberán ser determinados de conformidad con la cláusula 16.4 del Contrato, toda vez que no son materia de aprobación del presente Dictamen.

Tabla 25: Distribución del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera (Montos en MMUSD) (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

b) Distribución de los costos por Subactividad Petrolera

Como se describió con anterioridad, el Contratista estimó un monto de USD \$637.5 MM para llevar a cabo la totalidad de las actividades del Plan de Desarrollo. De este monto USD \$160.9 MM corresponden a

Millones de dólares de los Estados Unidos. Los totales pueden no coincidir por redondeo.
² Millones

Handwritten signatures and initials, including "777", "FR", and "40".

Desarrollo, USD \$406.3 MM a Producción, y USD \$70.3 MM a Abandono. Dichos montos pueden ser desagregados por Subactividad Petrolera, conforme a lo siguiente:

(i) Distribución de los costos por Subactividad Petrolera: Desarrollo

Como parte de la Actividad Petrolera Desarrollo, el Contratista propone realizar actividades asociadas con las Subactividades Petroleras: Perforación de Pozos e Intervención a Pozos. El monto asociado por Subactividad se distribuye conforme a la Figura 23 y Tabla 26.

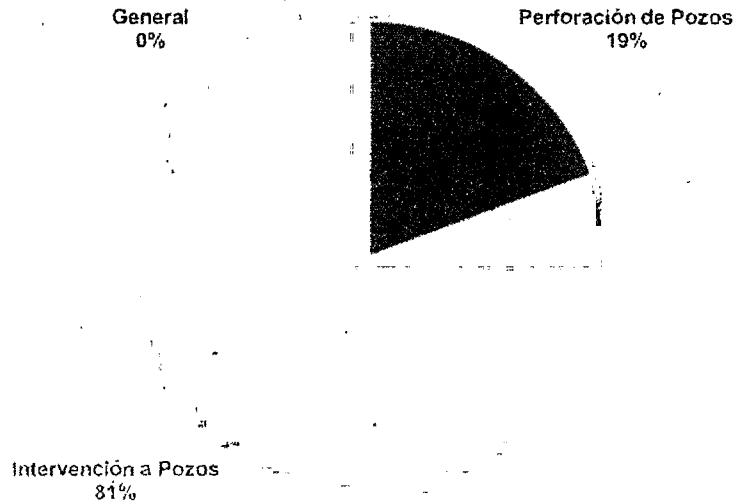


Figura 23. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera: Desarrollo (\$160.9 MMUSD)
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Actividad	Subactividad	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
Desarrollo	General	1.39	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	-	12.46	18.69	-	-	-	-
	Intervención a Pozos	-	5.33	5.33	4.92	6.13	7.33	7.32
	Total (MMUSD)	1.4	17.8	24.0	4.9	6.1	7.3	7.3

Actividad	Subactividad	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
Desarrollo	General	-	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	-	-	-	-	-	-	-
	Intervención a Pozos	8.12	9.72	10.52	12.12	13.32	12.23	11.94
	Total (MMUSD)	8.1	9.7	10.5	12.1	13.3	12.2	11.9

Actividad	Subactividad	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	Total (MMUSD)
Desarrollo	General	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	-	-	-	-	31.16
	Intervención a Pozos	8.13	4.93	2.00	0.40	129.75
	Total (MMUSD)	8.1	4.9	2.0	0.4	160.9

a) Los totales pueden no coincidir por redondeo.
 b) Montos aprobados como parte del Plan Provisional.
 c) Montos Asociados al Plan de Desarrollo.
 d) No incluye los montos referidos en el inciso b) anterior (montos aprobados como parte del Plan Provisional)

Tabla 26: Distribución del Programa de Inversiones por Subactividad Petrolera: Desarrollo.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

(ii) Distribución de los costos por Subactividad Petrolera: Producción

Como parte de la Actividad Petrolera Producción, el Contratista propone realizar actividades asociadas con las Subactividades Petroleras: General, Pruebas de Producción, Construcción de Instalaciones

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO/2018

Handwritten signatures and initials, including "777", "M", "FTR", and a large signature.

Intervención de Pozos, y Operación de Instalaciones de Producción. El monto asociado por Subactividad se distribuye conforme a la Figura 24 y Tabla 27.

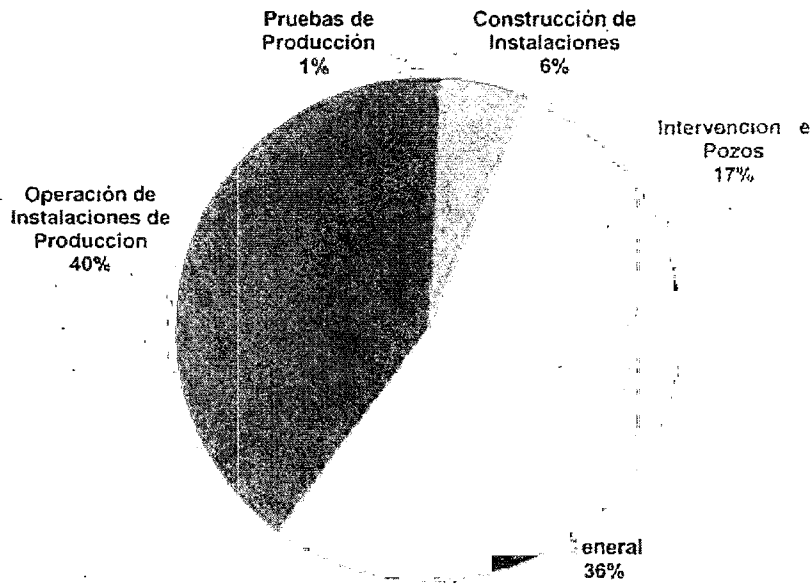


Figura 24 Distribución del Programa de inversiones por Sub-actividad Petrolera: Producción (\$406.3 MMUSD).
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Actividad	Sub-actividad petrolera	2018-2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Producción	General	8.30	12.65	7.21	6.50	6.16	5.88	5.80
	Pruebas de Producción	0.74	0.11	0.43	-	-	-	-
	Otras Ingenierías	0.30	-	-	-	-	-	-
	Construcción de Instalaciones	-	17.66	5.33	-	-	-	-
	Intervención de Pozos	12.71	5.19	5.25	5.38	3.98	3.92	4.17
	Operación de Instalaciones de Producción	8.65	7.51	6.92	7.00	7.31	7.62	7.85
	Ductos	4.43	-	-	-	-	-	-
	Seguridad Salud y Medio Ambiente	0.80	-	-	-	-	-	-
	Total *(MMUSD)	36.9	45.8	25.1	18.9	17.5	17.4	17.8

Actividad	Sub-actividad petrolera	2018-2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Producción	General	8.30	5.73	5.50	5.75	5.73	5.73	5.73
	Pruebas de Producción	-	-	-	-	-	-	-
	Otras Ingenierías	-	-	-	-	-	-	-
	Construcción de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-
	Intervención de Pozos	3.77	2.91	2.79	3.15	3.18	2.72	2.42
	Operación de Instalaciones de Producción	8.00	8.00	8.65	8.65	8.16	8.00	8.63
	Ductos	-	-	-	-	-	-	-
	Seguridad Salud y Medio Ambiente	-	-	-	-	-	-	-
	Total *(MMUSD)	17.5	16.6	17.0	17.5	17.1	16.1	16.1

Handwritten signatures and initials, including "FTR" and "42".

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
General	5.73	5.72	5.73	5.72	5.72	5.72	5.72
Pruebas de Producción							
Otras Ingenierías							
Producción							
Construcción de Instalaciones							
Intervención de Pozos	2.41	2.38	2.96	3.17	2.15	1.51	1.56
Operación de Instalaciones de Producción	7.87	7.33	6.94	6.40	5.93	5.46	4.75
Ductos							
Seguridad, Salud y Medio Ambiente							
Total (MMUSD)	16.0		15.6	16.3	16.1	15.127	12.833

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
General	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
Pruebas de Producción							
Otras Ingenierías							
Producción							
Construcción de Instalaciones							
Intervención de Pozos	1.55	1.56	1.61	1.51	1.51	1.51	1.51
Operación de Instalaciones de Producción	4.32	3.85	3.56	3.02	3.02	3.02	3.02
Ductos							
Seguridad, Salud y Medio Ambiente							
Total (MMUSD)	11.6	11.1	10.9	10.2	10.2	10.2	10.2

a) Los totales pueden no coincidir por redondeo.

b) Montos aprobados como parte del Plan Provisional.

c) Montos Asociados al Plan de Desarrollo.

d) No incluye los montos referidos en el inciso b) anterior (montos aprobados como parte del Plan Provisional).

Tabla 27: Distribución del Programa de Inversiones por Subactividad Petrolera, Producción.

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

(iii) Distribución de los costos por Subactividad Petrolera: Abandono

Como parte de la Actividad Petrolera Abandono, el Contratista propone realizar actividades asociadas con la Subactividad Petrolera: Ejecución del Abandono de Instalaciones de superficie. El monto asociado por Subactividad se distribuye conforme a la Figura 25 y Tabla 28.

Ejecución del Abandono instalaciones de superficie
100%

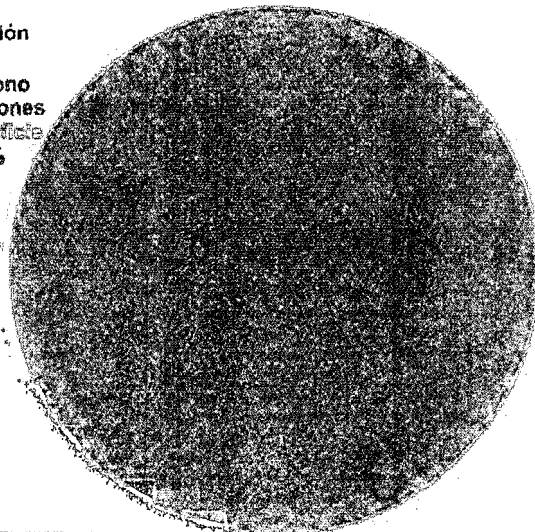


Figura 25. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera: Abandono (\$70.3 MMUSD).
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Abandono	Ejecución del Abandono instalaciones de superficie	70.31
	Total ^a (MMUSD)	70.3

a) Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 28: Distribución del Programa de Inversiones por Subactividad Petrolera Abandono.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

c) Resultados del análisis económico del Plan Propuesto

El análisis económico correspondiente fue realizado por esta Comisión con base en. (i) las premisas en la Tabla 29, (ii) los flujos de costos presentados en la Tabla 25, (iii) el perfil de producción presentado por el Contratista, que en total implica una producción de 43.9 mmb⁵ y 153.7 mmm⁶, y (iv) el régimen fiscal aplicable al Contrato.

Precio del crudo	\$60 USD/barril	Se asume constante a lo largo de la vida del Proyecto
Precio del gas ⁷	\$5.72 USD/MBTU ⁸	Se asume constante a lo largo de la vida del Proyecto
Valor de la regalía adicional	13%	Con base en lo establecido en el Contrato
Bono a la firma	\$213.9 MMUSD	
Tipo de cambio	19 MXN ⁹ /USD	Se asume constante a lo largo de la vida del Proyecto

Tabla 29: Premisas empleadas para la evaluación económica del Plan de Desarrollo.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Con base en la información descrita con anterioridad, se obtienen los indicadores económicos presentados en la Tabla 30, de los cuales se observa que el proyecto tiene características suficientes para que se considere económicamente viable, antes y después de impuestos y pago de contraprestaciones al Estado¹⁰.

VPN @10% ¹¹	1,488 MMUSD	613 MMUSD
VPI @10% ¹²	77.65 MMUSD	77.65 MMUSD
VPNA/PI ¹³	19.16	7.89
RBC ¹⁴	4.73	1.94
THR ¹⁵	indeterminada	65.5%

Tabla 30: Indicadores económicos del proyecto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

d) Análisis de sensibilidad de los principales indicadores económicos respecto de variaciones en la producción, precios y costos

Con base en las premisas y resultados que fueron presentados en el apartado anterior, la Comisión realizó un análisis de sensibilidad respecto a las principales variables económicas del proyecto, en un rango de variación de +50%, independiente para cada variable respecto a las demás. Las variables seleccionadas son: (i) precio del aceite, (ii) precio del gas natural, (iii) Inversiones (CAPEX), (iv) Gastos Operativos (OPEX), (v) producción de aceite, y (vi) producción de gas.

⁵ Millones de barriles
⁶ Miles de millones de pies cúbicos
⁷ De acuerdo con el precio promedio publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI, a enero de 2019
⁸ Millar de BTU (British Thermal Unit)
⁹ Pesos Mexicanos
¹⁰ Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta: Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos - Valor Presente Neto evaluado a una tasa de descuento del 10%
¹¹ Valor Presente de las Inversiones evaluado a una tasa de descuento del 10%
¹² Eficiencia de la Inversión
¹³ Relación Beneficio-Costo
¹⁴ Tasa Interna de Retorno



Handwritten signatures and initials:
 Y
 777
 X
 FTR
 44

Dicho análisis de sensibilidad fue ejecutado antes y después de impuestos, y los resultados de muestran en la Figura 26, y Figura 27, respectivamente.

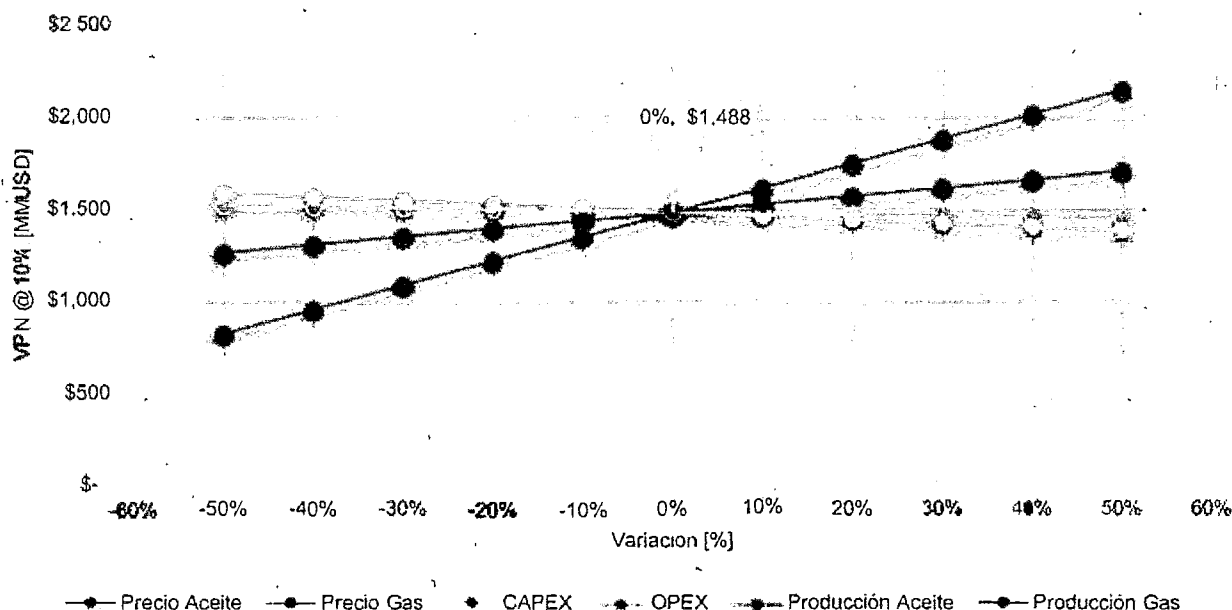


Figura 26. Análisis de sensibilidad del VPN respecto a variables económicas seleccionadas. Antes de Impuestos y Contraprestaciones al Estado.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

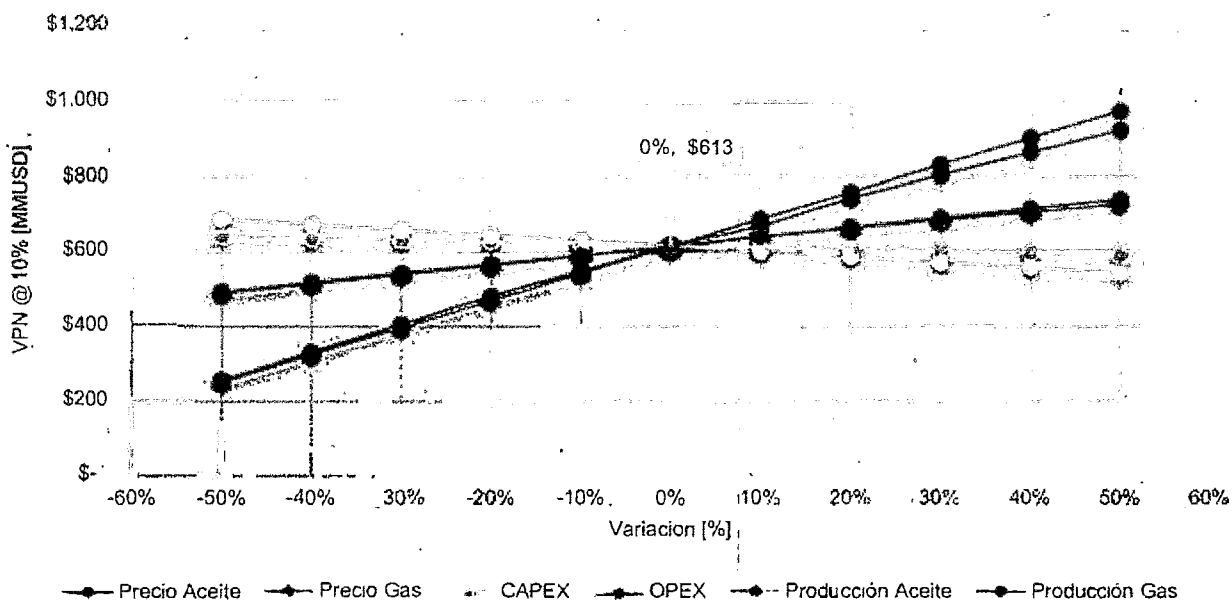


Figura 27. Análisis de sensibilidad del VPN, respecto a variables económicas seleccionadas. Después de Impuestos y Contraprestaciones al Estado.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Del análisis anterior se observa que en ambos casos (antes y después de impuestos y pago de Contraprestaciones al Estado), la variable que más impacta el VPN del proyecto es la producción de aceite; y en el caso específico del análisis después de impuestos, la segunda y tercera variable de mayor relevancia es el precio del aceite y la producción de gas.

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO/2018

Handwritten signatures and initials, including 'FTR' and the number '45'.

Es importante resaltar el hecho de que, aun con una variación de -50% sobre la variable de mayor impacto (producción de aceite) en el VPN después de impuestos, el proyecto mantiene la viabilidad económica.

j) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

El Area Contractual Ogarrio correspondiente al Área Contractual 4, está localizado geográficamente en Huimanguillo Tabasco, a 90 km aproximadamente al este de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, a 100 km aproximadamente al oeste de la Ciudad de Villahermosa Tabasco, el área del Contrato abarca 155.99 km2.

Derivado de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A4 OGARRIO/2017 del Campo Ogarrio y de conformidad con lo establecido en los artículos 42 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los 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.

Los Puntos de Medición en donde se realizará la medición de los hidrocarburos producidos en el Campo Ogarrio, son propuestos por el Contratista en dos Fases o Etapas durante la vigencia del programa de Desarrollo, en la primera Etapa, para el caso del Petróleo y el Gas, el Contratista manifestó continuar con la medición mediante los Puntos de Medición Provisionales aprobados mediante la resolución CNH.E.11.004/18, durante el periodo de marzo de 2019 a agosto de 2019, periodo contenido dentro del Plan de Desarrollo.

Durante la segunda fase, manifestó implementarse infraestructura para mejoras de la medición llevándose a cabo en el periodo de septiembre de 2019 en adelante, entrarán en vigor los Puntos de Medición propuestos en los Acuerdos de Puntos de Medición Compartidos para Petróleo y Gas, siendo estos, para el caso del petróleo La Planta Deshidratadora La Venta, con sistemas de medición ultrasónico TAG PA-900. Mientras que, para el Gas será el Centro Procesador de Gas La Venta, con sistemas de medición tipo Placa de Orificio TAG PA-2015.

El Contratista presento varios programas calendarizados con fechas compromiso de acuerdo a las actividades que se encuentran programadas como parte del Programa de Desarrollo y en el que hace hincapié en el cumplimiento de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual. Acordes a la instalacion de infraestructura para el manejo de la producción de los hidrocarburos en las Fases anteriormente señaladas.

Por lo anteriormente expuesto, el Contratista presento la propuesta del manejo y medicion de los hidrocarburos desde el pozo hasta los Puntos de Medición propuestos de acuerdo a las Fases propuestas y la programación presentada.

Por lo que derivado de lo anterior el Contratista realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo y Gas Natural del Área Contractual:

- **Medición de Petróleo**

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Petróleo el Contratista propone como medición en la primera Etapa, continuar midiendo con los Puntos de Medición Provisionales aprobados mediante resolución CNH.E 11 004/18 durante un periodo propuesto de 5 meses, marzo de 2019-a agosto de 2019, mediante la medición de fluido en Tanques Verticales ubicados en las Baterías de Separación Ogarrio



[Handwritten signatures and initials]
777
X
FTR
46
[Signature]

(TV-4 y TV-5) y Ogarrio 5 (TV-1). Siendo los Sistemas anteriormente señalados los que estaran operando para la Etapa I bajo el esquema de Sistemas de Medición del tipo Fiscal. Mientras que para la medición de referencia serán utilizados los sistemas tipo Coriolis MRA-APCP-PDLV-03 y MRA-APCP-PDLV-05 ubicados en la caseta de medición dentro de la Planta Deshidratadora La Venta (PDLV en adelante), medición llevada a cabo durante la Etapa I.

Para la segunda Etapa, periodo de septiembre de 2019 en adelante, el sistema de Medición propuesto para la medición fiscal será el sistema MTCA-APCP-PDLV (PA-900) ubicado a la salida de la Planta Deshidratadora La Venta; el Contratista manifestó que, para la medición de referencia de los líquidos a partir del 1 de septiembre de 2019, la medición se llevará a cabo en los sistemas electrónicos de medición dinámica tipo Coriolis (propuestos en su Programa de actividades) instalados aguas abajo de las bombas en las Baterías de Separación Ogarrio 2 y Ogarrio 5 para su envío a la PDLV.

La medición operacional de los líquidos, actualmente se lleva a cabo, en las Baterías de Separación Ogarrio 2 y 5, mediante pruebas de producción general mismas que funcionan como mecanismo para determinar el volumen de producción de petróleo.

- **Medición Gas Natural**

Para el manejo medición y determinación de la calidad del Gas Natural el Contratista propone como medición en la primera Etapa continuar midiendo con los Puntos de Medición Provisional aprobados mediante resolución CNH-E.11.002/18 durante un periodo propuesto de 5 meses, marzo de 2019 a agosto de 2019, mediante la medición del gas en las descargas de los Rectificadores Verticales RVGBP en la Batería de Separación Ogarrio 2 y en las descargas de los rectificadores verticales de grupo TAG RVG1, RVG2, RVGBP3 y RVGBP4 ubicados en la Batería de Separación Ogarrio 5. Siendo los Sistemas anteriormente señalados los que estaran operando para la Etapa I bajo el esquema de Sistemas de Medición del tipo Fiscal.

Para la segunda Etapa, periodo de septiembre de 2019 en adelante, el sistema de Medición propuesto para la medición fiscal estará ubicado a la salida del Complejo Procesador de Gas La Venta TAG MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015, mediante sistema de presión diferencial de Placa de Orificio.

Actualmente en las Baterías de Separación Ogarrio 2 y 5, se realiza el manejo y proceso de la producción del Área Contractual Ogarrio y a través de la separación primaria, la fase gaseosa se separa de la fase líquida y fluye a rectificación donde es medido mediante sistemas de medición de presión diferencial tipo cónico para su posterior envío a la Estación de Compresión Ogarrio (ECO en adelante); la ECO se encarga de comprimir el gas, realizándose una medición de tipo transferencia mediante medidores de presión diferencial con Placa de Orificio, para su posterior envío en un porcentaje a la Red de Bombeo Neumático del Campo Ogarrio, otro porcentaje es enviado al Complejo Procesador de Gas La Venta para su acondicionamiento, medición y comercialización.

- **Medición de Condensado**

Para el manejo de los Condensados, el Contratista no considera la medición de condensados ya que en el Área Contractual no se separan los condensados para comercializarlos como producto propio. Los condensados que se separan en el transcurso del proceso se regresan a la mezcla de aceite y agua, el siguiente esquema ilustra el manejo



Handwritten signatures and initials, including the number 777 and 47.

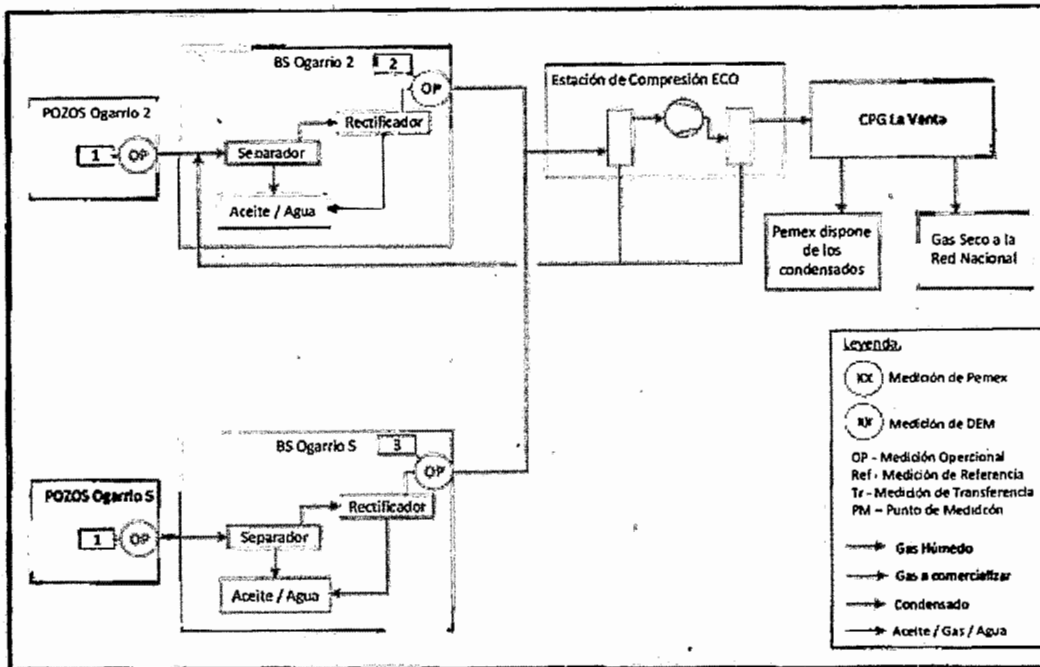


Figura 28. Balance y manejo de Condensados.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Las corrientes de condensados aparecen en el proceso de separación en los rectificadores de las Baterías de Separación Ogarrio 2 y 5 y en las separaciones del proceso de compresión en la Estación de Compresión Ogarrio. Ambas corrientes regresan a las baterías y se mezclan con las corrientes de aceite y agua.

PEP dispone del condensado que se separa durante el proceso que se lleva a cabo en el CPG La Venta. Hoy en día este condensado se envía a la Batería de Separación Ogarrio 2 con el mismo concepto del envío de los condensados de la Estación de Compresión Ogarrio. El condensado de La Venta se compone de líquidos de varios campos que aportan su producción al CPG La Venta. PEP tiene programado desviar la producción de los condensados antes del 1 de septiembre de 2019 (inicio del nuevo mecanismo de medición). La determinación de volúmenes de condensados es a través de la norma API MPMS 14.5 con base en las cromatografías y mediciones de caudal de gas.

• Medición de Agua

Para la medición del agua a boca de pozo, dentro de las Baterías de Separación Ogarrio 2 y 5, ambas tienen un separador trifásico a la llegada de las corrientes, el cual cuenta con un medidor tipo Coriolis para la medición de aceite, un medidor tipo Coriolis para la medición del agua y un medidor tipo Placa de Orificio para la medición de gas.

Se tiene programado que una vez por semana se realiza una prueba de producción en las Baterías de Separación Ogarrio 2 y Ogarrio 5 para determinar la producción bruta y neta, midiendo el corte de agua. Durante la prueba de producción se alinean todos los pozos que aportan por mínimo 6 horas a las baterías a un tanque de almacenamiento en cada Batería de Separación. Se mide el nivel de tanque al inicio y al final de la prueba de producción para determinar la producción bruta. Al inicio y al final de la prueba se perfilan los tanques, que consiste en la toma de muestras cada 50 cm y de las cuales se determina el corte de agua en un laboratorio. Con los cortes de agua determinados se calcula la producción neta recibida en el tanque durante la prueba de producción.

a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Nombre del signatario o Contratista: **Deutsche Energie**
 No. de Contrato o Asignación: **CNH-A4-OGARRIO2018**
 Tipo de Plan: **Plan de Desarrollo**

Ítem	Descripción de la actividad	Criterios de Evaluación	Indicadores de Medición	Evaluación
2	Propuesta de mano de obra de los hidrocarburos desde poco hasta 1 F.M.	L.T.M.H.	Definición y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Se aprobó la propuesta de mano de obra de los hidrocarburos desde poco hasta 1 F.M. en el mes de agosto de 2018.
3	Política de medición	Política de medición	Definición de la política de medición de los L.T.M.H.	Se aprobó la política de medición de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
4	Programa de medición	Programa de medición	Definición del programa de medición de los L.T.M.H.	Se aprobó el programa de medición de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
5	Medición	Medición	Definición de los métodos de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H.	Se aprobó el método de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
6	Medición IV	Medición IV	Definición de los métodos de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H.	Se aprobó el método de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
7	Medición V	Medición V	Definición de los métodos de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H.	Se aprobó el método de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
8	Medición VI	Medición VI	Definición de los métodos de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H.	Se aprobó el método de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
9	Medición VII	Medición VII	Definición de los métodos de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H.	Se aprobó el método de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
10	Medición VIII	Medición VIII	Definición de los métodos de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H.	Se aprobó el método de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.
11	Medición IX	Medición IX	Definición de los métodos de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H.	Se aprobó el método de medición de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición operacional, selección y de ser necesario instalación de los L.T.M.H. en el mes de agosto de 2018.

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4-OGARRIO 2018

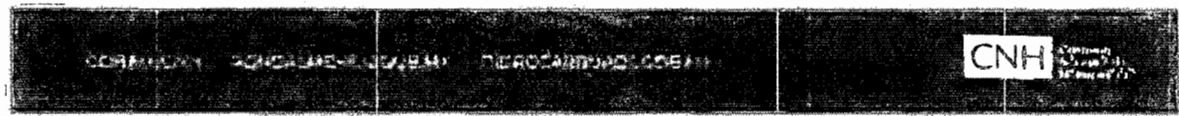
Handwritten signatures and notes, including the number 777 and initials.

Mediciones de hidrocarburos establecidas en los LTMMH.		Sistema de medición indicando la frecuencia de los eventos de calibración y mantenimiento desde 2019 hasta 2042 para los Sistemas de Medición.			
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	El contratista presenta un programa de implementación de la bitácora de registro dividido en tres fases, Fase I referida a la estructura conceptual y una vez que se tenga la conceptualización ejecutará la Fase II que consistirá en su diseño y configuración. La implementación y la capacitación del personal para el uso correcto serán ejecutadas en una Fase III.	Sin observación
42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento artículo 59	Si	Se presenta un programa de diagnósticos para los sistemas de medición correspondientes al año 2019, información ubicada en el apartado III.2.4.1.1	Sin observación
14, fracción XII	Peritajes técnicos	Se tendrán que incluir cualificados reconocimientos, evaluados que demuestren que las competencias son equivalentes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el currículum y CV del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Se presentó un programa para la capacitación del responsable involucrado en la medición de hidrocarburos por parte del operador. Presenta las competencias técnicas de una persona, argumentando que el personal oficial responsable será capacitado en los siguientes meses para poder cumplir así la información.	En la información presentada se identifica que los conocimientos son básicos pero acorde a la medición, por lo que el contratista presenta un programa de capacitación para la mejora de los conocimientos.
15, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Artículo 26 fracciones I, II y III, artículos 10, 20, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	SIN	Presenta un programa y unas fórmulas para calidad, control de errores y porcentaje de calificación de especificación para el desarrollo de indicadores de desempeño los cuales darán cumplimiento a lo establecido en los LTMMH.	Sin observación
42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 59 incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto	Si	El contratista presenta un documento donde se designa al responsable oficial y sus datos generales información ubicada en los anexos	Señala necesario que el contratista demuestre que el responsable cumple con las facultades para comprometer al operador puntuario
17	De las derivaciones	En el Punto de Medición en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verifique en diagramas.	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se observa ninguna derivación dentro del área de los sistemas de medición.	
18, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemáticos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	El contratista presenta diagrama de la telemetría existente en el área contractual la cual argumenta el contratista que está apoyada al artículo 19 apartado III, artículo 44 apartado I y fracción IV inciso d de los Lineamientos Técnicos información ubicada en la página 337 del documento PDF.	Si es necesario que el contratista demuestre que se tiene todo el respaldo de infraestructura para llevar a cabo la transmisión de los datos o en su caso implementar un programa de instalación. Esto podrá ser verificado mediante los reportes que acompañen a la entrega de los volúmenes una vez que se entre en operación la segunda etapa de medición.
19, fracción IV		El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se ajuste a lo requerido en el Punto de Medición en los límites de la establecida en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	De acuerdo a la información presentada el contratista para la segunda etapa de medición en la instalación de los sistemas de medición, se dará cumplimiento a los parámetros de calidad establecidos en los LTMMH.	Sin observación
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 resguardar la información.	Si	De acuerdo a la información presentada los sistemas de flujo con redundancia tienen y están en operación, flujo de flujo de los datos aplicables para este elemento técnico	Sin observación
21	De las generalidades	Los requerimientos de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metroológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Se presenta solo evidencia de la trazabilidad de los instrumentos a utilizar en la medición estática, sin embargo, de acuerdo a lo manifestado y presentado por el contratista se tiene el programa de calibraciones para contar con esta trazabilidad, información ubicada en los anexos.	Cabe resaltar que esta trazabilidad se realizará a través de terceros acreditados.
22	patrones de referencia tipo balanceo en el Punto de Medición	Los Patrones de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condicionados deberán estar diseñados con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	No	De acuerdo a la información presentada, no se identifica que actualmente se cuente con un patrón de referencia en sitio.	Cabe resaltar que la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados y sus patrones.
23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del modelo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balanceo del área.	Si	De acuerdo a la información presentada el agua será medida una vez se haya iniciado la medición en la etapa de medición operacional en modo automático por medio de pruebas de protección general.	Se deberá cumplir y dar cumplimiento al artículo 23 de los LTMMH.
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 para realizar medición multifásica	
25	VI.9 Anexo I guía de pruebas Medición en pruebas de pozo	Presentar la descripción técnica de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, instrumento asociado, y calidad de los hidrocarburos, además la ubicación en la que se entregará al comercializador los hidrocarburos	No	Medición individual de pozos, se ejecuta con un programa mensual de medición utilizando los separadores de prueba (líquidos y gaseosos) de donde la corriente separada de los líquidos se dirige a los tanques TM-1 y TM-2 de 500 pies con un tiempo mínimo de 6 hrs. La cualificación del volumen bruto se hace con cinta métrica y el resultado se extrapola a 24 hrs. El punto de agua se determina a través de la interfase en el tanque medido con pasta reactiva con cinta métrica y mediante el muestreo discontinuo del pozo, registrándose el muestreo en laboratorio	Sin observación

Tabla 31: Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual Ogarrío, la Dirección General de Medición manifiesta que, el Contratista presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con los establecido en los LTMMH, además que

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO, 2018



777

Handwritten signatures and initials, including 'FTR' and 'J'.

conformidad con el artículo 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Producción y Balances

Para la primera etapa, el procedimiento de balance volumétrico presentado por el Contratista Petrolero se considera consistente con la filosofía de operación que se lleva a cabo en el Área Contractual. Se consideran las mediciones físicas realizadas con un separador móvil a boca de pozo y en las Bateria de Separación Ogarrio 2 y 5, mismas que, actualmente fungen como Puntos de Medición provisionales. La medición se realizará al amparo de un acuerdo de medición realizado con PEP para determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos entregados en el Punto de Medición de la primera etapa.

Para la segunda etapa se propone como Punto de Medición para líquido la Planta Deshidratadora La Venta, la Estación de Compresión Ogarrio como medición de transferencia del gas y el Centro Procesador de Gas La Venta como Punto de Medición para gas. En el procedimiento de balance para esta etapa, el Contratista manifiesta que, en los Puntos de Medición propuestos se determinará los volúmenes y calidades del petróleo y gas del Área Contractual, así como la asignación de dichos volúmenes, sin embargo, no se considera cómo se determinará la calidad en la mezcla de hidrocarburos en el Punto de Medición, derivado que confluyen en conjunto con otras Áreas y Asignaciones a los mismos puntos y la corriente en los puntos será de diferente calidad a la entregada por el Área Contractual

Por lo anterior, se requiere que previo al inicio de la segunda etapa se entregue una metodología o acuerdo de cómo se determinará la calidad en los Puntos de Medición y el volumen equivalente resultado de la afectación positiva o negativa a volumen producido por el Area Contractual derivado del efecto de la calidad, tanto de gas como de petróleo.

Así también, se clarifica que el cálculo del estándar API 14.5 sólo aplica para el cálculo de condensados teóricos en el Punto de Medición de gas cuando este contiene pentános y otros hidrocarburos más pesados que se encuentren en estado gaseoso por lo que se deberá de considerar en el procedimiento de balance para la etapa 2, cómo se cuantificarán y participarán los condensados que se separan durante el proceso que se lleva a cabo en el CPG La Venta que hoy en día se envían a la BS Ogarrio 2:

El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos 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 los procedimientos para la determinación del volumen producido.

La información del balance y producción deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

b. 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 250.0073/2019 de fecha 27 de febrero de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-019 con fecha del 1 de marzo de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista para el Área Contractual Ogarrio, manifestando que esta opinión tiene las siguientes consideraciones, toda vez que el Contratista prevé dos etapas dentro de la propuesta del Plan, una denominada etapa de acondicionamiento infraestructura y otra denominada etapa futura:

1. De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos;
2. Observar lo establecido en el 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,
3. De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, 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 1, V y VI 1, del artículo 47 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, y
5. Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera 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 Contratista 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.

k) Comercialización de Hidrocarburos

Conforme a la información presentada por el Contratista en la solicitud del Plan relacionada con Comercialización de Hidrocarburos, después de revisar y analizar dicha información por parte de la Comisión se determinó que el Contratista propone enviar la Producción de hidrocarburos del Área Contractual CNH-A4. OGARRIO/2018 Campo Ogarrío a través de las líneas de descarga hasta las baterías de separación Ogarrío 2 y Ogarrío 5 para ser separadas las fases líquida y gaseosa.

Particularmente el Hidrocarburo gaseoso se hace pasar a través de un rectificador con el fin de retirar partículas de líquido remanente en la corriente para después dirigir la corriente a la Estación de Compresión Ogarrío, a partir de dicho punto el gas producido se puede destinar a la venta o a recircularse mediante Bombeo Neumático. El gas destinado a la venta es enviado al Centro procesador de Gas La Venta.

El Contratista documenta que a través de los procesos y del trayecto del hidrocarburo gaseoso al llegar al punto de venta éste cumple con la normatividad correspondiente para la comercialización.

En lo concerniente al destino de los hidrocarburos líquidos habiendo pasado las Baterías Ogarrío 2 y Ogarrío 5 el petróleo va directamente a la Planta Deshidratadora La Venta y de ahí se dirige la producción al Centro Comercializador de Crudo Páomas.

Cabe mencionar que al ser un contrato bajo la modalidad de licencia las contraprestaciones correspondientes al Estado se pagan en efectivo al Fondo Mexicano del Petróleo, por lo que no existen entregas físicas por concepto de contraprestaciones.

Handwritten signatures and initials, including "FTR" and "52".



l) Abandono

En cumplimiento de la Cláusula 16.1, el Contratista ha establecido en el Plan una sección relacionada con el abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, restauración, remediación, compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable, las condiciones reales del campo determinarán la secuencia de abandono de los pozos de acuerdo con el desempeño del yacimiento

Abandono de pozos

El abandono de los pozos de acuerdo con el plazo contractual de 25 años se realizará en el periodo comprendido de 2023-2042 durante la vigencia del Contrato (Tabla 32). Para los pozos que se abandonaran permanentemente, de manera general sin importar su configuración de Tubería de revestimiento o Liner:

1. Los intervalos abiertos se deberán aislar y sellar
2. Se deberá probar la integridad de la tubería de revestimiento y
3. Se deberá sellar el pozo en la superficie, conforme a lo siguientes mínimos procedimientos.
 - a. Colocar un tapón de superficie que debe tener al menos 60 metros de longitud y la cima será colocada entre 100 y 250 metros debajo del contrapozo.
 - b. Soldar una placa de acero provista de una válvula de alivio en la parte superior del revestimiento de menor diámetro.
 - c. Instalar un Árbol de Válvulas en el Pozo, o
 - d. Sellar con una placa de acero en la brida superior del cabezal del Pozo e instalar una válvula de alivio.

Taponamiento de Pozos	0	0	0	0	15	15	15	13	3	13	13	10	10
Taponamiento de Pozos	10	10	10	12	12	12	12	12	12	10	22	0	251

Tabla 32 Cronograma de abandono.
(Fuente Contratista)

La estimación del presupuesto para llevar a cabo las actividades de Abandono, realizada por el Contratista, resultó en un total 70.31 mmUSD De acuerdo con las Cláusulas 16.3 y 16.4 del Contrato, una vez aprobado el Plan, el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión, denominado Fideicomiso de Abandono (Tabla); el cual tendrá como objetivo tener una reserva para fondear las operaciones de Abandono en el Área Contractual. Las aportaciones anuales que debe hacer el Contratista al fideicomiso deben ser calculadas de acuerdo con la fórmula incluida en la Cláusula 16.4. Cabe resaltar que no es motivo del presente Dictamen Técnico la aprobación de las aportaciones anuales del Fideicomiso de Abandono del Contrato, ya que dicha aportación deberá ser calculada con base en los parámetros que involucra la fórmula establecida en el Contrato. El monto será actualizado por el Contratista de acuerdo con la determinación de utilidad realizada por este

					2.84	2.84	2.84	2.46	2.46	2.46	2.46	1.89	1.89
	1.89	1.89	4.58	4.93	4.93	4.93	4.93	4.93	4.56	5.69		70.31	

Tabla 33. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO/2018

Handwritten signatures and initials, including "FTR" and "777".

(Fuente: Contratista)

El Contratista establece en la información presentada en el Plan que los 150 pozos seleccionados como útiles para el presente Plan de Desarrollo están incluidos en el programa de abandono que se muestra en la Tabla 34, sin embargo, considera los 247 pozos del inventario del contrato, aparte de 4 pozos fuera de área Contractual y 2 pozos que ya están abandonados permanentemente, además, los 10 nuevos pozos a perforar y a terminar. Una vez aprobado el Plan de Desarrollo el Contratista se compromete a realizar el ajuste en el programa, en el presupuesto y donde corresponda hacerlo, para que sea consistente con el inventario de pozos declarados como útiles. El Contratista establece "una vez que el Plan de Desarrollo sea vigente hará una actualización del cálculo de los depósitos anuales para el fideicomiso, de acuerdo con el inventario de activos declarados como de utilidad ante la CNH en noviembre de 2018".

m) Inventario de Activos

El Anexo 9 Inventario de Activos del Contrato considera un total de 247 pozos, 92 líneas de descarga 104 ductos (oleogasoductos y líneas de bombeo neumático), y una instalación. El mismo Anexo establece lo siguiente:

"El presente inventario de Pozos y Materiales podrá ser actualizado por la CNH conforme a lo documentado por el Contratista durante la Etapa de Transición de Arranque.

Al concluir dicha etapa este inventario enlistará los Pozos y Materiales determinados útiles para las Actividades Petroleras".

De conformidad con el inciso b) de la Cláusula 3.3 del Contrato, el pasado 28 de noviembre de 2018 el Contratista entregó a la Comisión la documentación de la utilidad de los Pozos y Materiales del Área Contractual, en donde informa que le son de utilidad 150 pozos, de los cuales 140 forman parte del Anexo 9 del Contrato, mientras que 10 pozos declarados como útiles no se encuentran en dicho Anexo 9. Estos 10 pozos adicionales se enlistan en la Tabla 34.

Ogarrio-100
Ogarrio-56T
Ogarrio-706
Ogarrio-101
Ogarrio-658
Ogarrio-95
Ogarrio-667
Ogarrio-823
Ogarrio-820
Ogarrio-1001

Tabla 34. Pozos documentados útiles que no forman parte del Anexo 9, Ogarrio.

(Fuente: Comisión)

Así mismo el Plan de Desarrollo presentado por el Contratista, contempla actividades sobre un total de 150 pozos, mismas que consideran los 10 pozos adicionales antes mencionados. Al respecto, se comenta que la ejecución de las actividades en dichos pozos estará sujeta a su incorporación en el Inventario de Activos del Contrato.

[Handwritten signatures and initials]
777
FTR
54



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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo a continuación, en las Tablas 35 y 36 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo a lo establecido en el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos

Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \left(\frac{P_{Real} - P_{Plan}}{P_{Plan}} \right) \cdot 100$	$DGO = \left(\frac{G_{Real} - G_{Plan}}{G_{Plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \left(\frac{TP_{Real} - TP_{Plan}}{TP_{Plan}} \right) \cdot 100$	$TRP = \left(\frac{TRP_{Real} - TRP_{Plan}}{TRP_{Plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación - terminación de un pozo	Al finalizar la reparación - terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación - terminación de un pozo	Al finalizar la reparación - terminación de un pozo

Característica	Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de un yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitosos con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) \cdot 100$	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos de desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos de desarrollo}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Característica	Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de un yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitosos con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) \cdot 100$	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos de desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos de desarrollo}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Handwritten signatures and initials, including the number 777.

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4.0GARRIO/2018

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) \cdot 100$	$DRMA = \left(\frac{RMReal - RMAplan}{RMAplan} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \left(\frac{PReal - PPlan}{PPlan} \right) \cdot 100$	$DTP = \left(\frac{TPReal - TPPlan}{TPPlan} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

Característica	Desarrollo de reservas	Inyección de fluido
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \left(\frac{DRReal - DRPlan}{DRPlan} \right) \cdot 100$	$DIF = \left(\frac{IFReal - IFPlan}{IFPlan} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \left(\frac{FRReal - FRPlan}{FRPlan} \right) \cdot 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \left(\frac{CNReal - CNPlan}{CNPlan} \right) \cdot 100$	$DAGN = \left(\frac{AGNReal - AGNPlan}{AGNPlan} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

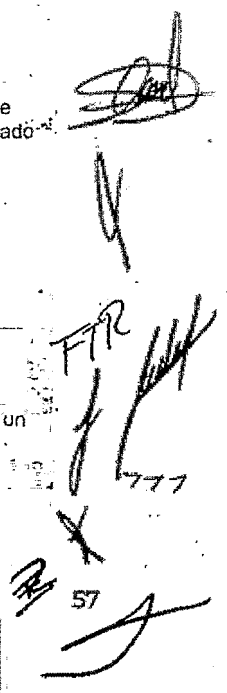
Tabla 35. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo (Fuente Contratista)

[Handwritten signatures and initials]
 777
 EY
 FIR
[Signature]



Característica	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Unidad de medida		
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \frac{(TP_{real} - TP_{plan})}{(TP_{plan})} \cdot 100$	$TAP = \frac{(TAP_{real} - TAP_{plan})}{(TAP_{plan})} \cdot 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitosos con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \frac{\text{Pozos delimitados exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} \cdot 100$	
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \cdot 100$	$DRMA = \frac{RM_{Areal} - RM_{Aplan}}{RM_{Aplan}} \cdot 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPF = \frac{P_{real} - P_{plan}}{P_{plan}} \cdot 100$	$DTP = \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \cdot 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \cdot 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \cdot 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Desarrollo de reservas	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \cdot 100$	

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4 OGARRIO 2018



Característica	Factor de recuperación	Productividad
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \cdot 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica <th>Contenido Nacional</th> <th>Aprovechamiento de Gas Natural</th>	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto a programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \cdot 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \cdot 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 36 Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo.
(Fuente Comisión)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan 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 y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la LORCME, 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 que este último lleve a cabo, esté 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 al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 37.

Perforación	10
Terminación	10
Reparación Mayor	559
Reparación Menor	997
Conversión a pozo inyector	12
Ductos	49
Abandono de pozos	251

8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación del presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional

Tabla 37 Indicador de desempeño de las actividades ejercidas
(Fuente Comisión)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 38.

[Handwritten signatures and initials]
777
58

Sub actividad		
Desarrollo		
i.	General	-
ii.	Perforación	31.16
iii.	Terminación	129.75
Producción		
iv.	General	147.1
v.	Pruebas de Producción	3.25
vi.	Otras Ingenierías	-
vii.	Construcción de Instalaciones	22.99
viii.	Intervención de Pozos	71.2
ix.	Operación de Instalaciones de Producción	161.77
x.	Ductos	-
xi.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	-
Abandono		
xii.	Desmantelamiento de Instalaciones	70.3

Tabla 38. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera
(Fuente: Comisión)

iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento 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 ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 39.

Producción de aceite programada (mbd)	7.99	11.50	11.57	10.34	9.31	8.16	7.42	6.56
Producción de aceite real (mbd)								
Porcentaje de desviación								
Producción de gas programada (mmpcd)	27.97	40.26	40.49	36.18	32.58	28.55	25.96	22.96
Producción de gas real (mmpcd)								
Porcentaje de desviación								
Producción de aceite programada (mbd)	5.87	5.40	5.02	4.51	4.11	3.58	3.34	2.69
Producción de aceite real (mbd)								
Porcentaje de desviación								
Producción de gas programada (mmpcd)	20.53	18.90	17.57	15.79	14.38	12.51	11.70	9.42
Producción de gas real (mmpcd)								
Porcentaje de desviación								
Producción de aceite programada (mbd)	2.24	1.83	1.53	1.49	1.48	1.47	1.47	1.47
Producción de aceite real (mbd)								
Porcentaje de desviación								
Producción de gas programada (mmpcd)	7.85	6.40	5.37	5.22	5.17	5.14	5.14	5.13
Producción de gas real (mmpcd)								
Porcentaje de desviación								

Tabla 39. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada
(Fuente: Comisión)

iv) De igual manera se verificará la ejecución de las actividades Planeadas por el Contratista que están encaminadas a cumplir con la MAG en el Área Contractual. La Comisión dará seguimiento a la producción real de gas, al volumen de gas aprovechado y a la MAG que se obtenga derivada de ejecución de las actividades de manera anual para el periodo de 2019-2042, como se muestra en la Tabla 40.

[Handwritten signatures and initials]



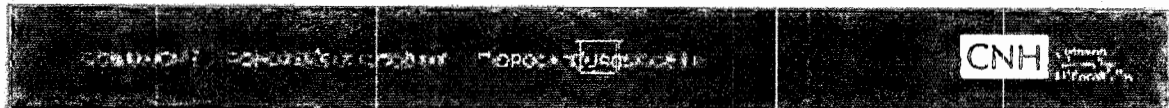
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción de gas + adicional (MMPCD)	59.09	85.05	85.81	76.43	68.83	60.32	54.85	48.50
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	59.09	85.05	85.81	76.43	68.83	60.32	54.85	48.5
% de aprovechamiento	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Producción de gas + adicional (MMPCD)								
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)								
% de aprovechamiento								
Porcentaje de desviación								
Producción de gas + adicional (MMPCD)	43.37	39.93	37.12	33.35	30.38	26.43	24.72	19.90
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	43.37	39.93	37.12	33.35	30.38	26.43	24.72	19.9
% de aprovechamiento	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Producción de gas + adicional (MMPCD)								
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)								
% de aprovechamiento								
Porcentaje de desviación								
Producción de gas + adicional (MMPCD)	16.59	13.52	11.34	11.03	10.93	10.86	10.86	10.84
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	16.59	13.52	11.34	11.03	10.93	10.86	10.86	10.84
% de aprovechamiento	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Producción de gas + adicional (MMPCD)								
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)								
% de aprovechamiento								
Porcentaje de desviación								

Tabla 40 Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento de gas natural asociado
(Fuente Comisión)

El Contratista deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo, en los términos que establecen la Cláusula 8.4 del Contrato, el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas.

[Handwritten signatures and initials]

777



VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato, sin perjuicio de la obligación de parte del Contratista 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 de Desarrollo.

Mediante oficio 250.511/2018 de fecha 11 de septiembre de 2018, la Comisión solicitó a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente del Contrato en comento.

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1411/2018 de fecha 03 de diciembre de 2018, la Agencia indicó:

"I. El Regulado cuenta con una autorización a su Sistema de Administración número ASEA/DEE18005C/AI3318 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0239/2018 de fecha 7 de marzo de 2018, misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico Plan Provisional migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio" aprobado por la COMISIÓN en marzo de 2018 ...

II a IV ...

V. Por lo anteriormente expuesto, esta DGGEERC le hace de su conocimiento que, para efectos de que las actividades planteadas por el REGULADO para la Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al contrato CNH-A4-Ogarrio/2018-Campo Ogarrio, puedan encontrarse amparadas, en la Autorización No. ASEA-DEE18005C/AI3318 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0239/2017, de fecha 07 de marzo del 2018, el REGULADO debe realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. Presentar en la Agencia el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025 "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", de conformidad con el Artículo 26 de las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican:"

No omito mencionar que previo a que la AGENCIA se pronuncie respecto modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración del REGULADO, resulta necesario contar con el Dictamen técnico aprobado de la Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al CONTRATO, toda vez que las actividades a realizar en el PROYECTO deberán estar amparadas en la respuesta que en su momento emita la AGENCIA, en virtud de ello, se le solicita a la COMISIÓN; que una vez que concluya el proceso de evaluación técnica de la Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción y se emita el Dictamen Técnico correspondiente, dicho dictamen sea remitido a esta DGGEERC."

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Operadores Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante la Agencia, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el Dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.



VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Transferencia de tecnología

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A4.OGARRIO/2018 sin perjuicio de la obligación del Contratista 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 No 250.698/2018 y 250 699/2018 de fechas 6 de noviembre de 2018, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía la Opinión referente a los programas de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología que al efecto debe emitir dicha autoridad en el ámbito de sus atribuciones.

Por lo que hace al cumplimiento de dichos programas, mediante oficios UCN.430.2018.434 de fecha 23 de noviembre de 2018 y UCN 430.2019.114 de fecha 21 de febrero de 2019, la Secretaría de Economía informó que aún no cuenta con la información suficiente para emitir una opinión respecto de los programas de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología, motivo por el cual solicitó al Contratista presentar la información que acredite las actividades a realizar en cada una de las etapas aplicables a todo el periodo del Desarrollo para la Extracción.

En este sentido, una vez que el Contratista realice dicha gestión y con ello la autoridad facultada emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado los programas y formarán parte del Plan de Desarrollo para la Extracción y del Contrato.

Lo anterior, tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología, con fundamento en el artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, 13 y 14 de los Lineamientos, así como las Cláusulas 17.3 y 17.5 del Contrato.

Por otra parte, esta Comisión deja de manifiesto que 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 en terminos de lo dispuesto en el artículo 40 de los Lineamientos, ello a efecto de que pueda dar cumplimiento a las obligaciones en materia de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología.



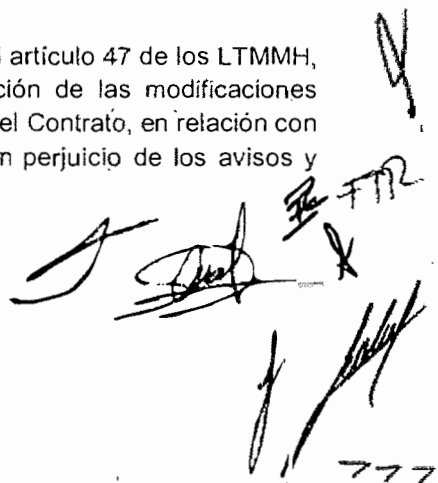
VIII. Compromisos del Contratista

- a) 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
- b) Se obliga a 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 Contratista en el Plan de Desarrollo;
- c) Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH;
- d) Los volúmenes y calidades del Gas Natural y Condensado a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente;
- e) 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;
- f) Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición así como los sistemas de medición operacional referencial y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;
- g) 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 y
- h) El Contratista 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.

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 Dictamen.

Así mismo es necesario que el Contratista 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 cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una 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 por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista 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 del Contrato, 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.



IX. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la LORCME, así como los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII IX, X, XI, XII y XIII, 25 y el Anexo II de los Lineamientos. 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 el Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 4.3 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, y 11, de los Lineamientos y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 12.2 del Contrato
2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo II de los Lineamientos
Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7 DGDE.0154/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CONTRATO CNH-A4.OGARRIO/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.
3. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:
 - a) Cumple con la Cláusula, 4.2:
 - i. Contempla la totalidad del Área Contractual,
 - ii. Preve la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo Factor de Recuperación final de las Reservas de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria;
 - iii. Cuenta con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, y
 - iv. Fue elaborado de conformidad con la Normatividad.
 - b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 10.1 10.2 y 10.3 del Contrato, en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso k) del presente Dictamen.
 - c) En atención a la Cláusula 16.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, limpieza, retorno a su estado natural, desinstalación de maquinaria y equipo y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

Con fundamento en el artículo 39 la LORCME, se cumple con:

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

En el Plan presentado se establecen actividades encaminadas a la recuperación de Hidrocarburos contenidos dentro del Área Contractual a través de la perforación y terminación de 10 pozos productores en total, es importante mencionar que solo la perforación y terminación de 8 pozos son materia de aprobación del presente Plan y los 2 pozos restantes están contenidos en el Plan provisional aprobado previamente por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.11.003/18 del 01 de marzo de 2018, dichos pozos ayudaran a delimitar la acumulación de aceite en el yacimiento definir el contacto agua aceite y mejorar la interpretación geológica del área.

Por otra parte, la toma de información propuesta durante la realización de actividades de extracción dentro del Área Contractual, a través de las perforaciones e intervenciones de pozos programadas

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4.OGARRIO/2018

65

CNH

permitirán identificar las causas, problemática y riesgos existentes en el yacimiento, desarrollar un mejor conocimiento sobre las formaciones Mioceno y Plioceno del campo Ogarrio. Aunado a lo anterior, dicha propuesta de toma de información técnica, asimismo la realización del aprueba piloto de inyección de agua ayudarán a tener una adecuada administración del campo y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre el yacimiento del Campo Ogarrio, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero del Área Contractual y del país.

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 viables

El Contratista se compromete a realizar una prueba piloto de inyección de agua con el objetivo de analizar la factibilidad de implementar un proyecto de recuperación secundaria y con ello mejorar económicamente la recuperación de hidrocarburos. Por otro lado con la estrategia de extracción y el desarrollo de las actividades físicas propuestas en el Plan por el Contratista consiste en la perforación y terminación de 10 pozos 552 RMA con objetivo de explotar los yacimientos del Terciario, 997 RME para el mantenimiento de la producción y la construcción de 49 ductos, contribuyen a elevar los factores de recuperación, llegando a una producción final acumulada de 262.3 mmb de aceite y 558.9 mmpc de gas natural lo cual equivale a factores finales de recuperación de aceite y de gas natural de 20.6% y de 36.2% respectivamente, para la vigencia del Área Contractual en 2042.

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

El Plan propuesto por el Contratista presenta un pronóstico de producción, que respalda la construcción de infraestructura y actividades físicas programadas a la vigencia del Contrato con el objetivo de recuperar un volumen de 43 9 mmb de aceite y 153 7 mmpc de gas, durante el periodo comprendido entre 2019 -2042.

d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país

Las actividades planteadas por el Contratista para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución del Plan consisten en la perforación y terminación de 10¹⁶ pozos, la construcción de 49 ductos, la realización de 552 RMA y 997 RME. Por lo que se determina que la solicitud del Plan promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción mediante el desarrollo de nueva infraestructura y la información de los yacimientos permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación.

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 el Contratista la Comisión concluye que la estrategia de explotación que se presenta en el Plan de Desarrollo para las Formaciones Mioceno y Plioceno del Área Contractual se basa en un plan de administración de yacimientos sustentado en mejores prácticas aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas

Las tecnologías a utilizar por el Contratista respecto a la perforación y terminación de Pozos, a la ingeniería de yacimientos y producción como es la utilización del sistema artificial de producción, la instalación de sensores de presión de fondo la utilización de infraestructura existente para llevar a

¹⁶ Respecto a la perforación de pozos: 8 de los 10 pozos a perforar y terminar son materia de aprobación del presente Plan y los 2 restantes se aprobaron junto con el Plan Provisional, mismos que no han sido perforados.
Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4. OGARRIO/2018



[Handwritten signatures and initials]
FR
66 777
[Handwritten signature]

cabo las actividades del Plan propuesto, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en los yacimientos del Área Contractual.

Asimismo, se concluye que las tecnologías propuestas, como la aplicación de sistemas artificiales de producción y Sensores de superficie y de fondo permanentes, a utilizar por el Contratista son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro del Área Contractual, las cuales, contribuyen a maximizar los factores de recuperación. Asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutará en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El Plan de Desarrollo considera el programa de aprovechamiento de gas conforme a las Disposiciones Técnicas asimismo da cumplimiento a la meta de aprovechamiento de gas del 100%, la cual se mantendrá desde el periodo de 2019 a 2042 a la vigencia del Plan, a través del Bombeo Neumático y la Tránsito, de esta manera se garantiza el aprovechamiento del gas producido en el Área Contractual.

Asimismo, en atención al artículo 13 de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas, se propone aprobar la máxima RGA esperada con base en la producción de sus pozos, confirmando el seguimiento y cumplimiento de esta relación según el pronóstico de producción, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima RGA y de conformidad con los factores de recuperación de Hidrocarburos reportados, de conformidad con lo establecido en los artículos 25 y 27 de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Máxima Relación	
Campo Ogarrío	3 000

Tabla 41 Máxima RGA.
(Fuente Comisión con información presentada por el Contratista)

En términos del artículo 4, fracción II y IV, de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas, las formas de aprovechamiento de gas natural asociado propuestas por el Contratistas, las cuales son el Bombeo Neumático y la Tránsito, se alinean a las actividades de Extracción contenidas en el Plan.

Dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar en términos de las Disposiciones de aprovechamiento de gas natural asociado, del artículo 39 fracción VII, de la LORCME 7, fracción VII y 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

Lo anterior, toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en el artículo 11, 13, 14 fracción II, 19, 22 de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas.

Sin menos cabo a lo anterior, el Contratista deberá continuar con cumplimiento de cada una de las obligaciones establecidas en las Disposiciones para el aprovechamiento de gas para dar seguimiento al programa de aprovechamiento

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista Deutsche Erdoel México S. de R.L. de C.V. respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área



[Handwritten signatures and initials]
FIR
777
67

Contractual Ogarrio en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en utilizar Sistemas de Medición Fiscal para el Petróleo y Gas Natural en dos etapas; en el que para la Fase I para el caso del Petróleo y el Gas seguirán midiendo a través de los Puntos de Medición Provisional, aprobados mediante resolución CNH-E.11.002/18, con sistemas de medición de fluido en Tanques Verticales ubicados en las Baterías de Separación Ogarrio 2 (TV-4 y TV-5) y Ogarrio 5 (TV-1) y para el Gas en las descargas de los Rectificadores Verticales RVGBP en la Batería de Separación Ogarrio 2 y en las descargas de los rectificadores verticales de grupo TAG RVG1, RVG2, RVGBP3 y RVGBP4 ubicados en la Batería de Separación Ogarrio 5. Para la Fase II y para el caso del Petróleo producido, propone Sistemas de Medición fiscal será el sistema MTCA-APCP-PDLV (PA-900) ubicado a la salida de la Planta Deshidratadora La Venta a partir del periodo de septiembre de 2019 en adelante, para el caso del Gas Natural en esta Fase II propone Sistemas de Medición con tecnología de presión diferencial tipo Placa de orificio ubicado a la salida del Complejo Procesador de Gas La Venta TAG MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015, en el periodo de septiembre de 2019 en adelante. Comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados para la Fase I y Fase II, 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 por el Contratista, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones.

Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, en términos de 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, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 37, y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para poder continuar con la implementación de un Sistema de Gestión en base al programa calendarizado enviado y al contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
 - 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 0073/2019 de fecha 27 de febrero de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-019 con fecha del 1 de marzo de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista para el Área Contractual Ogarrio, manifestando que esta opinión tiene las siguientes consideraciones, toda vez que el Contratista prevé dos etapas dentro de la propuesta del Plan, una denominada etapa de acondicionamiento infraestructura y otra denominada etapa futura: "(i) de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos; (ii) observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo del Instituto

Americano del Petróleo para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos; (iii) de acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, 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; (iv) de conformidad a lo señalado en las fracciones 1, V y VI 1, del artículo 47 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, y (v) dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera 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.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH; por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46 de los Lineamientos Técnicos se establece lo siguiente:
- a. 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, de Transferencia y Fiscal la misma se encuentra definida en las figuras 1, 2, 3 y 4 para las Fases I y II, del presente dictamen;
 - b. Se determina que se deberá dar seguimiento puntual a los presupuestos de estimación de incertidumbre una vez que sean elaborados los correspondientes a los Sistemas Operacionales, así como los correspondientes a la Fase II; en donde para el caso de los Puntos de Medición la Incertidumbre expandida de los Sistemas de Medición para el Gas Natural no deberá ser mayor al 1% y para el caso del Petróleo, la incertidumbre de los Sistemas de Medición no deberá ser mayor al 0.3%. Lo anterior dando 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;
 - c. Deberá dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH;
 - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar el programa de los Diagnósticos Metrológicos presentado por parte del Contratista, en términos del apartado XI de los LTMMH, de los cuales deberá enviar los resultados entregados por él o los diagnosticadores que realizan la actividad, así como el programa de atención a los hallazgos resultante de los diagnósticos;
 - e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual Cárdenas Mora en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Contratista deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, y
 - f. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

X. Recomendaciones

Adicionalmente, y derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Contratista se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

Acelerar las actividades para actualizar el modelo estático de los yacimientos, así como las pruebas piloto de inyección de agua, con el objetivo de implementar el método de recuperación adicional al primario; y así asegurar el mantenimiento de presión del yacimiento.

Cabe mencionar, en el supuesto de que el Contratista decida implementar algún método de recuperación secundaria o mejorada para la extracción de hidrocarburos del Área Contractual en comento, deberá observar y atender lo dispuesto en los *Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada* los cuales fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre del 2018. Asimismo, esta Comisión le dará seguimiento al cumplimiento de dichos Lineamientos.

Esta Comisión observa que el mantenimiento de presión, en estos yacimientos, derivado del grado de explotación en la que se encuentran, es un elemento crucial en la maximización del factor de recuperación final, lo anterior debido a que, en caso de no hacerlo, el avance del acuífero cubrirá zonas de aceite que no podrá recuperarse mediante la implementación de recuperación primaria y secundaria.

Administrar el ritmo de vaciamiento, así como de las actividades de desarrollo de las formaciones Mioceno y Plioceno correspondientes al Área Contractual, lo anterior considerando que el campo se encuentra en declinación debido a la disminución de presión como resultado del volumen extraído de hidrocarburos, dando como resultado el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite y la disminución de la ventana operativa de aceite, lo cual podría afectar la estrategia de desarrollo a largo plazo. Una vez que se apruebe el Plan de Desarrollo del Área Contractual CNH-A4. OGARRIO/2018 Campo Ogarrio, el Contratista deberá actualizar los Programas Anuales de Trabajo correspondientes.

Dar seguimiento al comportamiento de los pozos que se ven afectados por la irrupción de gas, presentándose así diversos fenómenos tales como el autoabastecimiento y el incremento de la producción de aceite por un periodo limitado de tiempo previo a la irrupción de gas de forma abrupta en estos (engasamiento), por tal motivo, es imperante que el Contratista prevea el seguimiento del comportamiento de los pozos mediante el análisis de la producción de aceite y gas, con lo cual podrá identificar el momento oportuno para el cierre de estos en concordancia con la máxima RGA a la cual podrán operar los pozos.

Estrangular y/o cerrar los pozos con alta RGA y hacer las reparaciones de pozos conforme al pronóstico de invasión de gas, determinado mediante el análisis del avance del contacto gas-aceite. La máxima RGA deberá ser determinada por pozo, mediante el análisis de curvas de producción, asegurando con esto la maximización de la recuperación de los hidrocarburos. Su actualización, incluyendo sus curvas de comportamiento, deberán reportarse en los Informes Trimestrales.

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente 5S.7.DGDE.0154/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CONTRATO CNH-A4. OGARRIO/2018 entregada por el Contratista a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del Área Contractual CNH-A4. OGARRIO/2018 Campo Ogarrio

Elaboró

Ing. Elvis Edward Fragoso Rivera
Director de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Elaboró

Ing. José Alfredo Fuentes Serrano
Subdirector de Área
Dirección General de Medición

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos - Contrato CNH-A4. OGARRIO/2018



Elaboró

Mtra. Bertha Leonor Frías García
Directora General Adjunta
Dirección General de Estadística y Evaluación
Económica

Elaboró

Ing. Fernando Tremari Romero
Subdirectora de Área
Dirección General de Comercialización de
Producción

Revisó

Mtra. María Adameia Burgueño Mercado
Directora General
Dirección General de Estadística y Evaluación
Económica

Revisó

Ing. José Antonio Gallardo Medina
Director General Adjunto
Dirección General de Medición

Revisó

Ing. Julio Cesar Trejo Martinez
Director General
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó

Ing. Samuel Camacho Romero
Director General Adjunto
Dirección General de Comercialización de
Producción

Autorizó

Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Titular
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 19, 29, 31, 31BIS y 35 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 Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Área Contractual CNH-A4.OGARRIO/2018 Campo Ogarrío.

