



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato

CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para
la Extracción

Pemex Exploración y Producción - Petrofac
México S.A de C.V

777
Diciembre 2018

CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATO	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	6
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS	7
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	8
A) ESTADO ACTUAL	8
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS	9
C) ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	10
D) OBJETIVO DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	11
E) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	11
F) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN	12
G) ACTIVIDAD FÍSICA	17
H) TECNOLOGÍA	26
I) APROVECHAMIENTO DE GAS	27
J) MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	30
A. CRITERIOS Y EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	33
B. SOLICITUD OPINIÓN SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (SHCP)	35
K) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	35
L) ANÁLISIS ECONÓMICO	36
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN	46
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	53
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA	53
VIII. OBLIGACIONES	54
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	55
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	56
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	56
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	56
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS	57
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	57
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	57
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	58

I. Datos generales del Contrato

El Contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Producción Compartida, se celebró el 18 de diciembre de 2017 entre, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) y Pemex Exploración y Producción y Petrofac México, S.A. de C.V (en adelante, Operador).

La vigencia del Contrato es de veinticinco (25) años 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, la indemnización y a la seguridad industrial y protección al medio ambiente. Asimismo, en caso de que el Operador esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, hasta dos (2) prórrogas de hasta cinco (5) años cada una o hasta el límite económico de las áreas de Desarrollo en el caso que este último sea menor.

Pemex Exploración y Producción es una empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos 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.

Petrofac México, S.A. de C.V. es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la exploración y extracción de hidrocarburos.

En la
Tabla 1, se muestran datos generales del Contrato.

Datos Generales del Contrato

Contrato	CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017
Municipio y Estado	Cárdenas y Comalcalco, Tabasco
Superficie	153.193 (km ²)
Fecha de emisión / firma	18-diciembre-2017
Vigencia	25 Años Contractuales a partir del 18 de diciembre 2017
Tipo de Contrato	Extracción de Hidrocarburos Bajo la modalidad de Producción Compartida
Operador	Petrofac México, S.A. de C.V.
Profundidad para extracción	Columna Geológica completa, sin restricción de profundidad
Yacimientos y/o Campos	Santuario, Santuario NE, El Golpe
Colindancias	Santuario: al NE del poblado Lázaro Cárdenas; El Golpe al W de Comalcalco
Otras características	Yacimientos de Aceite Ligero

Tabla 1. Datos generales del Contrato

(Fuente: Comisión, con datos del Contrato y del Operador)

Las Áreas Contractuales El Golpe y Santuario están integradas por los campos El Golpe, Santuario, Santuario Noreste y Caracolillo, geográficamente se ubican en el Sureste de México, en la cuenca Salina del Istmo, porción occidental del estado de Tabasco, al Norte de la depresión morfotectónica conocida como Istmo de Tehuantepec, aproximadamente a 30 km al Oeste de la ciudad de Comalcalco. La ubicación y vértices del Área Contractual se muestran en la Figura 1 y Tabla 2.

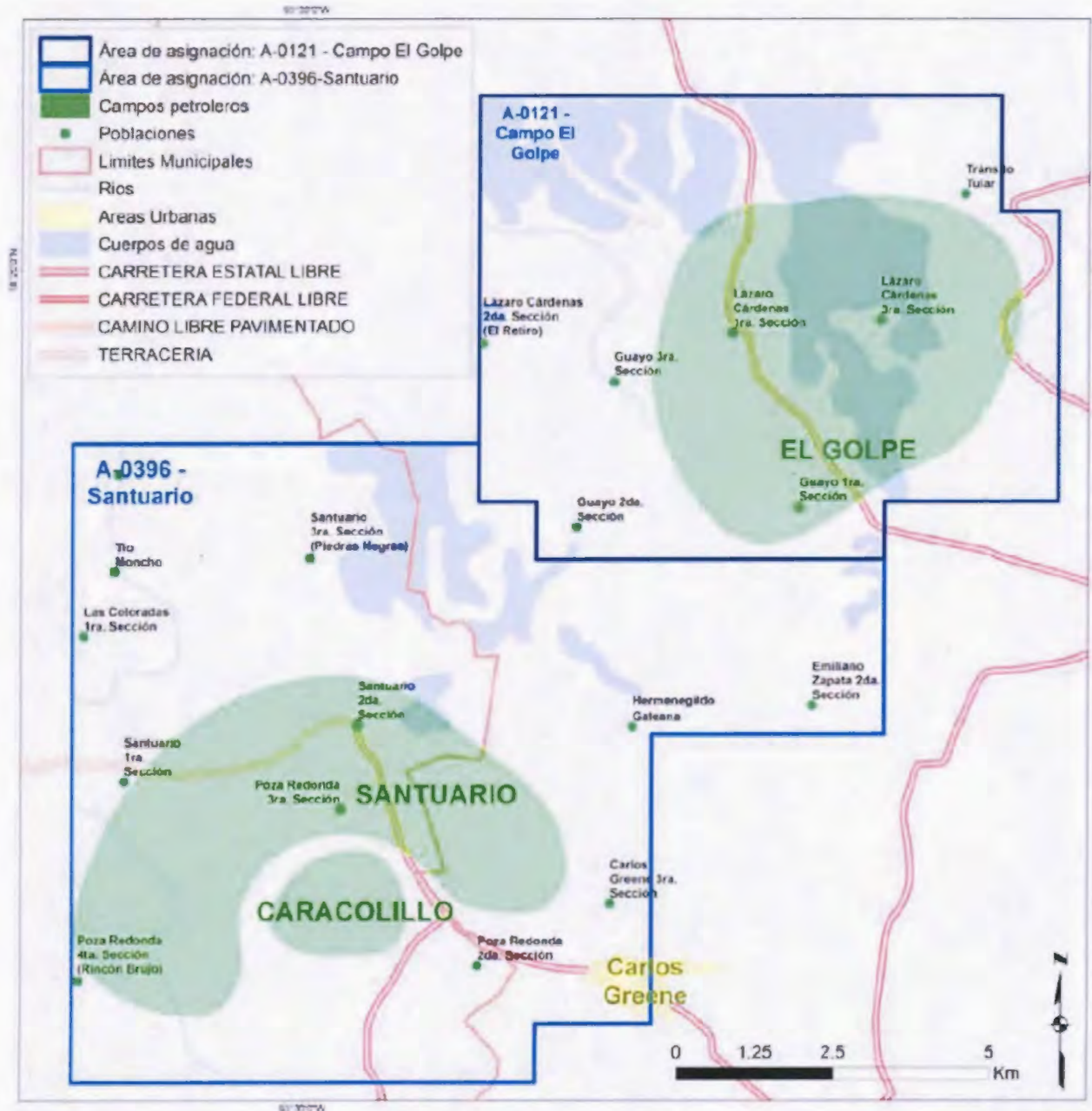


Figura 1. Ubicación del Área Contractual Santuario El Golpe
(Fuente: Comisión)

VÉRTICE	LONGITUD OESTE	LATITUD NORTE
1	93°28'30"	18°18'30"
2	93°28'30"	18°18'00"
3	93°28'00"	18°18'00"
4	93°28'00"	18°17'30"
5	93°25'00"	18°17'30"
6	93°25'00"	18°16'00"
7	93°27'00"	18°16'00"
8	93°27'00"	18°13'30"
9	93°28'00"	18°13'30"
10	93°28'00"	18°13'00"
11	93°32'00"	18°13'00"
12	93°32'00"	18°18'30"

Tabla 2. Vértices del bloque Santuario
(Fuente: Comisión con datos del Contrato)

VÉRTICE	LONGITUD OESTE	LATITUD NORTE
1	93°24'00"	18°20'30"
2	93°23'30"	18°20'30"
3	93°23'30"	18°18'00"
4	93°25'00"	18°18'00"
5	93°25'00"	18°17'30"
6	93°28'00"	18°17'30"
7	93°28'00"	18°18'00"
8	93°28'30"	18°18'00"
9	93°28'30"	18°21'30"
10	93°24'00"	18°21'30"

Tabla 3. Vértices del bloque El Golpe
(Fuente: Comisión con datos del Contrato)

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

El proceso de evaluación técnica y económica, a efecto de emitir el presente Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo propuesto por el Operador, involucró la participación de cinco unidades administrativas 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 Secretaría de Economía (en adelante, Economía) llevó a cabo la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional y el programa de Capacitación y de Transferencia de Tecnología, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), se pronunció sobre la evaluación del Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por el Operador para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente **5S.7.DGDE.0098/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017** de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

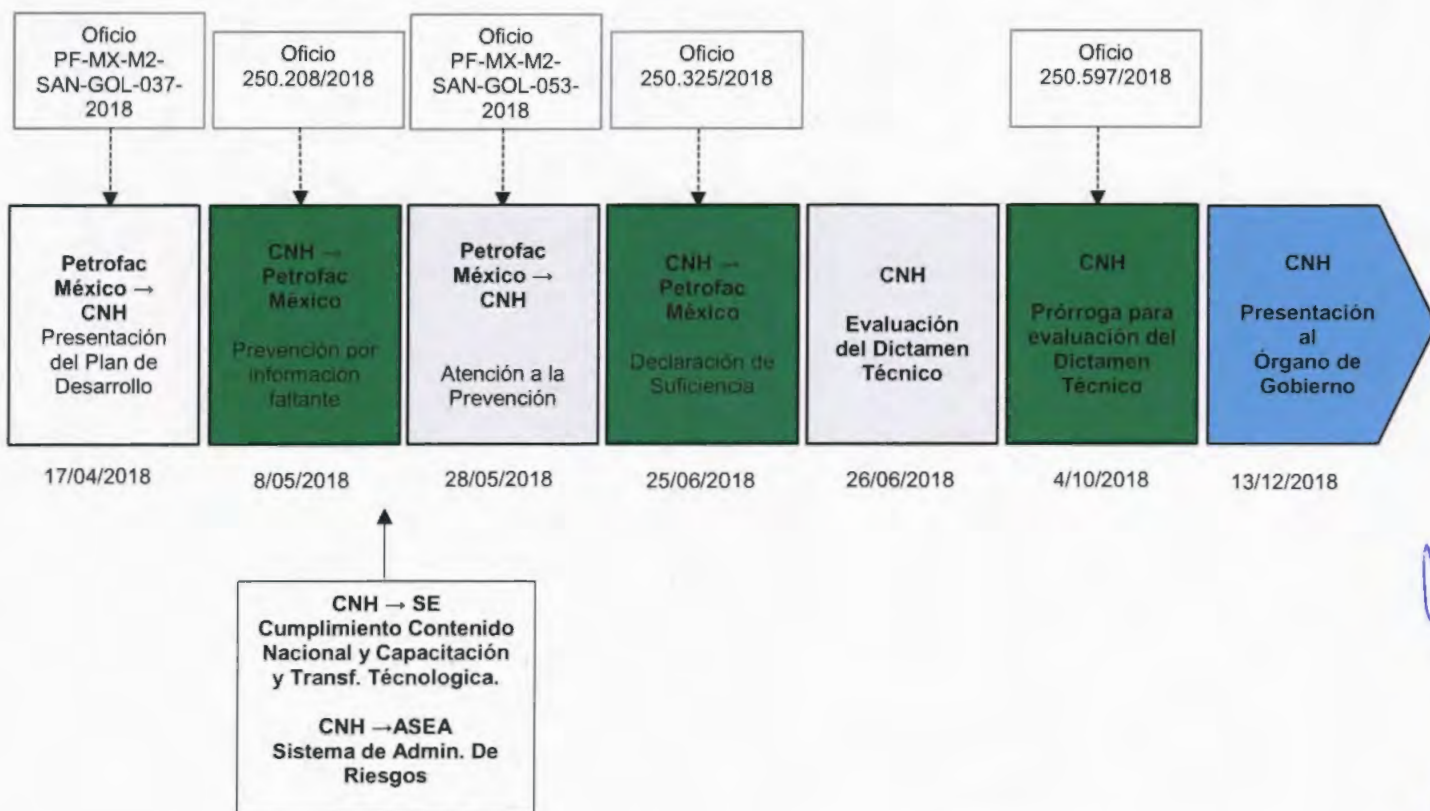


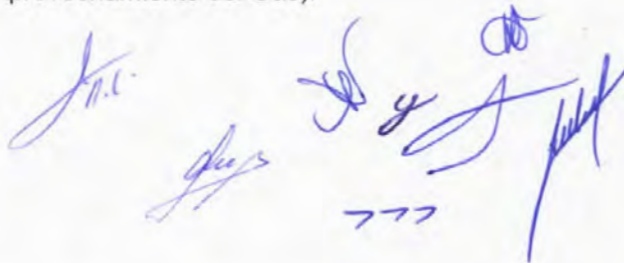
Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución
(Fuente: Comisión)

III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que el Plan de Desarrollo propuesto por Petrofac México fuera congruente y diera cumplimiento al artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, evaluando las tecnologías propuesta que permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos a evaluar en términos de los artículos 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), 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.

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, 9, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, 25 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, 11.1, 11.2, 11.3, 13.2, 14.1, 17.1, 18.3, 18.5 del Contrato. Adicionalmente, el Plan de Desarrollo cumple con los artículos 19, 23, 42, 43 y 44 de los LINEAMIENTOS Técnicos en materia de medición de hidrocarburos (en adelante, LTMMH) y los artículos 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 las DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas).

The image shows several handwritten signatures and initials in blue ink. On the left, there is a signature that appears to be 'J. L.'. In the center, there are some initials that look like 'J. L.'. To the right, there is a large, stylized signature that looks like 'J. L.' followed by a long horizontal line. Below this, there are some initials that look like 'J. L.' and a small '777'.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Estado actual

Como antecedente, las Asignaciones A-0121-Campo El Golpe y A-0396 Santuario fueron otorgadas a Petróleos Mexicanos, quien firmó un Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) para operar dichas Asignaciones, posteriormente y a solicitud de éste, fueron migradas a un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos (Contrato), firmado el 18 de diciembre de 2017, entre el Estado Mexicano y Pemex Exploración y Producción, y Petrofac México S.A de C.V, a dicho contrato se le denominó CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017, en el cual, se unieron las dos asignaciones para hacer un solo Contrato.

Con el inicio del Contrato, se dio continuidad al desarrollo de los campos productores Santuario y El Golpe, alcanzando una producción acumulada a la presentación del Plan de Desarrollo de 166.8 MMb de crudo y 154.1 MMMpc de gas, de los cuales 166.0 MMb de crudo y 153.3 corresponden a la producción acumulada histórica hasta antes de la Fecha Efectiva y 0.8 MMb de crudo y 0.8 MMMpc de gas corresponden a la producción acumulada desde la Fecha Efectiva hasta la fecha de presentación del Plan.

El Área Contractual Santuario-El Golpe cuenta a la fecha con 238, de los cuales 150 se encuentran perforados en el campo El Golpe, 84 en el campo Santuario y 4 en el campo Santuario Noreste, se establecen en la Tabla 4 y la Figura 3.

CAMPO	EL GOLPE	SANTUARIO	SANTUARIO NE
POZOS	Número de pozos	Número de pozos	Número de pozos
TOTAL DE POZOS ABIERTOS (PRODUCTORES)	86	54	4
ACEITE	80	54	4
FLUYENTES	1	8	3
SAP	10	17	-
CERRADOS CON POSIBILIDADES	31	23	-
CERRADOS SIN POSIBILIDADES	32	6	-
SIN CONECTAR	6	-	1
GAS Y CONDENSADO	-	-	-
GAS HÚMEDO	-	-	-
GAS SECO	-	-	-
INYECTORES (NO EXISTEN EN EL ÁREA)	-	-	-
LETRINA	6	-	-
ABIERTOS	2	-	-
CERRADOS	4	-	-
TAPONADOS	64	30	-
DEFINITIVOS	64	30	-
TEMPORALES	-	-	-
TOTAL	150	84	4

Tabla 4. Pozos perforados en el Área Contractual y su estado actual
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

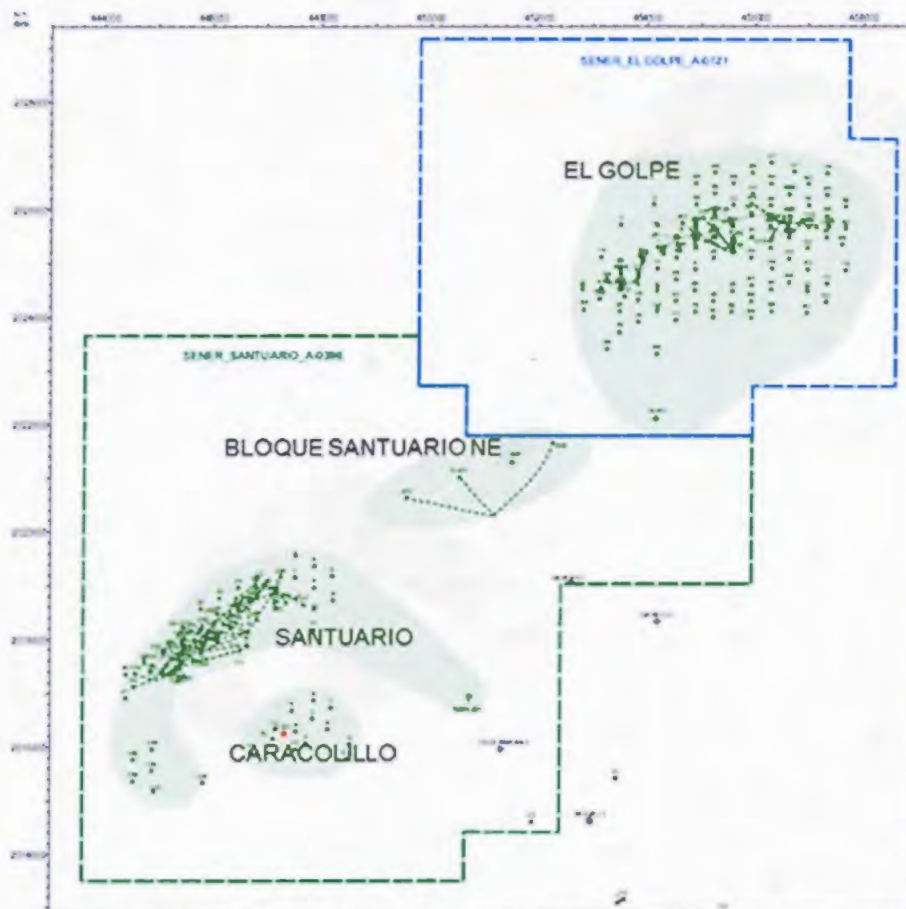


Figura 3. Área Contractual Santuario-El Golpe y pozos perforados.
(Fuente: Operador.)

b) Características Generales y propiedades de los yacimientos

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos del Área Contractual se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Características generales del yacimiento del Área Contractual
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Descripción del Área Contractual Santuario-El Golpe

Los bloques El Golpe y Santuario se ubican dentro de la Provincia Petrolera Cuencas Terciarias del Sureste, específicamente en la subcuenca de Comalcalco e incluye a los campos Santuario, El Golpe y Caracolillo, con producción establecida de aceite y gas en secuencias clásticas del Terciario (Mioceno).

La columna geológica perforada en los campos antes mencionados está constituida por las formaciones: Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior, Paraje Solo y Filisola, que abarcan del Mioceno al Reciente, sin embargo, es importante mencionar que a nivel regional se presentan rocas que abarcan desde el Basamento hasta el Cenozoico. A escala regional, los campos Santuario, El Golpe y Caracolillo forman parte del tren estructural Suroeste-noreste, dentro de la subcuenca de Comalcalco, la cual es una depresión formada durante el Mioceno Tardío-Plioceno Temprano, originada por un suministro importante de sedimentos terrígenos y a la movilidad de la sal Jurásica, que dio lugar al desarrollo de un sistema de fallas extensionales de crecimiento que caen hacia el Sur debido a la carga diferencial de los sedimentos y la conformación de domos salinos producto de la movilidad de la sal hacia zonas de menor presión.

c) Análisis de alternativas para el Plan de Desarrollo para la Extracción

El Operador presentó el análisis de tres alternativas para el desarrollo de la Asignación. Cada una de éstas fue analizada desde un punto de vista técnico y económico para lograr el mayor factor de recuperación de los Hidrocarburos en condiciones económicamente viables. Las características de estas alternativas se presentan en la Tabla 6.

Características	Parámetro	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 0
Actividades físicas	Perforación de pozos productores	26	26	26
	Reparaciones Mayores CE	61	59	42
	Reparaciones Mayores SE	45	45	45
	Prueba Piloto de inyección de agua	Si	Si	No
	Recuperación Secundaria	No	Si	No
Producción	mmb	77.6	116.0	67.0
	mmmpc	115.0	105.0	80.0
Incorporación de reservas	mmb	Según certificador	Según certificador	Según certificador
	mmmpc	Según certificador	Según certificador	Según certificador
Gastos de operación	mmUSD	1045	1203	938
Inversiones	mmUSD	542	686	492
Otros parámetros	Capacidad de exportación de gas (mmpcd)	30	30	13
	Capacidad manejo de la producción El Golpe (mbpd/mmmpc)	12/16	12/16	12/16
	Capacidad manejo de la producción Santuario (mbpd/mmmpc)	16/10	16/10	16/10
	Capacidad manejo de la producción Noreste (mbpd)	6 a 12 a 50	6 a 12 a 50	6 a 12

Tabla 6. Escenarios analizados para el Plan de desarrollo
(Fuente: Comisión con información presentada por Operador)

Al analizar los escenarios se puede observar que técnica y económicamente el escenario más conveniente es la Alternativa 1, puesto que es la alternativa con menor incertidumbre. Así mismo, considera la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores, reparaciones menores y una prueba piloto para la recuperación secundaria de hidrocarburos, que de resultar exitosa detonaría la modificación al Plan de Desarrollo, implementando la Alternativa 2, que conlleva al incremento del factor de recuperación; en el Área Contractual Santuario - El Golpe se realizarán 26 pozos de desarrollo, la reparación mayor de 106 pozos, 122 reparaciones menores a pozos y la perforación de 2 pozos (pozo inyector y pozo fuente) que servirán para ejecutar una prueba piloto de inyección de agua para recuperación secundaria.

Si los resultados de la prueba piloto de recuperación secundaria son satisfactorios, el Operador tendrá que enviar a la Comisión su propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, con el objetivo de incluir la reserva adicional a extraer producto de la masificación en la inyección de agua.

d) Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

El objetivo del Plan de Desarrollo es definir las actividades que se realizarán en el Área Contractual durante la vigencia del Contrato, con la finalidad de tener el mayor factor de recuperación de hidrocarburos, el total de actividades físicas del Plan de Desarrollo propuesto considera la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores, reparaciones menores y desarrollo de instalaciones superficiales para manejo y comercialización de hidrocarburos.

A continuación se presentan las actividades a realizar durante la vigencia del Plan:

<i>Actividad</i>	<i>Programadas</i>
Perforación	28
Terminación	28
Reparaciones	106
Instalaciones	1
Construcción de peras	4

Los factores de recuperación calculados en base al Plan de Desarrollo propuesto son 32.03% de aceite y 52.80% de gas en el campo El Golpe; 33.51% aceite y 44.74% de gas en el campo Santuario y 13.24% aceite y 27.78% de gas en el campo Santuario Noreste.

El volumen a recuperar por bloque y campo, en los próximos 25 años (vigencia del Contrato de Extracción) el bloque El Golpe integrado por el campo El Golpe acumulará 3.27 mmb y 6.24 mmmmpc equivalentes a 4.37 mmbpce; el bloque Santuario integrado por los campos Santuario y Santuario Noreste desarrollarán una producción de 6.79 mmb y 8.40 mmmmpc equivalentes a 8.28 mmbpce en el campo Santuario, y en el campo Santuario Noreste acumulará 67.56 mmb y 100.44 mmmmpc equivalentes a 85.03 mmbpce, los bloques presentan un total de 77.6 mmb y 115.0 mmmmpc equivalentes a 97.68 mmbpce.

Las Inversiones y gastos de operación, del Plan de Desarrollo propuesto para aprobación, considera la inversión de desarrollo (perforación y reparación de pozos) de 167 mmUSD de los cuales 7.29 mmUSD corresponden al proyecto piloto de recuperación secundaria, contempla inversiones de infraestructura de 380 mmUSD, los costos de operación estimados son de 1045 mmUSD y una inversión de abandono de las áreas de 88 mmUSD en los próximos 25 años (vigencia del Contrato de Extracción), estas inversiones están sujetas al aprobación del plan de desarrollo y la obtención de los permisos de accesos, sociales y ambientales de las áreas consideradas.

e) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Los Volúmenes Originales y Reservas de Hidrocarburos de los yacimientos presentes en el Área Contractual estimados por el Operador, corresponden a la certificación al 1 de enero de 2017, desglosadas en 1P, 2P, y 3P, las cuales se presentan en la Tabla 7.

Tabla Tabla 7. Volumen original de los yacimientos del Área Contractual
(Fuente: Operador)

De lo anterior, se advierte que el Plan de Desarrollo prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación de las Reservas, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria, en términos del artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, artículo 39, fracción III y IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LCRCME), del numeral (iii) de la Cláusula 4.3 del Contrato, así como la fracción II del artículo 7 de los Lineamientos.

f) Pronóstico de producción

Los pronósticos de producción del Plan propuesto reproducen la actividad física a realizar, documentado un volumen total a recuperar de 77.6 mmb de aceite y 115.0 mmpc de gas, sustentado por la ejecución de 61 reparaciones mayores (adición de intervalos prospectivos) para los campos El Golpe y Santuario, además de la perforación de 26 pozos de desarrollo y 45 de reparaciones mayores para el campo Santuario Noreste, este último bajo una filosofía de producción por zonas de flujo (producción por múltiples yacimientos).

Los gráficos de las Figuras 4 y 5 muestran el pronóstico de producción de aceite y gas en el Área Contractual para el horizonte económico de evaluación: 2018 - 2042, correspondiente a la Alternativa seleccionada.

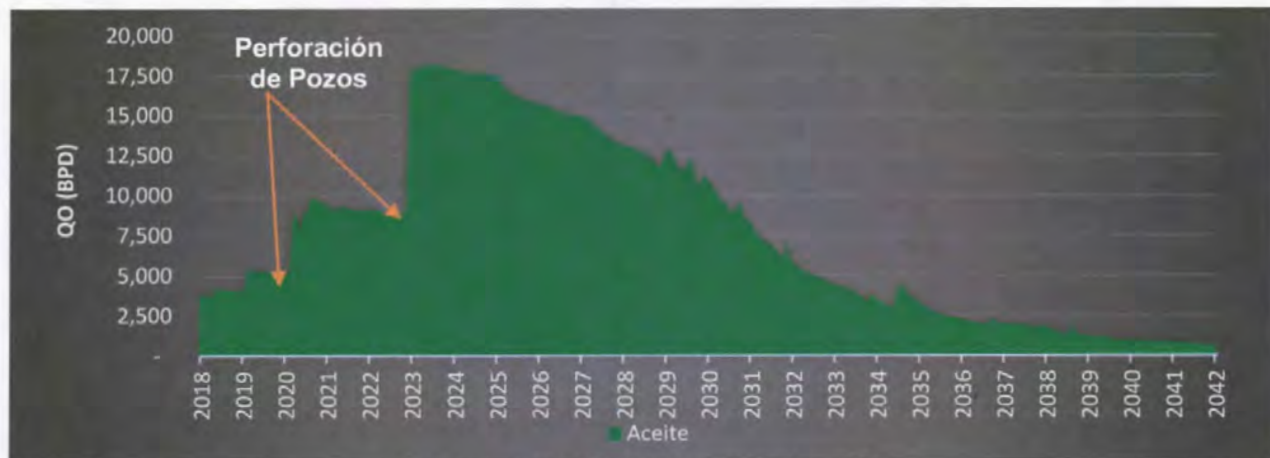


Figura 4. Pronóstico de producción de aceite
(Fuente: Comisión con información del Operador)

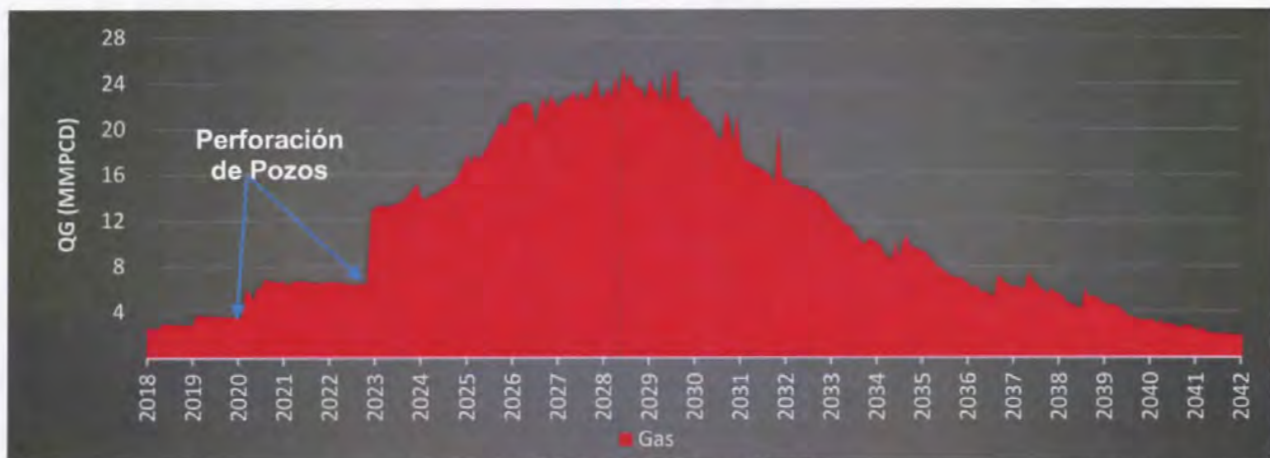


Figura 5. Pronóstico de producción de gas.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Factor de Recuperación

Basados en los pronósticos de producción, se calcularon factores de recuperación esperados, en el Área Contractual, para el horizonte de 2017-2042, hasta la vigencia del contrato.

Área Contractual | Volumen Original

**Santuario –
El Golpe**

		Producción acumulada		Factor de Recuperación		Producción acumulada		Factor de Recuperación Final	
		2017				2042			
Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite %	Gas %	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	Aceite %	Gas %
879.60	573.70	163.90	151.57	18.63	26.42	77.61	115.08	23.05	38.34

Tabla 8. Factores de recuperación de aceite y gas al final del Contrato y al límite Económico
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

A continuación, se presenta un análisis respecto a distintos factores de recuperación, nacionales e internacionales, con el objetivo de estudiar el rango en el que se encuentran los yacimientos similares a los presentes en el Área Contractual, esta información fue tomada de una base de datos a nivel nacional e internacional.

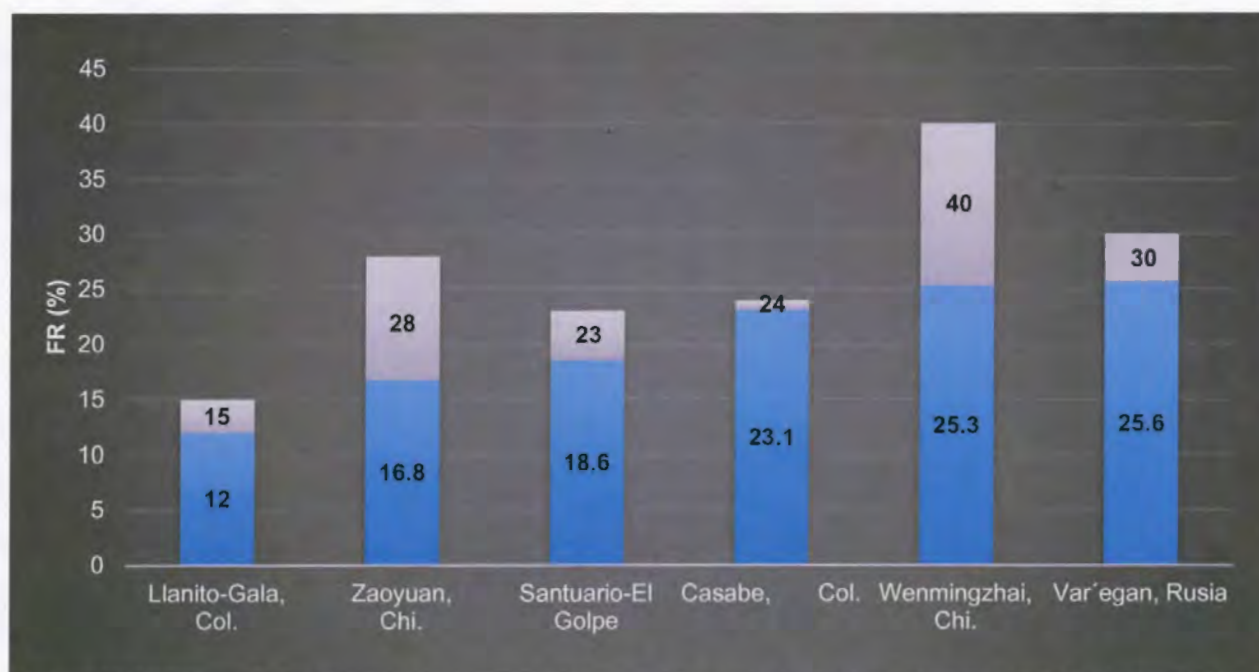


Figura 6. Comparativo de factores de recuperación de campos internacionales con características similares al Área Contractual Santuario-El Golpe
(Fuente: Comisión con base de datos técnica).

A nivel internacional el factor de recuperación presentado por el operador se encuentra en el rango de los campos analizados, el promedio de los campos análogos es de 27.1, y el factor de recuperación final al límite del Contrato es de 23.05. La Tabla 9, muestra los datos de los campos analizados anteriormente.

Campo	País	Inicio de explotación	Inicio de inyección	Mecanismo de empuje	Método Rec.	FR %
Llanito-Gala	Col	1961	2008	Expansión de gas disuelto/Acuífero	Iny. agua	15
Casabe	Col	1945	1979	Expansión de gas disuelto/Acuífero	Iny. agua	22.0
Santuario-El Golpe	Mex	1964-1965			Iny. agua	23.0
Zaoyuan	Chi	1984	1985	Expansión de gas	Iny. agua	28.0
Wenmingzhai	Chi	1982	1984	Expansión de gas	Iny. agua	40.0
Var'egan	Rus	1974	1975	Expansión de gas disuelto/Acuífero	Iny. agua	30.0
Promedio						27.1

Tabla 9. Resumen de Factor de recuperación final.
(Fuente: Comisión con datos de base técnica)

Respecto del comparativo nacional, se seleccionó como campo análogo el campo Tupilco (campo vecino), productor en las mismas formaciones de areniscas pertenecientes al Terciario, igual que el campo Santuario y El Golpe.

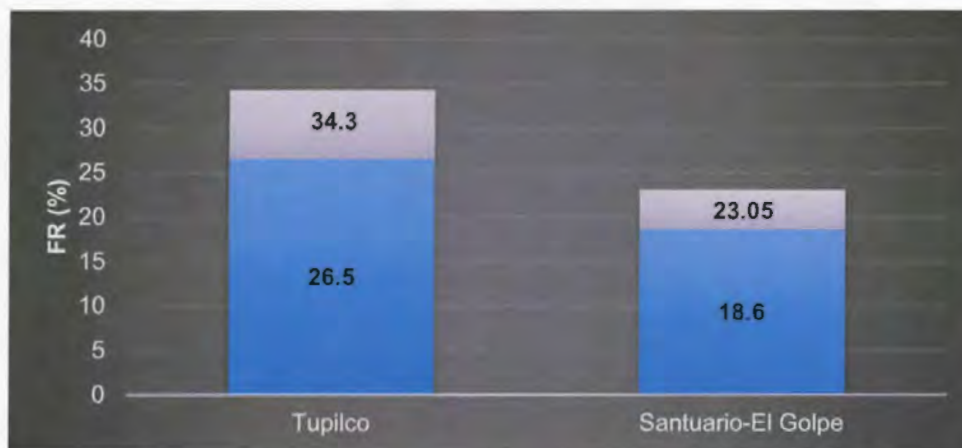


Figura 7. Comparativo de factores de recuperación de campos nacionales, con características similares a Santuario El Golpe.
(Fuente: Comisión)

Recuperación Secundaria

El Área Contractual Santuario-El Golpe considera el desarrollo un proyecto piloto de inyección de agua para evaluar la viabilidad técnica de implantar el proyecto de Recuperación Secundaria en el campo Santuario Noreste. La prueba piloto a ejecutar será diseñada para cumplir con el propósito de recopilar información sobre parámetros y/o variables claves para comprender y modelar los mecanismos del proceso y su comportamiento, estas variables tendrán un impacto, tanto en la evaluación técnica como en la económica; con la finalidad de evaluar el proceso a una escala de laboratorio, la construcción de modelos sectoriales vía simulación numérica, las premisas técnicas para la definición de la fuente de agua para inyección y las actividades requeridas para la implantación de la prueba piloto a nivel campo. Así mismo, el Operador debe dar cumplimiento a los LINEAMIENTOS técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada.

El Operador construyó un modelo de simulación numérica de yacimientos utilizando el simulador Eclipse, con la finalidad de estudiar la respuesta de los yacimientos asociados bajo la influencia de procesos de recuperación secundaria/mejorada, considerando los siguientes métodos:

- Inyección de Agua.
- Inyección de Gas.
- Inyección alternada Agua-Gas (WAG).

La inyección de agua resulta ser aplicable para las condiciones del yacimiento, principalmente por sus características geológicas y condiciones dinámicas, además de obtener un factor de recuperación mayor respecto de los otros dos métodos de recuperación secundaria:

Descripción	Factor de Recuperación Final (FR) %:	Incremental obtenido (FR) % (Ref. al Caso Base):
Agotamiento Natural (Caso Base)	15.1	-

Inyección de Agua
Reinyección de Gas (no Miscible)

23.4
 18.4

8.3
 3.3

Tabla 10. Resumen de Factor de recuperación final.
 (Fuente: Comisión con datos de base técnica)

La prueba piloto propone ser ubicada en el área oeste del bloque Sur del campo Santuario Noreste:

Los pozos involucrados; pozo fuente, pozo inyector (Santuario-506_IA) y pozo observador (Santuario-504), serían perforados desde la Macropera Santuario-502.

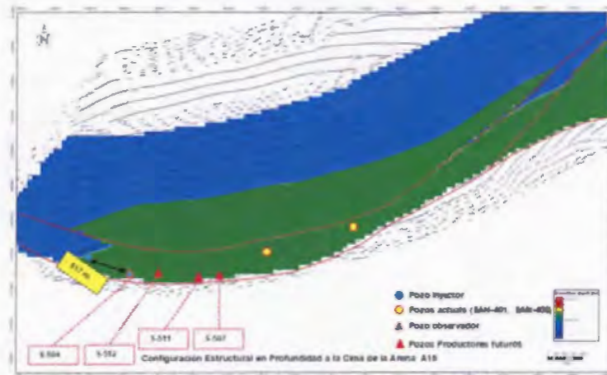


Figura 8. Ubicación Areal, prueba piloto. Campo Santuario Noreste.
 (Fuente: Operador)

La definición del área establecida se sustenta con base en los siguientes criterios técnicos establecidos:

1. Bloque Sur confinado entre dos (2) fallas principales, de tipo sellantes, definidas por interpretación sísmica, las cuales han sido validadas a través de pruebas de variación de presión. La configuración estructural obedece a establecer un arreglo de inyección en línea directa (inyector – observador), esto permitirá alcanzar los objetivos del piloto dentro de los primeros 12 meses según los resultados preliminares de la simulación numérica.

Las ubicaciones de los pozos podrán ser optimizados posteriormente con base en los estudios de simulación sectorial a ser realizados. Las presiones de inyección en fondo se muestran en la Figura 9.

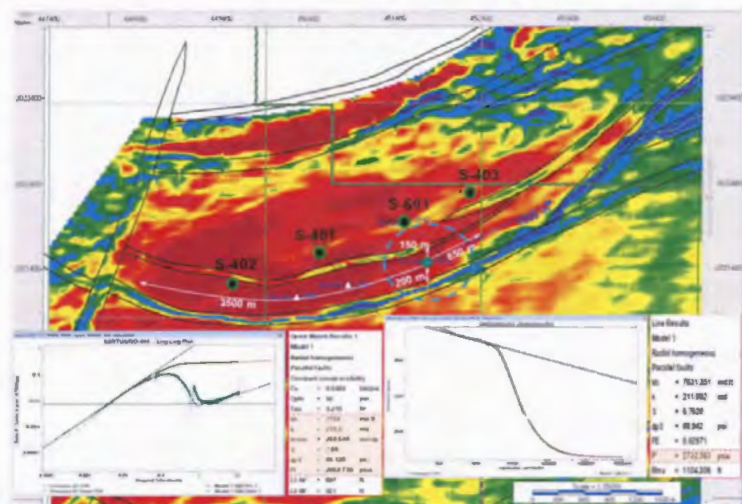


Figura 9. Resultados, prueba de presión, A14-A (SAN-403) y correlación con interpretación sísmica

(Amplitud RMS, Horizonte sísmico, Arena A14-A). (Fuente: Operador)

2. Analogía con Santuario Tradicional: las arenas/yacimientos y las arcillas son correlacionables entre Santuario Tradicional y Santuario Noreste. Los pozos de Santuario Tradicional presentan alta relación espesor bruto – neto (NTG) en todos los pozos, las arenas no parecen estar aisladas (más apiladas). La siguiente figura confirma los argumentos establecidos:

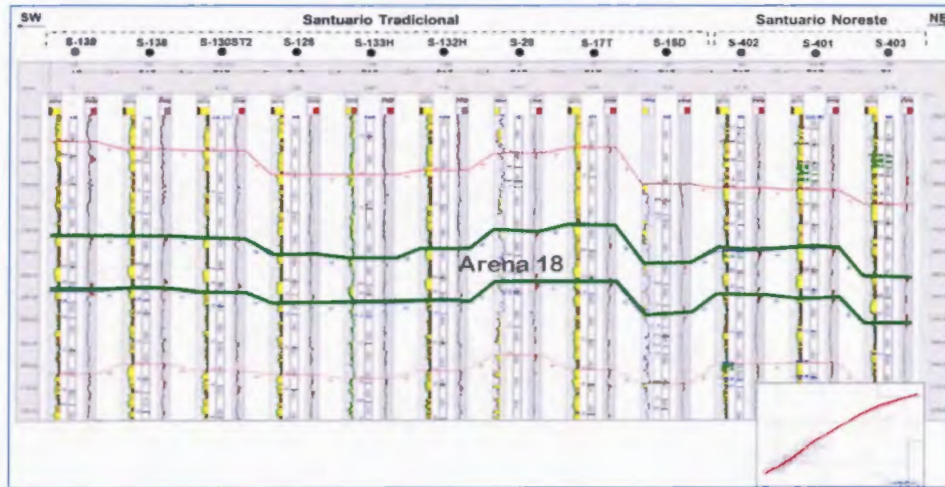


Figura 10. Sección Estratigráfica de Santuario Tradicional a Santuario Noreste. (Fuente: Operador)

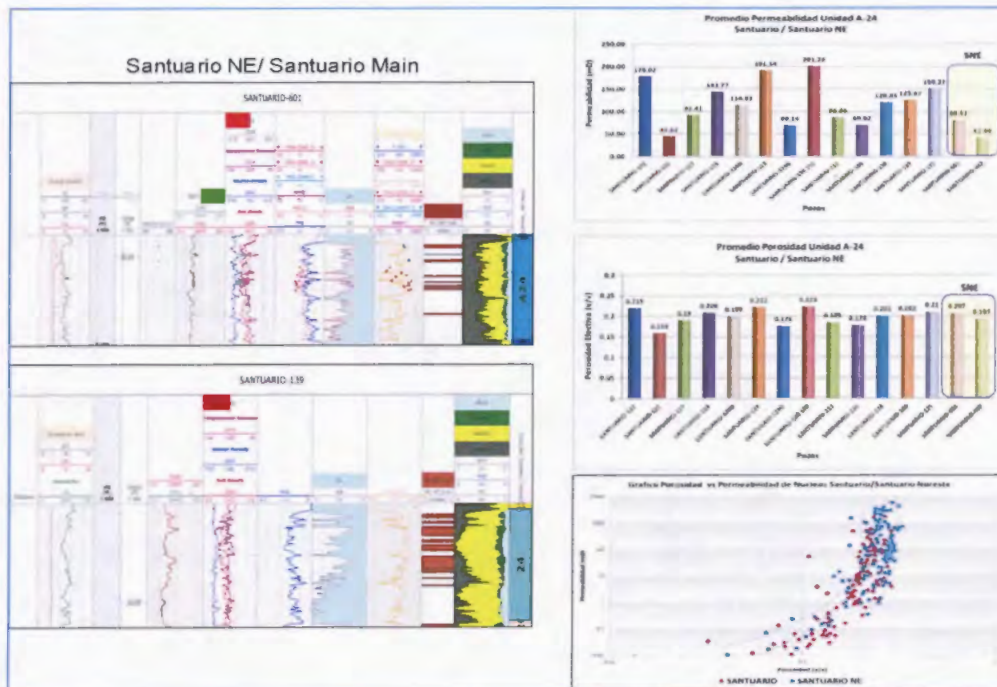


Figura 11. Estudio de analogía, Arena A24, campos Santuario Tradicional – Santuario Noreste. (Fuente: Operador)

La continuidad lateral en algunos yacimientos para un sector del bloque de estudio (Sur) ha sido caracterizada mediante interpretación de pruebas extendidas de variación de presión realizadas en los pozos actualmente en producción (Santuario-401, Santuario-402 y Santuario-403), en las arenas objeto de estudio (A14-A, A15).

Los yacimientos involucrados en el área de estudio actualmente se encuentran en producción por los pozos SAN-401 (A14-A) y SAN-403 (A15) respectivamente.

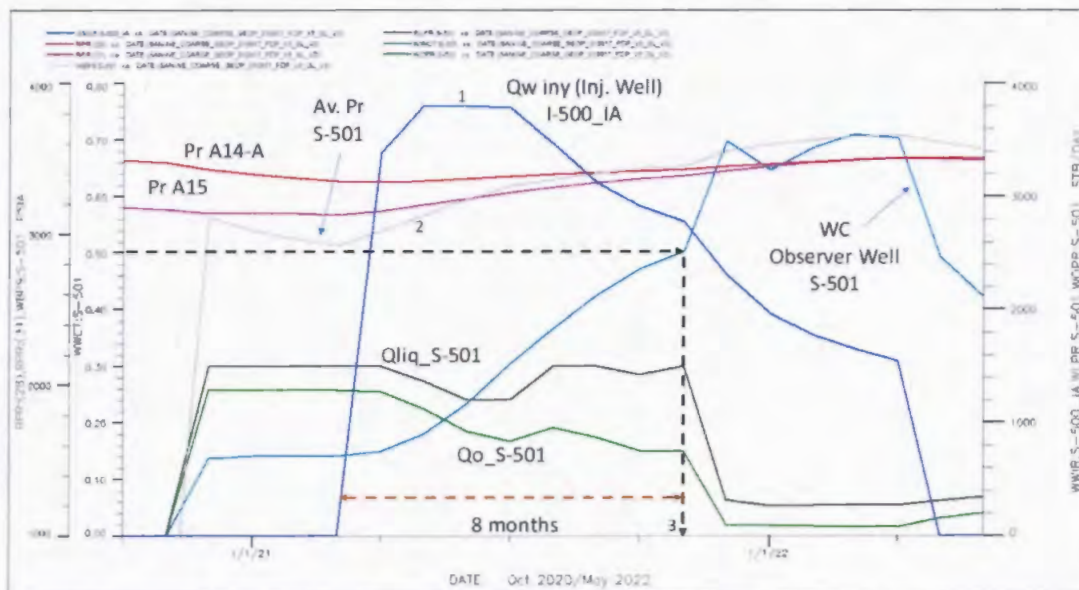


Figura 12. Resultados del modelo de simulación de la prueba piloto de Recuperación Secundaria.
(Fuente: Operador)

De los resultados obtenidos del modelo dinámico se derivan las siguientes conclusiones:

- El máximo gasto de inyección alcanzado es de 3800 bpd (Punto-1) y va decreciendo subordinado por el mantenimiento de la presión de cada yacimiento (A14-A, A15), en función de la cantidad de líquidos producidos.
- Bajo la concepción actual del modelo estático/dinámico, se puede inferir que existe conectividad lateral entre el pozo inyector y pozo productor; ya que puede apreciarse un incremento en la presión estática promedio de yacimiento a nivel del pozo observador (Punto-2), una vez iniciada la inyección de agua en el pozo piloto.
- La irrupción de agua en el pozo observador se presenta en un tiempo de 2 meses, alcanzando un corte de agua (Fw) de 50% en un tiempo de 8 meses (Punto-3).

g) Actividad física

De acuerdo con la alternativa seleccionada (Alternativa 1), se contempla como actividad física la perforación de 26 pozos de desarrollo, de los cuales los primeros 12 pozos productores recopilarán información fundamental para los siguientes 14 pozos de desarrollo, también se perforará un pozo inyector y un pozo fuente, además de 106 reparaciones mayores y 122 reparaciones menores.

En la Tabla 11 se presenta la actividad física a realizar en el Plan de Desarrollo.

Campo	Santuario NE							Santuario Tradicional					El Golpe		
Unidades	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número	Número
Total	26	0	45	56	0	1	1	33	7	11	32	12	9	9	14
Item	Pozos de Desarrollo	RMA S/E	RMA C/E	RME S/E	RME C/E	Inyector	Fuente	RMA S/E	RMA C/E	RME S/E	RME C/E	RMA S/E	RMA C/E	RME S/E	RME C/E
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	5	0	0	0	2

2019	0	0	0	0	0	0	0	5	0	1	3	0	0	2	0
2020	3	0	0	1	0	1	1	4	1	2	4	0	2	0	2
2021	9	0	1	0	0	0	0	4	2	0	7	2	0	0	3
2022	0	0	1	2	0	0	0	7	0	1	4	3	0	3	2
2023	9	0	1	1	0	0	0	4	1	1	3	2	3	1	1
2024	5	0	0	3	0	0	0	3	2	0	2	1	1	2	1
2025	0	0	2	0	0	0	0	2	0	0	3	1	2	1	2
2026	0	0	2	2	0	0	0	3	0	0	1	2	1	0	1
2027	0	0	2	20	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
2028	0	0	4	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	7	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	26	0	45	56	0	1	1	33	7	11	32	12	9	9	14

Tabla 11. Actividades físicas del Plan

(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

Perforación y terminación

Las actividades de desarrollo incluyen la perforación de 28 pozos, divididos en 2 campañas de perforación, en la primera campaña se perforarán y terminarán 14 pozos, de los cuales 12 serán de desarrollo, uno para inyección de agua y otro que se utilizará como pozo fuente para extraer agua de formación para inyección en la prueba piloto de recuperación secundaria. La segunda campaña de perforación considera la perforación y terminación de 14 pozos de desarrollo. Ambas campañas de perforación serán en el campo Santuario-Noreste.

Los pozos por perforar tendrán la siguiente distribución en el Área Contractual y siguientes características:

- Pozos Productores con Sistema de Levantamiento Bombeo Neumático:
 - Santuario Noreste: 26
- Pozos fuente, productores de agua:
 - Santuario Noreste: 1
- Pozos para inyecciones de Agua:
 - Santuario Noreste: 1

TOTAL: 28 pozos

- Perforación de pozos de desarrollo: pozos direccionales de bajo y alto ángulo, terminados con aparejo de producción de 3-1/2" y accesorios para futura instalación de sistema artificial de producción por Bombeo Neumático (BN). La terminación del pozo será de tipo sencilla con múltiples yacimientos abiertos a producción (yacimientos agrupados por zonas de flujo).
- Perforación de pozo inyector: pozo direccional, terminado con aparejo de producción (inyección) de 3-1/2". La terminación del pozo será de tipo sencilla con múltiples yacimientos abiertos a inyección (yacimientos agrupados por zonas de flujo).
- Perforación de pozo fuente: Perforación de pozo productor de agua, trayectoria direccional de bajo ángulo, terminados con aparejo producción de 4-1/2" y accesorios para futura instalación de sistema artificial de producción por Bombeo Electro-sumergible (BES). La terminación del pozo será de tipo sencilla con un solo yacimiento a producción, pero con la facilidad preventiva de incorporar futuros intervalos productores mediante disparos con línea de acero.

Nombre de pozo	Ubicación	Pozo tipo	Campaña
Santuario 502	Macropera Santuario 502	B	2020-2021
Santuario 503	Macropera Santuario 502	D	2020-2021
Santuario 504	Macropera Santuario 502	A	2020-2021
Santuario 505_F	Macropera Santuario 502	E	2020-2021
Santuario 506_IA	Macropera Santuario 502	F	2020-2021
Santuario 602	Macropera Santuario 601	A	2020-2021
Santuario 603	Macropera Santuario 601	D	2020-2021
Santuario 604	Macropera Santuario 601	A	2020-2021
Santuario 605	Macropera Santuario 601	D	2020-2021
Santuario 606	Macropera Santuario 601	A	2020-2021
Santuario 607	Macropera Santuario 601	D	2020-2021
Santuario 608	Macropera Santuario 601	A	2020-2021
Santuario 609	Macropera Santuario 601	A	2020-2021
Santuario 610	Macropera Santuario 601	D	2020-2021
Santuario 507	Macropera Santuario 502	A	2022-2024
Santuario 508	Macropera Santuario 502	A	2022-2024
Santuario 509	Macropera Santuario 502	A	2022-2024
Santuario 510	Macropera Santuario 502	A	2022-2024
Santuario 511	Macropera Santuario 502	A	2022-2024
Santuario 512	Macropera Santuario 502	A	2022-2024
Santuario 702	Macropera Santuario 702	B	2022-2024
Santuario 703	Macropera Santuario 702	A	2022-2024
Santuario 704	Macropera Santuario 702	B	2022-2024
Santuario 404	Macropera Santuario 401	A	2022-2024
Santuario 405	Macropera Santuario 401	A	2022-2024
Santuario 406	Macropera Santuario 401	B	2022-2024
Santuario 407	Macropera Santuario 401	A	2022-2024
Santuario 408	Macropera Santuario 401	A	2022-2024

Tabla 12. Pozos por perforar y terminar durante el Plan de Desarrollo.

(Fuente: Operador)

Infraestructura

El Área Contractual Santuario-El Golpe, contempla construcción de infraestructura nueva y reacondicionamiento o ampliación de infraestructura existente, además de construcción y/o adecuación de infraestructura alternativa.

Respecto de infraestructura de recolección y transporte, también se construirán líneas de descarga, cabezales de recolección, oleogasoductos y gasoductos.

Macroperas Santuario Noreste: se ampliarán las macroperas Santuario 601 y Santuario 401, para incorporar pozos de desarrollo en dichas instalaciones ya existentes. Se construirán 2 nuevas macroperas, Santuario 502 y Santuario 702, para perforar pozos de desarrollo en dichas macroperas.

<i>Tipo de infraestructura</i>	<i>Descripción</i>	<i>Uso individual o compartido</i>	<i>Inicio de Operación (Año)</i>
Macropera Santuario 601	Se realizarán trabajos de ampliación para ubicar nuevos pozos de producción y la infraestructura asociada necesaria para operación.	Individual	2020
Macropera Santuario 401	Se realizarán trabajos de ampliación para ubicar nuevos pozos de producción y la infraestructura asociada necesaria para operación.	Individual	2024
Macropera Santuario 502	La Macropera Santuario 502 será una infraestructura nueva en la cual se considera ubicar 11 nuevos pozos y la infraestructura necesaria para operación.	Individual	2020
Macropera Santuario 702	La Macropera Santuario 702 es una infraestructura nueva en la cual se considera ubicar 3 nuevos pozos y las infraestructuras necesarias para operación	Individual	2023

Tabla 13. Macroperas para pozos de producción.

(Fuente: Operador)

Infraestructura alternativa: se construirá infraestructura nueva y se adecuará parte de la existente, dicha infraestructura no tiene una aplicación directa para la extracción o procesamiento de los hidrocarburos, pero es necesaria para el desarrollo del proyecto.

<i>Infraestructura alternativa</i>	<i>Justificación</i>	<i>A desarrollar o complemento</i>	<i>Fecha de entrega (Año)</i>
Camino de Acceso a Macropera Santuario 601	Se mejorará la superficie de rodamiento con el fin de minimizar el impacto al acceso vehicular pesado requerido por los trabajos de rehabilitación y ampliación de la Macropera 601 y la perforación de pozos nuevos.	Rehabilitación	2021 En operación
Camino de Acceso a Macropera Santuario 401	Se mejorará la superficie de rodamiento con el fin de minimizar el impacto al acceso vehicular pesado requerido por los trabajos de rehabilitación y ampliación de la Macropera 601 y la perforación de pozos nuevos.	Rehabilitación	2024 En operación
Camino de Acceso a Macropera Santuario 502	La Macropera santuario 502 es una infraestructura nueva y requerirá de camino de acceso.	Construcción	2020
Puente el Fango II	El puente se encuentra ubicado en el acceso a la Macropera Santuario 502 y deberá ser estudiada su integridad mecánica y requerimiento de rehabilitación para garantizar el acceso seguro a la Macropera.	Estudio de Rehabilitación	2020
Camino de Acceso a Macropera Santuario 702	La Macropera Santuario 702 es una infraestructura nueva y requerirá de camino de acceso.	Construcción	2023
Puente el Fango I	El puente se encuentra ubicado en el acceso a la Macropera Santuario 702 y deberá ser estudiada su integridad mecánica y requerimiento de rehabilitación para garantizar el acceso seguro a la Macropera.	Rehabilitación	2023

Camino de Acceso al Complejo Santuario Noreste	El Complejo Santuario Noreste es una infraestructura nueva y requerirá de camino de acceso.	Construcción	2023
Acceso restringido a la Macropera Santuario 401	Barda de block y concreto reforzado. Se le colocará concertina en la parte superior para mayor seguridad y se instalará portón de acceso. Se contará con caseta de vigilancia para la seguridad de la Pera.	Construcción	2019
Acceso restringido a la Macropera Santuario 601	Barda de block y concreto reforzado. Se le colocará concertina en la parte superior para mayor seguridad y se instalará portón de acceso. Se contará con caseta de vigilancia para la seguridad de la Pera.	Construcción	2019

*Tabla 14. Infraestructura alternativa por desarrollarse en el Área Contractual.
(Fuente: Operador).*

Infraestructura para recolección, Santuario: con la finalidad de recolectar la producción de los pozos ubicados en Santuario Noreste, se construirán dentro de las 4 macroperas de desarrollo, 4 cabezales, 4 ductos, 3 líneas de descarga y un sistema de paro de emergencia para Santuario 601 desde Santuario 401.

Asimismo, se construirá una red de inyección de gas para BN, proveniente desde el Complejo Santuario Noreste hacia las macroperas 502, 702, 601 y 401.

Respecto a la infraestructura para la prueba piloto de recuperación secundaria, se construirán una línea de succión de agua desde el pozo fuente hasta la planta de tratamiento de agua, y una línea de inyección de agua desde la planta de tratamiento hasta el pozo inyector.

Infraestructura de Transporte, Santuario: en lo que respecta a transporte, se construirá la siguiente infraestructura:

Tipo de infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Ductos de Transporte	Oleoducto de 8" Ø x 13.5 km de Batería de Separación Santuario al Complejo El Golpe.	Individual	2021
	Gasoducto de 8" Ø x 13.5 km de Batería de Separación Santuario al Complejo El Golpe.	Individual	2021
	Salinoducto del Complejo Santuario Noreste a pozo letrina.	Individual	2023

*Tabla 15. Infraestructura para transporte de producción del área Santuario.
(Fuente: Operador).*

El oleoducto de 8" x 13.5 km, se construirá desde la batería de separación Santuario hasta el Complejo El Golpe, esto para transportar la producción de la Batería de Separación Santuario al Complejo Santuario Noreste para su procesamiento, y de ahí al Complejo El Golpe para su fiscalización y posterior envío a la Terminal Marítima Dos Bocas a través del oleoducto existente de 10" Ø x 32 km.

El Gasoducto nuevo de 8" Ø x 13.5 km aproximadamente se construirá desde la Batería de Separación Santuario al Complejo El Golpe. Este ducto transporta la producción de gas de la Batería de Separación Santuario y de la Batería Santuario Noreste hasta el Complejo El Golpe, donde se mezcla con el gas de la Batería de Separación El Golpe II previa fiscalización y posterior envío a la Estación de Compresión Castarrical.

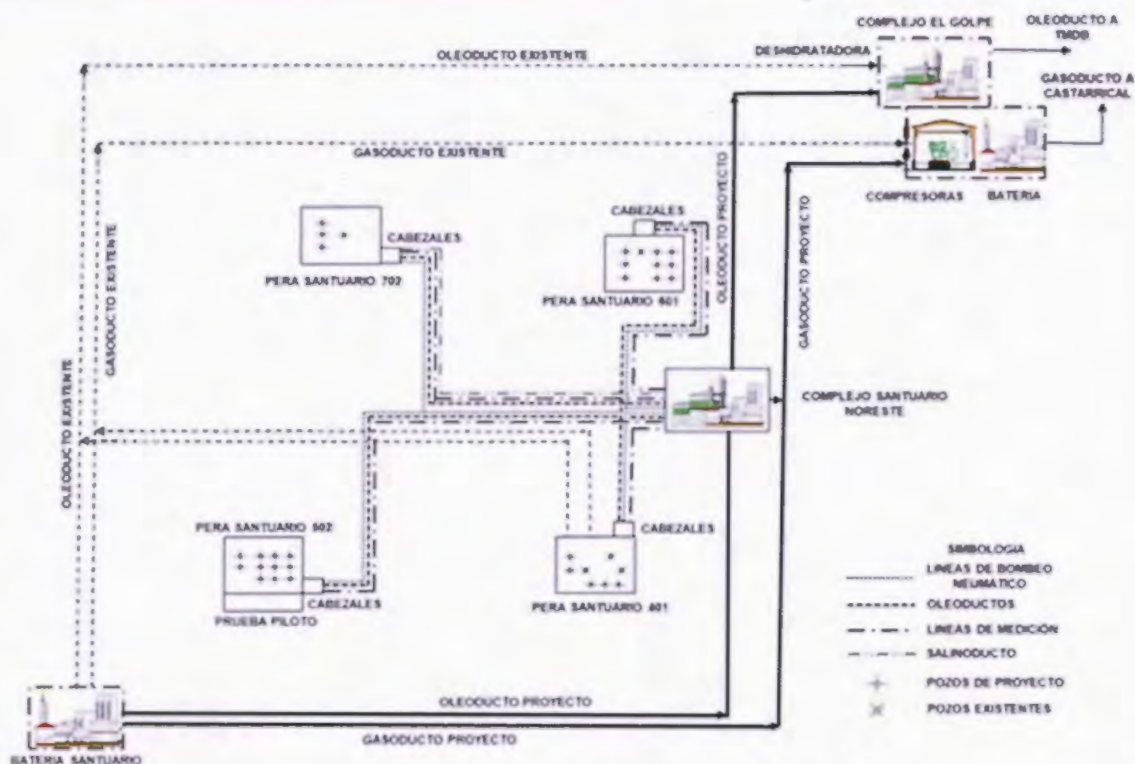


Figura 13. Ductos de transporte de Santuario.
(Fuente: Operador)

Infraestructura de Transporte, El Golpe: en esta área se construirá la siguiente infraestructura:

Tipo de infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Ducto de transporte	Salinoducto de Planta Deshidratadora El Golpe a pozo letrina.	Individual	2019
	Línea de inyección de agua congénita hacia el pozo El Golpe 22T.	Individual	2020
Líneas de Bombeo neumático	Línea de bombeo neumático hacia el pozo el Golpe 30D	Individual	2019
	Línea de bombeo neumático hacia el pozo el Golpe 123	Individual	2019
	Línea de bombeo neumático hacia el pozo el Golpe 126	Individual	2019

Tabla 16. Infraestructura para transporte de producción del área El Golpe.
(Fuente: Operador).

Instalaciones

Instalaciones Santuario: con la finalidad de operar de manera segura y confiable la producción del bloque Santuario, se complementará la batería de separación existente, la cual separa los fluidos provenientes de los pozos para su conducción a los ductos correspondientes, para su envío a los complejos Santuario Noreste y El Golpe.

Los componentes adicionales de la estación de separación son los siguientes:

Tipo de infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Batería de Separación Santuario	Quemador Elevado	Individual	2021
	Adecuación del Sistema contraincendios	Individual	2021
	Sistema de gas y fuego	Individual	2019
	Sistema de medición de niveles en tanques	Individual	2020

Tabla 17. Elementos adicionales de la estación de Separación Santuario El Golpe.
(Fuente: Operador).

Instalaciones Santuario Noreste: el desarrollo de las instalaciones de producción en Campo Santuario Noreste se realizará en dos etapas. En la primera etapa se aumentará la capacidad de las instalaciones de producción temprana (IPT). En la segunda etapa se reemplazará las instalaciones de producción temprana por instalaciones permanentes con mayor capacidad de procesamiento.

- ✓ **Primera Etapa – Aumento de capacidad de las instalaciones de producción temprana, de 6 a 12 mbpd:** la producción de los pozos del campo Santuario Noreste será procesada en las instalaciones de producción temprana, dicha producción provendrá de los pozos en las macroperas existentes Santuario 401 y Santuario 601, a la cual se incorporará la producción proveniente de los pozos de la nueva macropera Santuario 502.

Tipo de infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Batería de Separación Santuario Noreste Producción Temprana (IPT)	Separador trifásico, 1era Etapa	Individual	2020
	Bomba de Transferencia	Individual	2020
	Unidad Recuperadora de Vapor	Individual	2020
	Cachador de líquidos de desfogue	Individual	2020
	Quemador elevado	Individual	2020

Tabla 18. Elementos de la estación de Separación Santuario Noreste, para aumento de capacidad.
(Fuente: Operador).

- ✓ **Segunda Etapa – Nuevo Complejo Santuario Noreste:** A la mezcla de hidrocarburos del Campo Santuario Noreste proveniente de las Macroperas Santuario 401, Santuario 601 y Santuario 502, se le incorporará la producción de los pozos en la nueva Macropera Santuario 702 y los líquidos provenientes de Batería Santuario, los cuales se enviarán al Separador Trifásico de Media Presión donde se realizará la separación gas-crudo-agua.

Tipo de infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Separación gas-líquidos y estabilización	Separador horizontal trifásico de media presión.	Individual	2023
	Rectificador vertical de gas de media presión.	Individual	
	Intercambiador de calor crudo-crudo	Individual	
	Calentador de crudo	Individual	
	Separador horizontal trifásico de baja presión.	Individual	

Deshidratación, desalado y envío de crudo en especificación	Separador horizontal de medición.	Individual	
	Bomba de trasiego de crudo LP.	Individual	
	Bombas de exportación de aceite.	Individual	
	Bomba de trasiego de tanque de almacenamiento	Individual	
	Bomba de trasiego de agua congénita de separador LP	Individual	
	Bomba de recirculación de agua congénita	Individual	2023
	Deshidratador electrostático	Individual	
	Desalador electrostático	Individual	
Compresores	Tanque de balance de crudo	Individual	
	Tanques de almacenamiento de crudo	Individual	
	Paquete de unidad recuperadora de vapor	Individual	2023
	Paquete de compresión de gas asociado y de BN	Individual	
Planta de tratamiento de agua	Planta de tratamiento de agua	Individual	
	Tanque de balance agua de inyección	Individual	
	Tanque de almacenamiento de agua congénita	Individual	2023
	Bomba de trasiego de agua congénita	Individual	
	Bombas de inyección de agua tratada	Individual	
	Turbinas de generación de energía eléctrica	Individual	
	Sistema de gas combustible	Individual	
	Paquetes de inyección de químicos	Individual	
	Quemador elevado para alta presión	Individual	
	Quemador elevado para baja presión	Individual	
Servicios auxiliares	Tanque de desfogue de alta presión	Individual	
	Tanque de desfogue de baja presión	Individual	
	Bomba recuperadora de líquidos de desfogues de alta presión	Individual	
	Bomba recuperadora de líquidos de desfogues de baja presión	Individual	
	Paquete de aire de instrumentos y de planta	Individual	2023
	Sistema de agua potable	Individual	
	Sistema de agua de servicio	Individual	
	Sistema de agua de lavado de crudo	Individual	
	Sistema de drenaje y procesamiento de aguas negras y grises	Individual	
	Sistema contraincendios	Individual	
	Paquete generador de emergencia	Individual	
	Sistema de diésel	Individual	
	Sistema de drenaje cerrado	Individual	
	Sistema de drenaje abierto	Individual	

Tabla 19. Elementos del nuevo Complejo Santuario Noreste, para aumento de capacidad.
(Fuente: Operador).

Instalaciones El Golpe: el desarrollo de las instalaciones de producción en Campo El Golpe, considera la construcción de la batería de Separación El Golpe II, donde se recibirá la producción proveniente de los pozos del campo El Golpe. La Batería tendrá la siguiente infraestructura:

Tipo de infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Inicio de operación
Batería de Separación El Golpe II	Separador bifásico	Individual	2020
	Rectificador de gas	Individual	2020
	Sistema de medición de niveles de Tanques	Individual	2020
	Quemador elevado	Individual	2021

Tabla 20. Potencial infraestructura nueva en Batería de Separación El Golpe II.
(Fuente: Operador).

Así mismo, considera la construcción de la estación de compresión El Golpe, la cual recibirá el gas proveniente de la estación de Separación El Golpe II. La estación de compresión tendrá la siguiente infraestructura:

<i>Tipo de infraestructura</i>	<i>Descripción</i>	<i>Uso individual o compartido</i>	<i>Inicio de operación</i>
Estación de Compresión El Golpe	Sistema de medición fiscal de gas	Compartido	2020
	Adecuación Sistema contraincendios ⁽¹⁾	Individual	2020
	Adecuación Sistema de gas y fuego	Individual	2020

*Tabla 21. Potencial infraestructura nueva en Estación de Compresión El Golpe.
(Fuente: Operador).*

Planta Deshidratadora El Golpe

Debido al desarrollo de las instalaciones de producción en Campo Santuario Noreste, las cuales se realizará en dos etapas, estas impactan la filosofía de operación en la Planta Deshidratadora El Golpe, por lo que se modificarán en 2 etapas. En la primera etapa de incremento de la capacidad de las instalaciones de producción temprana se deberán realizar modificaciones en la Planta Deshidratadora El Golpe, esto para manejar la producción adicional. Para la segunda etapa donde se reemplazará las instalaciones de producción temprana por instalaciones permanentes con mayor capacidad de procesamiento en el nuevo Complejo Santuario Noreste, no se requiere modificaciones en la Planta deshidratadora El Golpe.

Primera Etapa - Aumento de capacidad de las instalaciones de producción temprana a 12 MBPD, procesamiento en la Planta deshidratadora El Golpe.

Los líquidos provenientes de la Batería Santuario, Batería Santuario Noreste Producción Temprana, Batería de Separación El Golpe II y Batería Tupilco, se deshidratará en el Tanque Deshidratador Atmosférico existente por gravedad; la corriente de líquidos parcialmente deshidratada se enviará a los tanques de almacenamiento existentes de donde las bombas de trasiego, existentes y nuevas, succionarán y descargarán a la nueva vasija electrostática nueva, previo paso por el calentador de crudo existente.

El agua del proceso de deshidratación será enviada a la Planta de Tratamiento de Agua nueva, en donde se acondicionará para su inyección a pozo letrina.

Segunda Etapa: durante la segunda etapa, las instalaciones temporales se reemplazarán por instalaciones permanentes, estas instalaciones permanentes conformarán el Nuevo Complejo Santuario.

Infraestructura Compartida

En este sentido, el Operador informa que solo compartirá infraestructura con PEMEX, referente únicamente a la Planta Deshidratadora El Golpe. Dicha infraestructura se encuentra dentro del Área Contractual Santuario-El Golpe.

Abandono

En cumplimiento a la Cláusula 17.1 el Operador ha establecido en el Plan de Desarrollo una secuencia operativa consecutiva de abandono de áreas, instalaciones o pozos, corregir las condiciones ambientales adversas e implementar el reacondicionamiento que sea necesario para volver el área a su estado natural o dejarlas en condiciones tales que permitan su uso nuevamente, lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable.

El Plan de Desarrollo documenta el abandono de un total de 172 pozos de los cuales 144 son preexistentes y 28 son proyectados en este periodo de desarrollo (26 productores y 2 de la prueba piloto) y de las instalaciones existentes y nuevas, el plan de abandono comenzaría con los pozos que ya no tengan actividad física asociada y se contemplan abandonar en los últimos tres años del contrato comenzando en 2040 y concluyendo el 2042.

Para lograr los objetivos anteriores, el Operador deberá celebrar un Fideicomiso de Inversión (Fideicomiso de Abandono), de acuerdo con la Cláusula 17.3 del Contrato, asimismo, deberá cumplir con lo establecido en la Cláusula 17.4, respecto del fondeo del mencionado Fideicomiso de Abandono.

La estimación del plan de abandono de la infraestructura del Área Contractual y de las inversiones asociadas a estas actividades, se observa en las Tablas 17 y 18.

Abandono Alternativa 1	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Número de pozos a abandonar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono Alternativa 1 mmUSD	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
Número de pozos a abandonar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	30	122	172

*Tabla 17. Secuencia de abandono de pozos
(Fuente: Operador).*

Abandono Alternativa 1 mmUSD	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gastos por Abandono	0.79	3.20	3.36	4.51	4.44	5.51	7.73	7.52	7.19	6.91	6.34	5.90	5.34
Abandono Alternativa 1 mmUSD	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
Gastos por Abandono	4.28	3.24	2.52	1.93	1.80	1.29	1.09	0.99	0.77	0.56	0.47	0.33	88.03

*Tabla 18. Inversiones asociadas al abandono
(Fuente: Operador).*

h) Tecnología

Las principales tecnologías que serán utilizadas durante el desarrollo de las actividades del Plan de Desarrollo, así como el beneficio de la aplicación de éstas, son las siguientes:

- **Yacimientos**

- ✓ Simulador numérico t-Navigator, para realizar los análisis dinámicos del yacimiento.
- ✓ Asignación de la producción por Método Geoquímico: asignación de producción por yacimiento con menor costo respecto al PLT convencional. Monitoreo continuo de la producción e identificación de zonas con problemas (flujo cruzado, alto corte de agua, etc.).

- **Geología**

- ✓ Uso del software Paradigm: tecnología de punta con integración perfecta entre disciplinas, que ayuda a mejorar la efectividad del equipo para lograr resultados superiores en los análisis realizados como modelos estáticos, entre otros.

- **Petrofísica**

- ✓ Geoquímica Avanzada: para mejorar el posicionamiento de la sección productora y para asistir en la evaluación de la formación.
- ✓ Corte de núcleos inteligente: corte y recuperación de núcleo con el mismo ensamblaje de fondo, lo que permite obtener núcleos de mejor calidad y reducir costos, tiempos y riesgos operacionales.

- **Instalaciones**

- ✓ Sistema de Separación de alta eficiencia: arrastre de líquido en el gas de 0.1 gal/mmpcd, retención de partícula de 5 -10 micras y mayores, medición monofásica (gas-aceite-agua), monitoreo local y remoto, mantenimiento efectivo sin interrupción del proceso, manejo de baches proveniente de los pozos de producción.
- ✓ Sistema de Deshidratación y Desalado Electrostático en dos etapas: con este sistema se alcanzan las especificaciones de crudo para su transferencia, eficiencia en el rompimiento de la emulsión a temperaturas bajas, contar con sistema de agua de lavado como diluyente de las sales con sistema de reciclo para minimizar el consumo de agua fresca, sistema de mezclado (válvula de mezclado) de agua de dilución con el crudo para eficientar la separación, ofrecen mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción, contar con monitoreo local y de control.

Perforación, terminación y reparaciones

- ✓ Herramientas direccionales como Motores de fondo para el control de verticalidad en etapas superficiales, Sistema Rotatorio, para pozos direccionales y horizontales: reducción en los tiempos de perforación y mejora en la calidad de agujero.
- ✓ Marcas radioactivas en la tubería de revestimiento de producción: asegurar y facilitar la correlación de los disparos de producción.
- ✓ Mouse hole de 22 metros: para reducción de tiempos para el armado y quiebre de tubería.
- ✓ Uso de Y-tool para pozos fuente con sistema BEC instalado y terminación sencilla selectiva (depende análisis de productividad y subsuelo): acceso con tubería flexible a los intervalos productores de agua para efectuar estimulaciones, limpiezas o bombeo de químicos, medición individual de intervalos, reducción en el número de intervenciones con equipo.

Si bien la tecnología que utilizará el Operador no es nueva, si es la adecuada, de acuerdo con las actividades que realizará. **El uso de esta tecnología optimiza tiempo y dinero.**

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.

i) Aprovechamiento de gas

En cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Contrato, presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en el Plan de Desarrollo en los términos establecidos por el artículo 22 de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Se estima alcanzar el 98% de aprovechamiento del gas en el Área Contractual, a través de los siguientes rubros:

1. **Autoconsumo:** se estima utilizar un volumen de 12.65 mmpc/día como combustible para motores de bombas y compresores, generadores eléctricos, calentador de crudo, piloto de quemadores y gas de purga.
2. **Bombeo Neumático:** se utilizará un volumen estimado de 15.6 mmpc/día de gas para bombeo neumático a pozos del Área Contractual.
3. **Transferencia:** se transferirán 36.67 mmpc/día a las estaciones de recolección y compresión que operan la producción del Área Contractual.

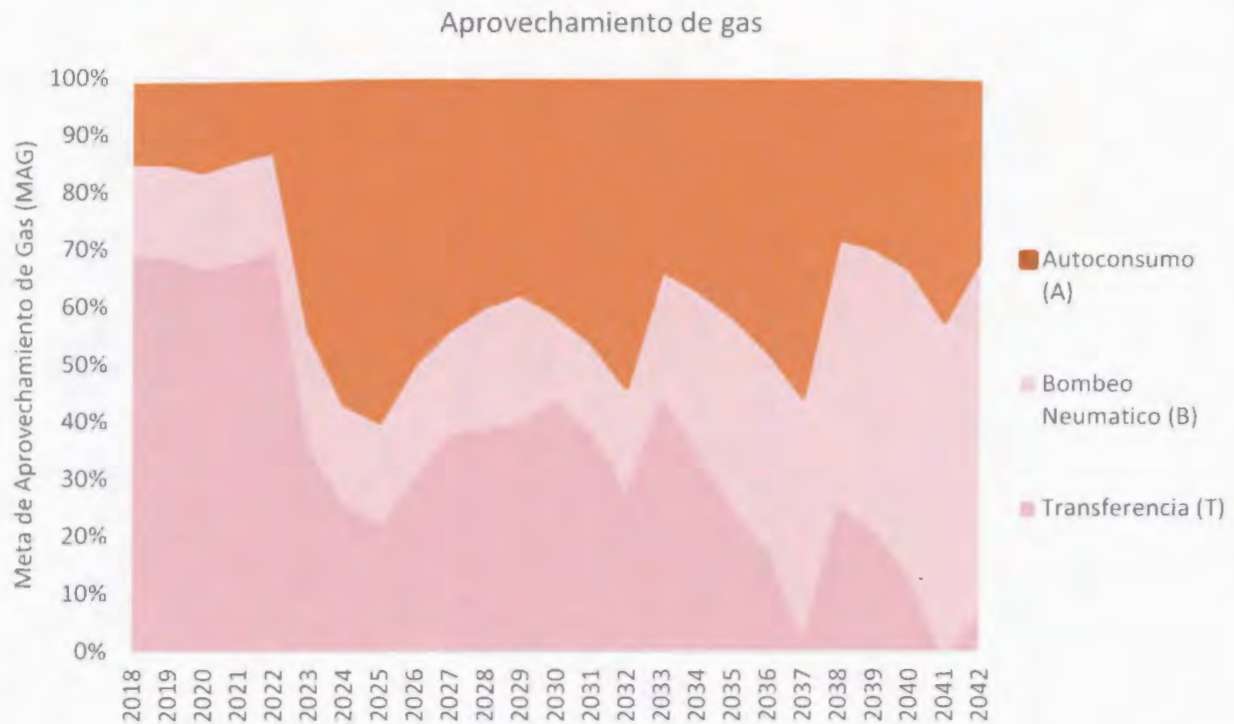


Figura 14. Aprovechamiento de gas del Área Contractual Santuario El Golpe
(Fuente: Comisión con información del Operador)

El Operador deberá cumplir con el aprovechamiento del gas producido, evitando la destrucción de este durante la operación normal. Sólo se procederá al desfogue de gas por cuestiones de mantenimiento de equipos y sistemas, en cuanto al programa de destrucción controlada que forma parte del gas no aprovechado, dentro del Plan de Desarrollo se refiere al gas de barrido y pilotos de los sistemas.

Programa de Gas (MMPC/año)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Producción de gas	2987.4	2949.5	2850.1	3257	3642.6	3687.2	5793.3	6269.9	7412.6	8552.3	8743.8
Autoconsumo	485.5	485.5	522	522	522	2006.3	3813	4573.5	4573.5	4573.5	4544.9
Transferencia	2459.7	2424.8	2289.4	2695.8	3081.6	1639.6	1941	1657.4	2800.1	3968.7	4316.9
Gas Natural no Aprovechado	42.2	39.2	38.7	39.3	39.1	41.3	39.2	39.1	39.1	38.7	38.7
% de aprovechamiento	99%	98.7%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	100%	100%

Tabla 3. Programa de aprovechamiento de gas 2018-2028.
(Fuente: Operador)

Programa de Gas (MMPC/año)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Producción de gas	8973.2	8760.8	7768.4	6362.5	5645	4336.8	3562.2	3028.4	2291.1	2295.9
Autoconsumo	4314.9	4208.5	4208.5	4195.5	2403.2	2226.7	2211.7	2208.3	2202.5	1186.3
Transferencia	4619.6	4513.7	3521.2	2142	3221.4	2089.7	1330.1	799.6	68.7	1091.4
Gas Natural no Aprovechado	38.7	38.7	38.7	25	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4
% de aprovechamiento	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	99%	99%

Tabla 4. Programa de aprovechamiento de gas 2029-2038.

(Fuente: Operador)

Programa de Gas (MMPC/año)	2039	2040	2041	2042
Producción de gas	1887.4	1549.7	1085.1	827.4
Autoconsumo	1095	1095	1095	1095
Transferencia	774.1	436.4	-28.2	139.9
Gas Natural no Aprovechado	20.4	20.4	20.4	20.4
% de aprovechamiento	99%	99%	99%	99%

Tabla 51. Programa de aprovechamiento de gas 2039-2042.

(Fuente: Operador)

De la evaluación al Programa de Aprovechamiento de Gas presentado por el Operador, se advierte que las acciones e inversiones proyectadas son acordes y suficientes para mantener la Meta anual de Aprovechamiento de Gas Natural durante la vigencia del Contrato.

Autocosumo

En términos del artículo 4 fracción II y IV, de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas y de la Cláusula 14.1, el Operador prevé que parte del aprovechamiento de gas dentro del Área Contractual Santuario-El Golpe estará basado fundamentalmente en la utilización del mismo para **autoconsumo como gas combustible para operación de diversos equipos** para atender los siguientes servicios:

- Motores de Compresores
- Gas para instrumentos
- Turbinas de generación eléctrica
- Calentador de crudo
- Motores de bombas de inyección de agua
- Piloto de quemadores
- Barrido de líneas
- Purga del quemador

De la evaluación al Programa de Aprovechamiento de Gas presentado por el Operador, se advierte que las acciones e inversiones proyectadas serán acordes y suficientes para mantener la Meta anual de Aprovechamiento de Gas Natural durante la vigencia del Contrato, la cual se mantiene arriba del 98% de aprovechamiento a lo largo de la vida del proyecto.

Cabe mencionar que en términos de la Cláusula 14.1 del Contrato, el Operador no podrá quemar ni ventear Gas Natural, excepto por los límites autorizados por la ASEA o en la medida que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos ambientales previstos en la Normatividad Aplicable.

Con lo anterior, se procura el aprovechamiento del gas en términos del artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, 39, fracción VII de la LORCME, 7, fracción VII y 8, fracción II inciso g) de los Lineamientos, así como de la Cláusula 5.2 del Contrato.

j) Medición de hidrocarburos

Derivado de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017 de los Campos Santuario y El Golpe y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Operador, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica lo siguiente:

La medición de los hidrocarburos producidos en los Campos Santuario y El Golpe, a la salida de la Planta Deshidratadora El Golpe para el Petróleo, esta se realizará a través de un Sistema de Medición con tecnología de flujo másico tipo Coriolis, de igual manera propone la medición del Gas Natural producido con un Sistema de Medición con tecnología de flujo del tipo presión diferencial utilizando Placa de Orificio, esto a la Salida de la Estación de Compresión El Golpe. El Operador como parte de su propuesta propone dos etapas para la medición durante la vigencia del Plan de Desarrollo; en una primer etapa continuar midiendo con los Puntos de Medición Provisional aprobados mediante resolución CNH.E.69.002/17 para la medición del Gas Natural solamente y en una segunda etapa posterior a la evaluación de instalar infraestructura para deshidratar el Gas Natural, medir en la Estación de Compresión El Golpe, haciendo hincapié en el aviso que realizará a la Comisión previo a la entrada de la segunda etapa de acuerdo con lo programado.

El operador presento un Proyecto de Evaluación Técnico-Económico de deshidratación del Gas Natural, incluyendo un programa de calendarización con fechas propuestas y estimadas acordes a la instalación de infraestructura para la deshidratación del Gas Natural correspondiente a la etapa 2 propuesta, en los Sistemas de Medición ubicados en la Estación de Compresión El Golpe.

Por lo anteriormente expuesto, el Operador presento la propuesta del manejo y medición de los hidrocarburos desde el pozo hasta los Puntos de Medición propuestos de acuerdo con las etapas propuestas y la programación presentada.

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

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Petróleo el Operador propone como medición Referencial los Sistemas de Medición ubicados en las baterías de separación Santuario, El Golpe II y Tupilco las cuales son de tecnología de Medición tipo másico Coriolis durante las dos etapas. Así como propone para la Medición Fiscal en la etapa I y etapa II el Sistema de Medición SM-100 ubicado en la salida de la Planta Deshidratadora El Golpe con tecnología de Medición tipo másico Coriolis.

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Gas Natural el Operador propone como Medición Fiscal, continuar midiendo con el Punto de Medición Provisional durante la etapa I, ubicado en la Estación de Compresión El golpe, utilizando el Sistema de Medición SM-420 con tecnología de medición del tipo diferencial de presión con placa de orificio; el cual fue autorizado mediante la resolución CNH.E.69.001/17 y en la etapa II una vez determinado e implementado el proyecto para deshidratar el Gas Natural y comercializarlo en condiciones de Calidad de conformidad con lo establecido en los LTMMH el Operador propone como Punto de Medición el Sistema de Medición SM-420 en la Estación de Compresión El Golpe.

Medición de Condensado

Para el manejo de los Condensados, el Operador no considera la medición de condensados, durante la etapa I y la etapa II, ya que el Campo no es considerado productor de condensados, sin embargo, los pocos

condensables en la corriente de Gas son y seguirán siendo estimados en base a la referencia API MPMS 14.5 y AGA 2145 tal como lo viene reportando para el Punto de Medición provisional.

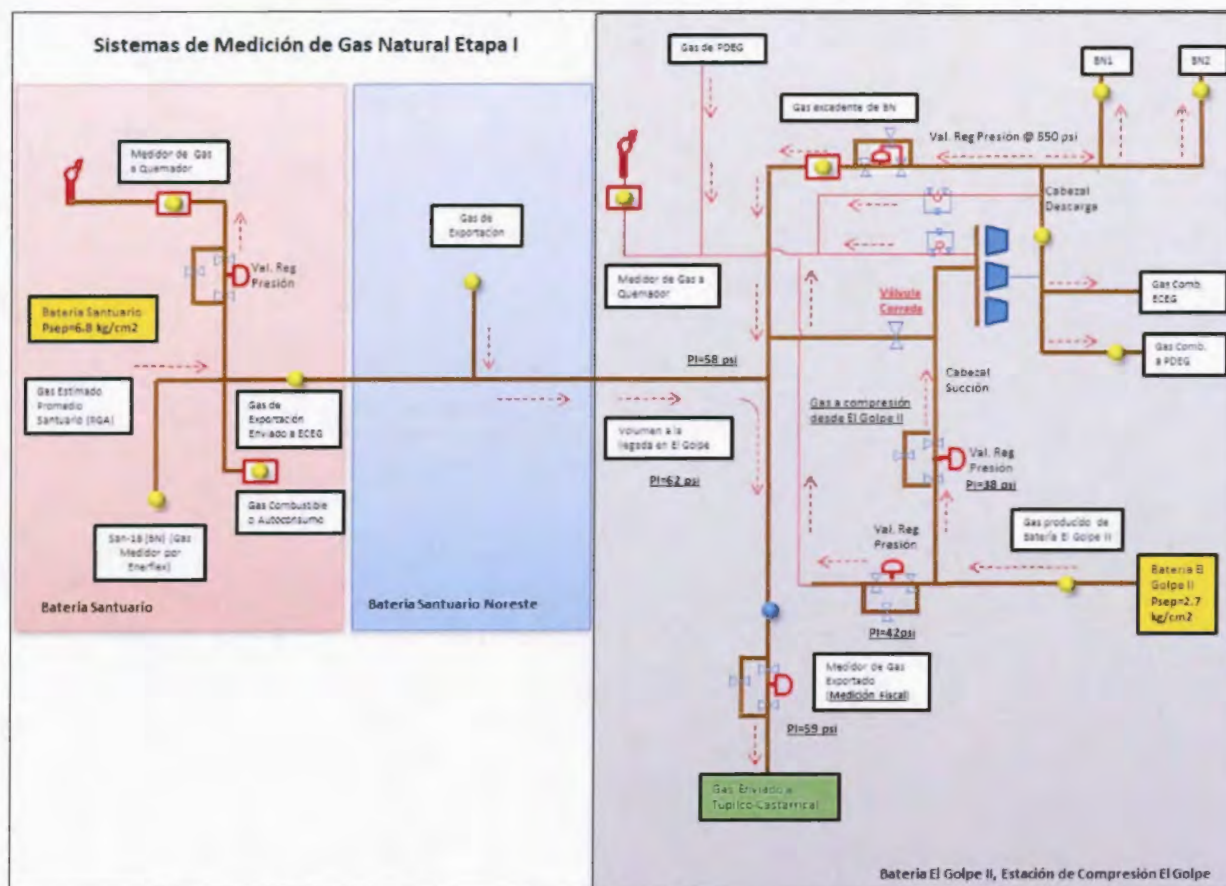
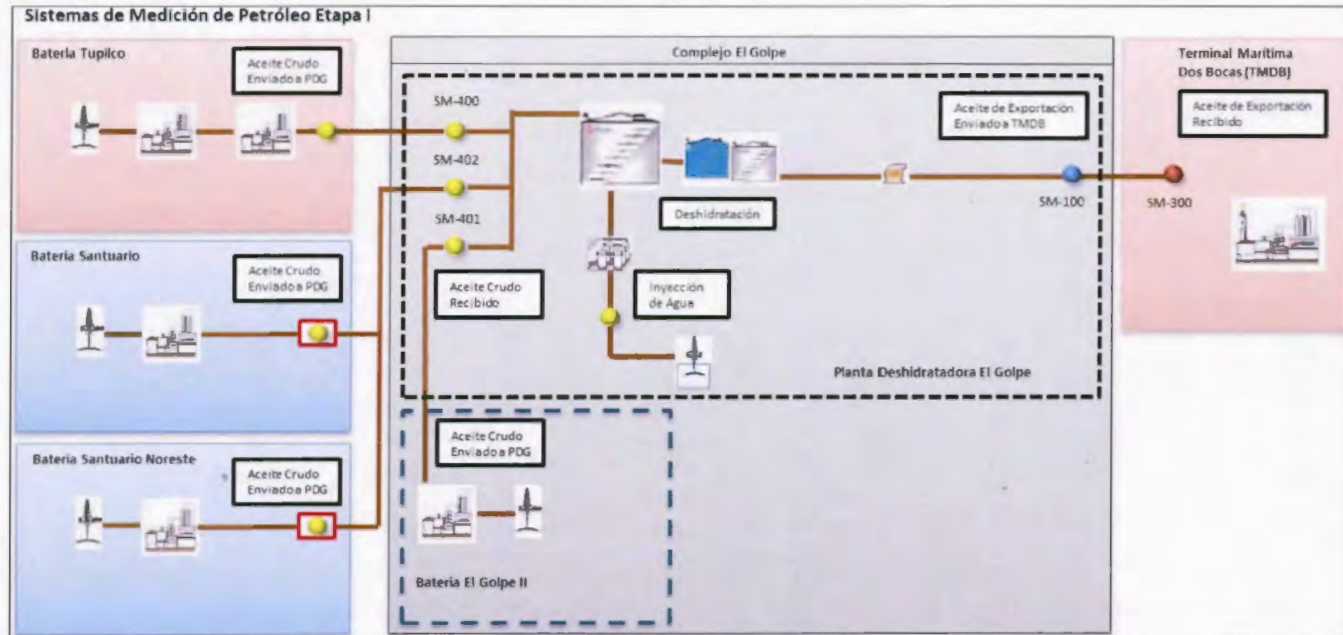


Figura 15. Diagramas Generales del manejo de Petróleo y Gas Natural en la Etapa I.
(Fuente: Operador)

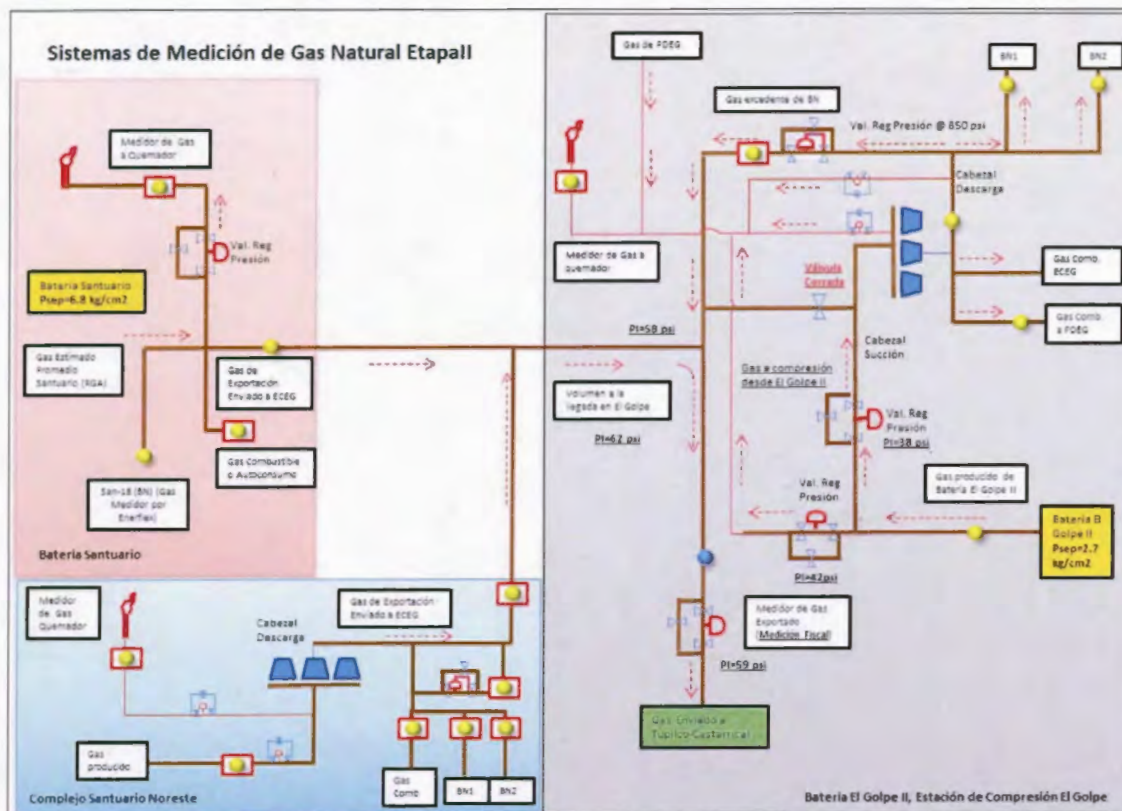
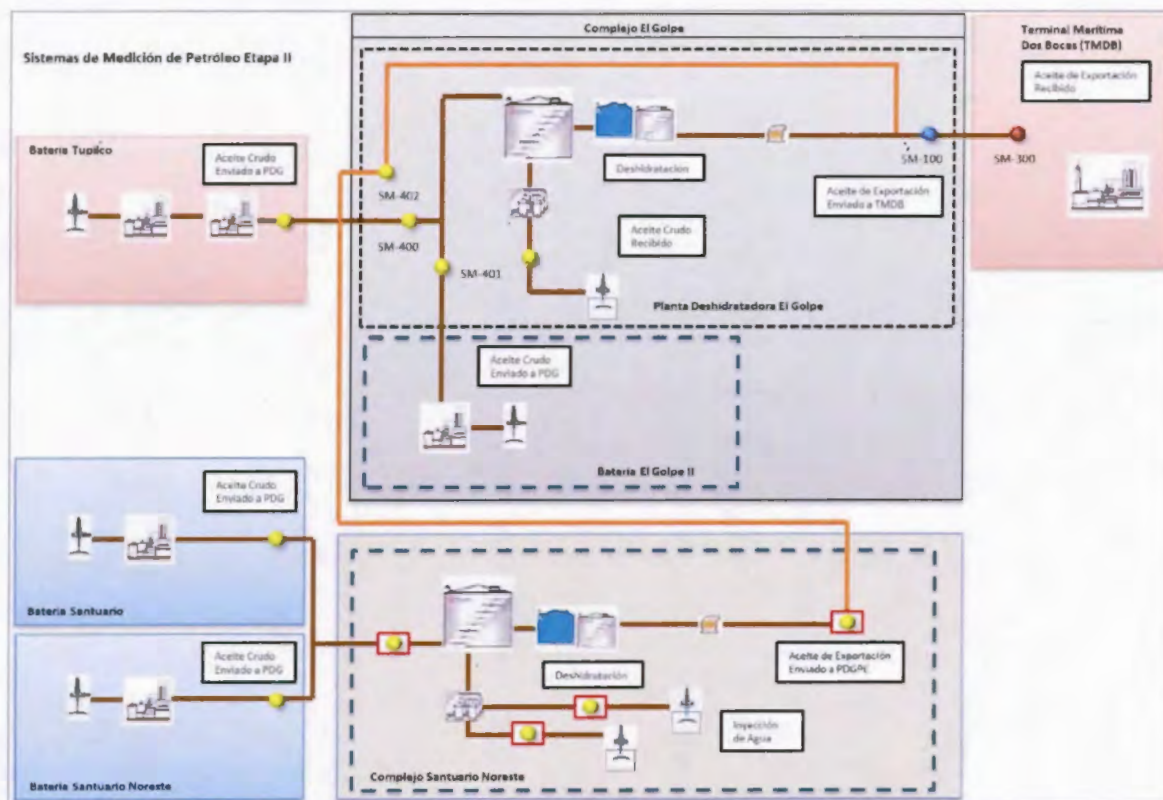


Figura 16. Diagramas Generales del manejo de Petróleo y Gas Natural en la Etapa II
(Fuente: Operador)

a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista:

Petrofac México S.A. de C.V.

No. de Contrato o Asignación:

CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017

Nombre de la Asignación o Área Contractual:

SANTUARIO EL GOLPE

Tipo de Plan a evaluar:

Plan de Desarrollo



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

No.	Artículo de los LTMMH/Contrato/Gula	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMMH, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	Presento textual y esquemáticamente el manejo de la producción de hidrocarburos, en la etapa actual, como en la etapa a futuro en donde se tendrá mayor infraestructura para el manejo y medición de los hidrocarburos en el área contractual.	Indica claramente el manejo de los hidrocarburos en la etapa I y etapa II, desde el pozo hasta su comercialización.
2	Propuesta de Puntos de Medición de los Hidrocarburos.	LTMMH, Capítulo II	De los sistemas de medición.	SI	Medición de petróleo: El petróleo es medido dentro del área contractual en el Sistema de Medición SM-100 con tecnología de medición másico tipo Coriolis, ubicado en Planta Deshidratadora El Golpe y en donde posteriormente el petróleo es enviado a TMDB para Medición de exportación o bien su envío a la medición de transferencia hacia el Punto de Medición CCC Palomas. Medición de Gas: El Operador propone un Sistema de Medición con Placa de orificio ubicado en la Estación de Compresión el Golpe e donde es enviado a Castarral.	Los Puntos de Medición para la etapa I y etapa II, son viables para la medición y comercialización de hidrocarburos tomando en cuenta las premisas propuestas por el Contratista.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMMH	SI	El Contratista presenta un documento oficial con su declaración de la política de medición a implementar, información ubicada en los anexos.	Basada en las mejores practicas internacionales, así como un estándar para la Gestión de los Sistemas de Medición
4	42, fracción II	Procedimientos:				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	SI	Presento varios procedimientos de mantenimiento a elementos y Sistemas de Medición, que dan atención a lo requerido y sobre todo garantizan el mantenimiento de las características de los elementos.	Procedimientos autorizados y debidamente firmados, se incluyen como parte del Sistema de Gestión de las Mediciones del Contratista
		• Confirmación metrológica		SI	Presenta procedimiento de confirmación metrológica como anexo, el cual es congruente con lo requerido y se ubica en la carpeta de los anexos.	Documento formalizado al interior de la Institución.
		• Elaboración de balance		SI	Presenta procedimiento para la "ejecución de balance" denominado como: BALANCE DE PRODUCCIÓN Y ASIGNACIÓN DE PRODUCCIÓN POR POZO DE ACEITE	Se encuentra debidamente firmado y con fecha de mayo del 2018
		• Calibración de los instrumentos de medida		SI	Presento varios procedimientos de calibración a elementos y Sistemas de Medición, que dan atención a lo requerido y sobre todo garantizan el mantenimiento de las características metrológicas de los elementos.	Se encuentran debidamente firmados y mandan llamar a laboratorio tercero acreditado.
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta	SI	Presenta diagramas generales de las instalaciones en donde es manejado, procesado y medido el hidrocarburo producido.	Adicionalmente presenta la descripción del manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta los puntos de medición propuestos.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMMH	SI	Presenta la ubicación de las mediciones operacionales, referenciales, transferencia y puntos de medición, resaltando que de todos se presentan las coordenadas geográficas de los puntos propuestos.	Presenta la descripción de los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición propuestos.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	El Contratista presenta los diagramas de los sistemas e infraestructuras con las que cuenta, sin embargo no cuenta aún con los diagramas correspondientes de la infraestructura que se plantea instalar, por lo que presentó el programa de actividades relacionado para	Se incluye el programa de atención en la figura III.2.4.1.10 y III.2.4.1.11 del Plan de Desarrollo.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición		SI	El operador declara que si compartira el Punto de Medición en Planta Deshidratadora El Golpe, donde se deshidrata la producción proveniente de B.S. Tupilco.	Incluye dentro del documento, la información correspondiente al artículo 20, con el sentido de dar cumplimiento.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	Presenta los programas relacionados para el cumplimiento de la implementación de los MM's	El Contratista deberá informar a la Comisión del avance en la implementación de acuerdo a lo planteado en su programa de atención.

10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	Presenta valores de incertidumbre de los sistemas de medición instalados en los cuales se identifica que no todos dan cumplimiento a lo establecido en los LTMMH, sin embargo presenta un programa asociado.	Presenta programas de actualización de la estimación de valores de incertidumbre, con la finalidad de mantener y dar cumplimiento a los LTMMH, así como los ya presentados contienen su debido soporte al presupuesto.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición	Si	Presenta la evaluación económica en específico para las actividades relacionadas con los Sistemas de Medición, su mantenimiento y calibración de elementos integrantes.	Se logra identificar la inversión para el mantenimiento de los Sistemas de Medición de la Asignación, pero no hace mención específica del impacto en la disminución o mantenimiento de la
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	El Operador cuenta a la fecha con un sitio web interno en donde tiene la Bitácora de Registro Electrónico, misma en donde lleva información relevante a los sistemas de medición.	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los LTMMH, aunado a que manifiesta el acceso en un determinado tiempo a la comisión, una vez tenga bien implementado dicho Sistema.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Presenta el programa con fechas calendarizadas para realizar diagnósticos metrológicos en los Sistemas de Medición instalados en el área.	El Operador deberá informar a la Comisión del avance en el programa, así como de los resultados de los Diagnósticos metrológicos.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y C.V. del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Presenta evidencia de las competencias técnicas de personas relacionadas con las actividades de medición, información ubicada en los anexos de medición.	Adicionalmente presenta un programa de capacitación del personal, para complementar las competencias técnicas presentadas, así como su actualización y especialización.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	El Operador propone los indicadores de desempeño para los sistemas de Medición fiscal, referencial y transferencia y sus instrumentos de medida, los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos del área.	Propone desarrollar los indicadores por completo, para lo cual presenta un programa de actividades.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Presenta las credenciales y el puesto en el organigrama de la organización, al Ing. José Leonardo Rojas Aponte	Presenta la documentación correspondiente. Incluyendo el puesto en el organigrama de la organización.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	En caso de existir derivaciones físicas en el sitio y de no verse reflejadas en los diagramas presentados, estas deberán tener el control y registro correcto y registrado en la bitácora del Sistema de Gestión, así como procedimiento para
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	No	El operador no manifiesta que contará con sistemas telemétricos.	Deberá realizar y enviar un programa calendarizado para la atención del Artículo
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes	Si	En cuanto a la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Operador Petrolero manifiesta el cumplimiento a lo establecido en el artículo 28, así como la metodología para su determinación en el Punto de Medición y su asignación hacia el Área.	El operador deberá contemplar e implementar una metodología de bancos de calidad.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de	No	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para la aplicación	El operador deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador en base a la normatividad aplicada al mismo y llevar el registro dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Presentan información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los sistemas de medición.	El Operador Petrolero deberá mantener el soporte de las calibraciones y ser parte del expediente y sistema de Gestión de las Mediciones, así como de tenerlas a disposición de la Comisión
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente.	Si	No menciona la utilización de patrones volumétricos tipo probador dentro del área.	El Contratista declara que la trazabilidad de las mediciones de flujo de líquidos y gas será a través de un laboratorio de calibración secundario debidamente acreditado.

23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Indica el manejo y disposición del agua resultante del proceso de extracción, separación y deshidratación.	Contempla dentro del PDE la construcción de una planta de tratamiento.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No presenta propuesta del uso de medidores multifásicos en el área contractual.	Sin Observación
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	No declara la realización de pruebas en pozos	Sin Observación

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual Santuario-El Golpe, la Dirección General de Medición manifiesta que, el Operador presento 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 de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

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 250.669/2018 de fecha 23 de octubre de 2018, a lo cual mediante Oficio 352-A-148 con fecha del 25 de octubre de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Operador para el Área Contractual de los Campos Santuario y El Golpe, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los LTMMH y, 2) la incorporación de una metodología de bancos de calidad .

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador Petrolero 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

El Operador hace mención que el Campo El Golpe cuenta con cinco sistemas de medición de aceite y gas, de los cuales tres son de tipo operacional y dos de tipo transferencia de custodia, estos mismos dan servicio a la producción del Campo Santuario, los medidores de aceite se encuentran en la Planta Deshidratadora El Golpe y el medidor de gas en la Estación de Compresión El Golpe.

Cabe resaltar que el medidor de flujo para líquidos se encuentra ubicado en la Planta Deshidratadora El Golpe, mientras que el Punto de Medición de la corriente de gas se localiza en la Estación de Compresoras El Golpe. El Operador hace la aclaración y compromiso de que, en los Puntos de Medición de aceite y gas existentes, se tiene contemplado continuar con los mismos parámetros de calidad durante la vigencia de los contratos actuales de compra venta de crudo con la Terminal Marítima Dos Bocas y de prestación de servicios con Tupilco.

De lo anterior, el gas del Campo Santuario se enviará por medio de los módulos de compresión, vía gasoducto de Batería Santuario hacia la Estación de Compresión El Golpe, en el trayecto se mezclará con el gas del Complejo Santuario Noreste y antes del Punto de Medición con el excedente de gas de

Compresoras El Golpe para su envío a la Estación de Compresión Castarrical a través de la red de Gasoductos existentes, propiedad de otra Asignación.

Es importante destacar que antes de que el gas sea enviado a la estación de compresión pasa a través de una etapa de regulación de presión a fin de proteger la integridad de la instalación, en caso de sobrepresión el exceso de gas se puede enviar al quemador ecológico o unirse a la corriente de envío de gas hacia la Estación de Compresión Castarrical.

Por otro lado, la actividad principal de la Batería de Separación Santuario consiste en coleccionar, separar, rectificar, almacenar, bombear y comprimir los fluidos que conforman la mezcla que proviene del Campo Santuario. Cabe destacar que la descarga del aceite proveniente del separador se envía a los tanques de almacenamiento. El envío de aceite hacia la Planta Deshidratadora El Golpe se realiza por operaciones intermitentes de bombeo, las cuales son coordinadas desde ese punto. El Operador hace la aclaración que previa etapa de medición y regulación, el crudo de los tanques de almacenamiento y de medición es enviado hacia la Planta Deshidratadora El Golpe.

De lo anterior, la Planta Deshidratadora El Golpe recibe las corrientes de crudo hidratado de las baterías de Separación Santuario/Santuario Noreste, El Golpe II y Tupilco I para su deshidratación, las cuales se miden en patines de medición independientes, enviándose al Tanque Deshidratador. Cabe destacar que, el crudo deshidratado es distribuido a los tanques de almacenamiento, luego de que el aceite es estabilizado en el tanque TV-1 este es succionado por las bombas eléctricas de trasiego MBCT-1 y MBCT-2, pasando posteriormente al proceso de calentamiento y desalado de crudo. Previo a su bombeo final, pasa por el Tanque de Balance.

El crudo en especificación se mezclará con el crudo proveniente del Complejo Santuario Noreste para su medición fiscal a través del medidor existente SM-100 y será enviado a la Terminal Marítima Dos Bocas a través del oleoducto 10" Ø Planta Deshidratadora El Golpe a Terminal Marítima Dos Bocas existente.

Es importante mencionar que el Operador hace mención que dentro del Plan de Desarrollo se tiene contemplado compartir con otra Asignación la Planta Deshidratadora El Golpe.

Finalmente es importante resaltar que debido a que los Puntos de Medición serán el lugar donde los Comercializadores del Estado para Hidrocarburos Líquidos e Hidrocarburos Gaseosos reciban del Operador el pago de la Contraprestación correspondiente en especie para el Estado, es indispensable establecer la obligación al Operador de mantener vigente y actualizados los Acuerdos Operativos suscritos con los Comercializadores del Estado, asegurando así la correcta entrega de los Hidrocarburos del Operador a los Comercializadores.

En complemento de lo anterior, de manera adjunta al Plan de Desarrollo el Operador Petrolero presenta de conformidad con la cláusula 11.2 Procedimientos de Medición, los Acuerdos Operativos entre Comercializadores del Estado y el Operador en los cuales contemplan las normatividades aplicables y vigentes para los pronósticos de producción, medición del volumen y de la calidad de los Hidrocarburos, el establecimiento de un programa de entrega-recepción de los mismos, medidas de seguridad industrial, responsabilidades y custodia de los Hidrocarburos, protección ambiental, programas operativos anual trimestral y mensual.

Adicionalmente, el procedimiento contiene la descripción, característica y ubicación de los sistemas de medición a utilizar en las diferentes etapas de la medición anteriormente descritas y cumplen con lo establecido en los LTMMH y la Cláusula 11.2 del Contrato.

I) Análisis económico

La aprobación del Plan de Desarrollo considera un análisis económico respecto de los siguientes conceptos:

1. Programa de Inversiones
2. Indicadores de evaluación económica

Lo anterior, con base en lo establecido en los artículos 9 fracción II, 20 y Anexo II *Guía para los Planes de Desarrollo de Hidrocarburos*, de los Lineamientos donde se establece que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en particular en sus numerales I.6.3 y I.6.7, de la sección 2. *Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*.

Asimismo, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los contratos, 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.

En cumplimiento al mandato legal establecido, a continuación, se presentan los resultados del Análisis económico. Al respecto, se destaca la observancia de la viabilidad económica del proyecto presentado en el Plan de Desarrollo, a través de la información referente al Programa de Inversiones e indicadores económicos.

1. Programa de Inversiones

En este apartado, se detallan los siguientes puntos: i) Criterios y fuentes de información; ii) Descripción de las inversiones programadas; y iii) Análisis del programa de inversiones.

i) Criterios y fuentes de información

Con base en el criterio de **Mejores Prácticas de la Industria**, las inversiones programadas se evalúan comparando cada costo respecto a un rango de referencia, a fin de determinar si los Costos considerados se encuentran en línea con precios de mercado.

Con el fin de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso, es necesario seleccionar la mejor referencia de mercado disponible, conforme a las siguientes alternativas:



Figura 17. Opciones para seleccionar comparativo de referencia.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

De acuerdo con las alternativas presentadas en la Figura 17, el comparativo de referencia para cada costo, se selecciona considerando cualquiera de las siguientes opciones:

- Consultar una base de datos internacional, si esta base cuenta con un precio de referencia, se integra en el Dictamen, o;

- b. Consultar especialistas del sector a fin de tener un rango de precios de referencia. Si es posible establecer un comparativo de Costos a partir de esta consulta, se integra al Dictamen, o;
- c. Comparar lo presentado a la Comisión en otros proyectos a Dictamen, siempre que existan conceptos similares presupuestados. Si es posible establecer una referencia con base en otros proyectos, se integra al Dictamen, o
- d. Requerir justificación formal al Operador, a fin de determinar la mejor referencia de precios de mercado.

Una vez que con la mejor información disponible se obtienen las referencias puntuales de precios de mercado, se construye un intervalo de confiabilidad respecto a la referencia puntual estimada, lo cual representa el **rango de referencia** establecido para cada caso.

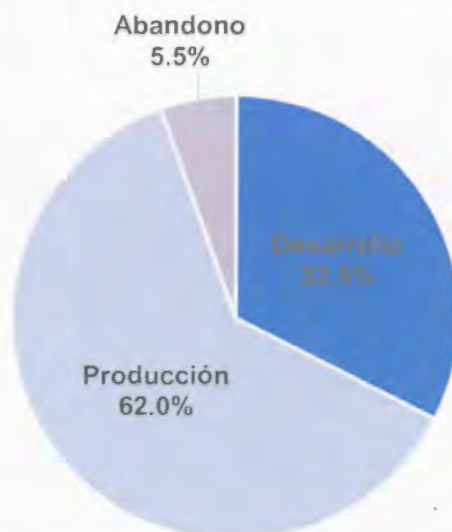
El intervalo de confiabilidad se establece con base en la recomendación de una compañía internacional especializada en Costos, conforme al siguiente criterio:

- a. El valor mínimo del rango se establece como un -10% respecto a la referencia puntual;
- b. El valor máximo del rango se establece como un +20% respecto a la referencia puntual.

ii) Descripción de las inversiones programadas

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente al Plan de Desarrollo; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en adelante Lineamientos de Costos.

El Programa de Inversiones asociado al Plan de Desarrollo estimado por el Operador que se sujeta a aprobación, es por un monto de 1,604 millones de dólares. Las siguientes figuras muestran al Programa de inversiones desglosado, por Actividad petrolera; y a su vez cada una de ellas por Sub-actividad.



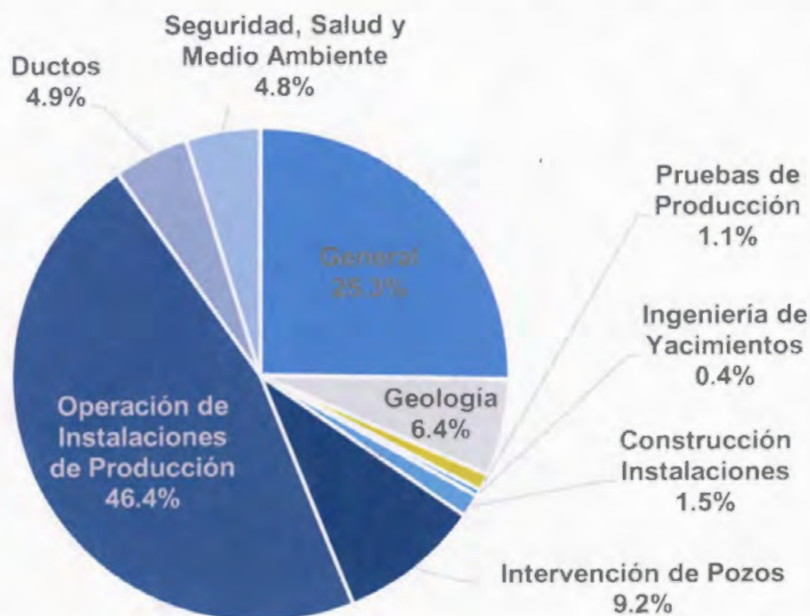
\$ 1,604 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 18. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera.
(Fuente: Comisión con información del Operador)



\$ 522 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

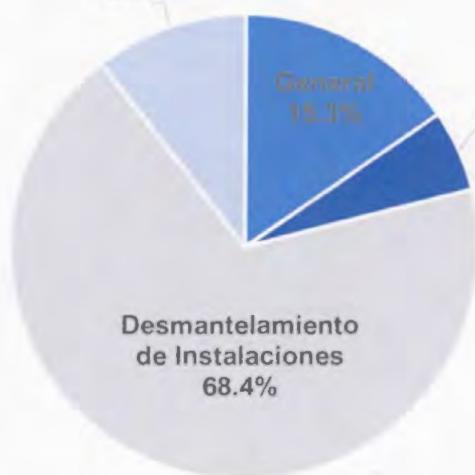
Figura 19. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo.
(Fuente: Comisión con información del Operador)



\$ 994 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 20. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Seguridad, Salud y Medio Ambiente
10.6%



Otras
Ingenierías
5.6%

\$ 88 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 21. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Desarrollo	General	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Geofísica	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Geología	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perforación de Pozos	83	0	0	16	28	2	32	4	0	0	0	0	0
	Pruebas de Producción	3	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Ingeniería de Yacimientos	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Intervención de Pozos	75	5	2	5	6	7	6	5	4	5	3	3	6
	Otras Ingenierías	14	0	11	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Construcción Instalaciones	331	3	5	26	202	93	1	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	9	0	1	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción	General	251	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Geología	63	3	3	3	3	4	4	4	4	3	3	3	3
	Pruebas de Producción	11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Ingeniería de Yacimientos	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Construcción Instalaciones	15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Intervención de Pozos	92	8	8	8	8	8	7	6	6	5	4	6	5
	Operación de Instalaciones de Producción	461	19	19	19	22	22	24	26	26	26	27	27	25
	Ductos	49	1	1	1	1	1	2	2	1	2	3	1	6
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	48	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Abandono*	General	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Desmantelamiento de Instalaciones	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total general		1,604	52	66	103	289	150	92	61	55	55	54	55	59

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Desarrollo	General	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Geofísica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Geología	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perforación de Pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pruebas de Producción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ingeniería de Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Intervención de Pozos	3	3	2	2	1	3	0	1	2	1	2	0	0
	Otras Ingenierías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Construcción Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción	General	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Geología	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
	Pruebas de Producción	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ingeniería de Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Construcción Instalaciones	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Intervención de Pozos	3	2	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0
	Operación de Instalaciones de Producción	24	22	19	16	14	12	11	12	12	10	9	9	10
	Ductos	1	1	3	1	5	1	1	3	1	5	1	1	1
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Abandono	General	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Desmantelamiento de Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total general		47	44	40	35	36	31	26	30	29	31	26	24	25

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Adicionalmente el Operador presenta un monto por 72.3 millones de dólares de Costos no Elegibles, por concepto de Construcción de Instalaciones en instalaciones arrendadas; así como por indemnizaciones, arrendamientos o adquisición de terrenos.

* Los montos anuales corresponderán a la aportación al Fideicomiso de Abandono y se determinarán de conformidad con la cláusula 17.4 del Contrato.

*Tabla 22. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera
(Montos en millones de dólares de Estados Unidos).
(Fuente: Comisión con información del Operador)*

Cabe hacer mención que tal y como lo manifestó el Operador en su Solicitud, y de conformidad con el Anexo 4 del Contrato se identifican diversos Costos que no serán considerados como Elegibles, conforme al análisis económico realizado en la tabla que antecede.

iii) Análisis del programa de inversiones

A partir de los rangos de referencia estimados para cada Sub-actividad, se construyó el rango comparativo para el Programa de inversiones, por Actividad petrolera, de conformidad con lo establecido en el apartado i) anterior. Los resultados de tal análisis se presentan a continuación:

(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)



Figura 22. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Desarrollo.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)

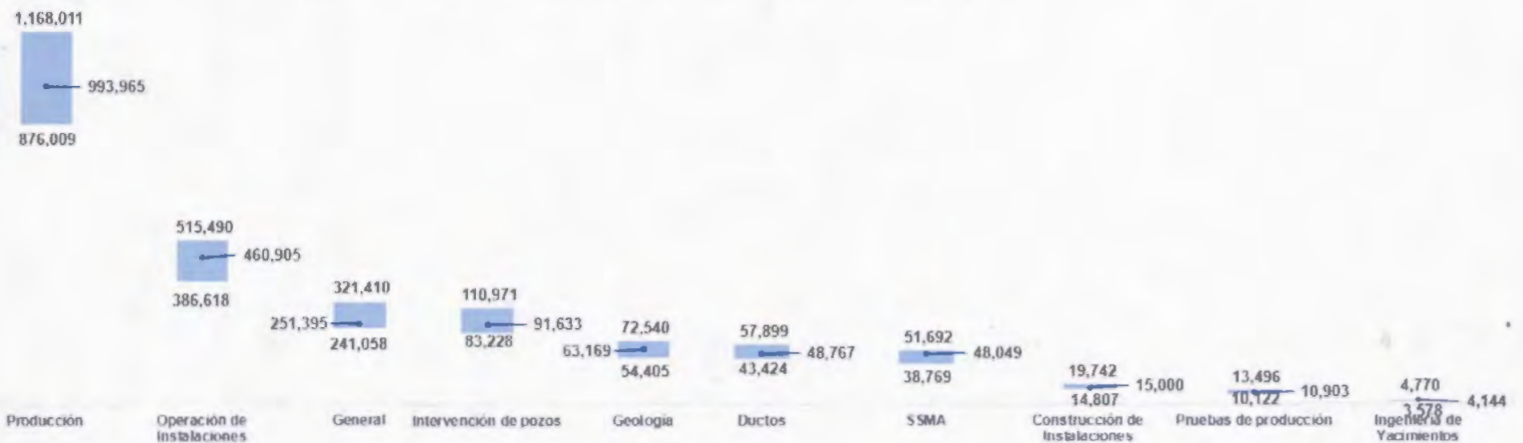
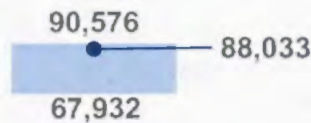


Figura 23. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Producción.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)



Abandono

Figura 24. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Abandono.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Como se observa en las figuras de rangos de referencia de costos, el Programa de inversiones se encuentra dentro del rango de referencia establecido. Cabe reiterar que el Programa de inversiones fue presentado de conformidad con Lineamientos de Costos.

De lo anterior se puede concluir que el Programa de Inversiones asociado a las actividades presentadas para llevar a cabo el Plan de Desarrollo, es consistente con las mejores prácticas de la industria, toda vez que se encuentra dentro del rango de costos de referencia.

2. Indicadores de evaluación económica

En este segundo apartado se presentan los indicadores económicos calculados por la Comisión, a partir de algunas de las premisas, y flujos de costos y de producción propuestos por el Operador para la Alternativa 1 (seleccionada). El análisis se presenta en los siguientes apartados:

- i. Descripción de la evaluación económica; y
- ii. Impacto en la evaluación económica de variaciones en las variables
 - a. Precio de aceite,
 - b. Volumen de hidrocarburos, y
 - c. Costos.

i. Descripción de la evaluación económica

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 97.7 mmbpce¹. Aunado a lo anterior, se consideraron las premisas presentadas en la Tabla 22.

Premisas	Valor	Unidades	Comentarios
Precio del petróleo	60	USD/b	Constante a lo largo del proyecto
Precio del gas	3	USD/mpc	Constante a lo largo del proyecto
Participación del Estado en la Utilidad Operativa	65	%	
Tasa de descuento	10	%	
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5	Razón	
Tipo de cambio	18.3	MXN/USD	

Aunado a las premisas aquí descritas, se apunta que además se consideró el valor no depreciado conforme al régimen fiscal aplicable a asignaciones petroleras de las inversiones en activos físicos ubicados dentro del Área Contractual antes de la Fecha Efectiva, enlistados en el Anexo 5 Valor de los Activos Ubicados en el Área Contractual a la Fecha Efectiva del Contrato CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.14 del Anexo 4 Procedimientos Contables, Registro de Costos, Gastos e Inversiones del propio Contrato.

Tabla 22. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

Considerando las variables antes descritas, se realizó el ejercicio de evaluación económica, obteniendo los siguientes indicadores:

Indicador	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado	Unidad
VPN	1,436	222	mm USD
VPI	361	361	mm USD
VPN/VPI	3.98	0.61	Adimensional
TIR	Indeterminada	Indeterminada	%

Tabla 23. Indicadores económicos.
(Fuente: Comisión)

¹ Considerando los perfiles de producción presentados por el Operador para el periodo 2018-2042: 75.2 mmb y 112.7 mmmmpc.

De la información presentada por el Operador, bajo las premisas consideradas se determina que el proyecto tiene características suficientes para que se considere económicamente viable.

Utilizando las mismas premisas y flujos, a continuación, se discuten los factores de riesgo asociados a la viabilidad económica del proyecto.

ii. Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables

a. Precio del aceite

En la Figura 25 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Operador, antes y después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado en los términos antes indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del aceite de acuerdo al eje horizontal, que va de 20 a 60 dólares por barril. La línea superior representa el valor a favor del Operador antes de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa la robustez del proyecto frente a variaciones de precios. Para que el proyecto sea económicamente inviable antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado, el precio del aceite debería estar por debajo de 20 dólares por barril. A su vez, para que sea económicamente inviable después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado el precio del barril debe mantenerse por debajo de 40 dólares.

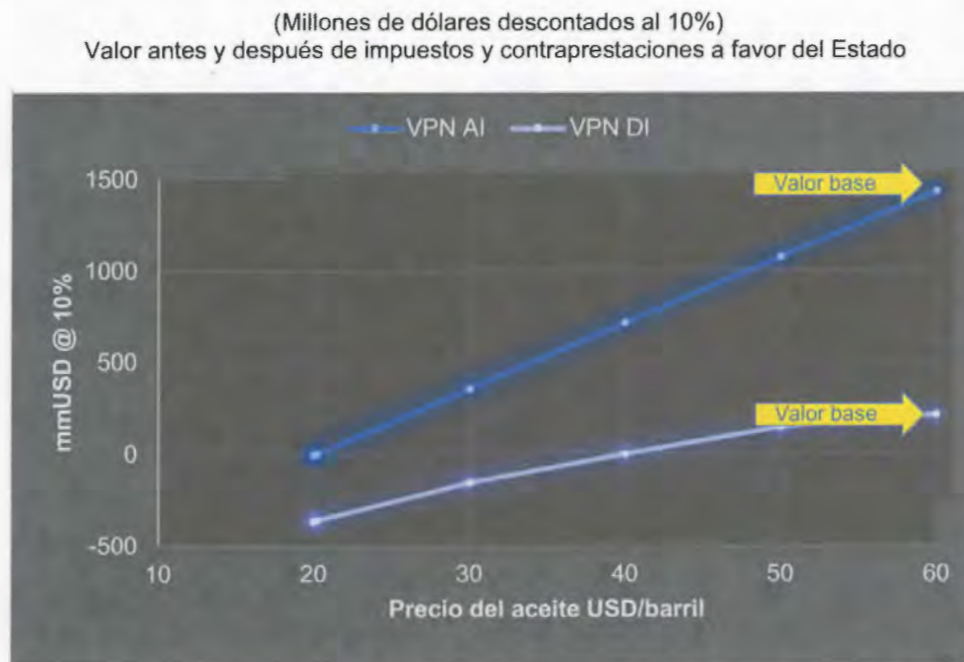


Figura 25. Valor presente esperado a favor del Operador vs. Precio del aceite.
(Fuente: Comisión con información del Operador)

b. Volumen de hidrocarburos

En la Figura 26 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Operador contra variaciones al nivel de producción de la propuesta analizada. Cada punto de las líneas se asocia a un porcentaje de variación en el volumen descrito en el eje horizontal. El análisis se presenta para un precio de 60 USD por barril y 3 USD por mpc. La línea inferior muestra el valor esperado descontado para el Operador después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado; para este caso, se observa que el volumen de producción mínimo necesario para que el proyecto sea rentable en valor esperado es de 68 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (aproximadamente una reducción de 30% sobre el volumen analizado). Para el caso que excluye el pago de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado (línea superior), es de 48.8 MMbpce.

(Millones de dólares descontados a 10%)
 Valor antes y después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado

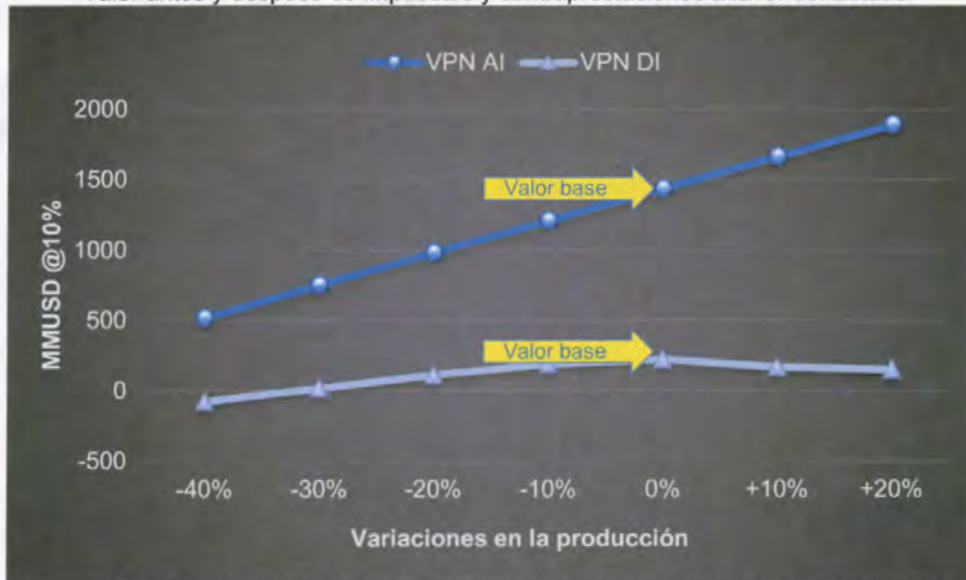


Figura 26. Valor presente esperado a favor el Operador vs. Variaciones en producción.
 (Fuente: Comisión con información del Operador)

c. Costos

En la Figura 27 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Operador contra variaciones en los niveles de costos totales por barril de crudo equivalente, a partir de 43.4 USD/bpce que es el costo del escenario de análisis. Cada punto de las líneas se asocia a una variación de costos de acuerdo al eje horizontal. Se representa el escenario de precios de 60 USD por barril y 3 USD por mpc. La línea inferior muestra el valor esperado descontado para el Operador después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado; para este caso, se observa que hasta para un costo de 46.8 USD/bpce el proyecto resultaría viable. La línea superior, muestra el comportamiento para el caso que excluye el pago de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado.

(Millones de dólares descontados a 10%)
 Valor antes y después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado

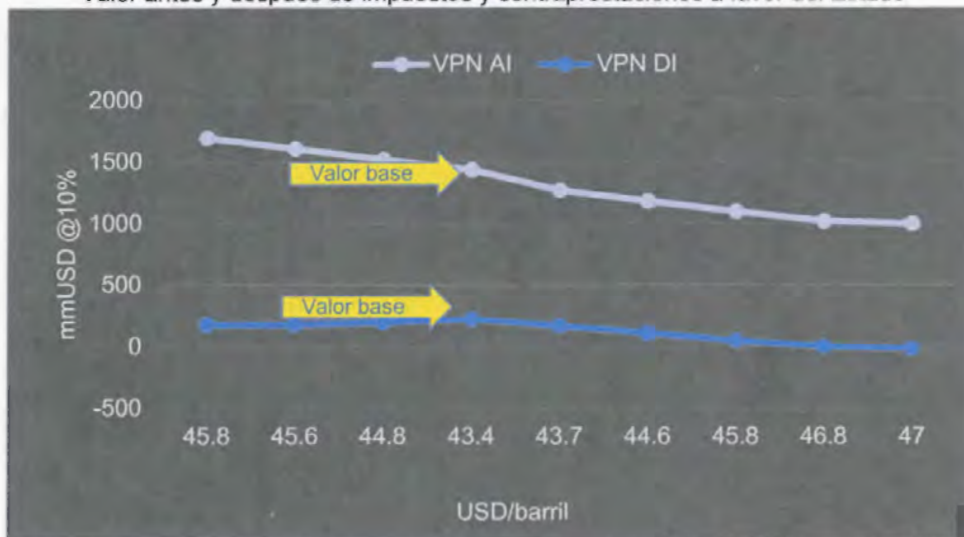


Figura 27. Valor presente esperado a favor del Operador vs. variaciones en costos.
 (Fuente: Comisión con información del Operador)

La información presentada en esta sección de Análisis económico permite concluir que los montos estimados para realizar las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo se encuentran dentro del rango establecido de precios de mercado, asimismo se observa que el proyecto presenta condiciones que le permitirán ser rentable ante variaciones de la industria y del propio proyecto.

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 el Plan de Desarrollo, se muestran los indicadores clave de desempeño presentados por el Operador (Tabla 24, Tabla 25, Tabla 26 y Tabla 27) y los indicadores que la Comisión solicitará conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Indicadores para la perforación y terminación

Características	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
Características	Tiempo de Éxito de Perforación en la delimitación	Tiempo 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 exitoso 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	$TEPDI = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) \cdot 100$	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \right) \cdot 100$
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

Características	Tasa de Éxito de Reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de repaciones 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	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) \cdot 100$	$DRMA = \left(\frac{RM_{Areal} - RMA_{plan}}{RMA_{plan}} \right) \cdot 100$
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

Características	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	$DPP = \left(\frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} \right) \cdot 100$	$DTP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

Tabla 24. Indicadores para la perforación, terminación y reparación de pozos.
(Fuente Operador)

Indicadores de producción y operación

Características	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	$DPA = \left(\frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \right) \cdot 100$	$DGO = \left(\frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual

Tabla 25. Indicadores de producción.
(Fuente: Operador)

Indicadores de reservas y productividad

Características	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	$DDR = \left(\frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \right) \cdot 100$	$DIF = \left(\frac{IF_{real} - IFR_{plan}}{IF_{plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

Características	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	$DFR = \left(\frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) \cdot 100$	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

Tabla 26. Indicadores de reservas y productividad.
(Fuente: Operador)

Indicadores de contenido nacional y aprovechamiento de gas

Características	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	$DCN = \left(\frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) \cdot 100$	$DAGN = \left(\frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \right) \cdot 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Tabla 27. Indicadores de contenido nacional y aprovechamiento de gas.
(Fuente: Operador)

Adicional a los indicadores propuestos por el Operador para medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Plan de Desarrollo, la Comisión utilizará el indicador presentado en la Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30.

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tasa de éxito de reparaciones	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	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) * 100$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Reparaciones Mayores	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{RMA \text{ real} - RMA \text{ plan}}{RMA \text{ plan}} \right) * 100$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Pozos perforados	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PP \text{ real} - PP \text{ plan}}{PP \text{ plan}} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Terminación de pozos	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje	$DTP = \left(\frac{TP \text{ real} - TP \text{ plan}}{TP \text{ plan}} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Gasto de Operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{GO \text{ real} - GO \text{ plan}}{GO \text{ plan}} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{DR \text{ real} - DR \text{ plan}}{DR \text{ plan}} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Factor de recuperación	Porcentaje de diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DFR = \left(\frac{FR \text{ real} - FR \text{ plan}}{FR \text{ plan}} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Ccntenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{CN \text{ real} - CN \text{ plan}}{CN \text{ plan}} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 28. Indicadores Trimestrales.
(Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Variables	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tiempo de perforación de un pozo	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de desviación	TPplan (día) TPreal (día)	$TP = \frac{TPreal - TPplan}{TPplan} \times 100\%$	Al finalizar la perforación	Al finalizar la perforación

Tiempo de reparación de un pozo*	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de reparaciones en pozo con respecto al programado	Porcentaje de desviación	TPplan TPreal	$TRP = \frac{TRP_{real} - TRP_{plan}}{TRP_{plan}} \times 100\%$	Al finalizar la Reparación	Al finalizar la Reparación
Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la determinación de un yacimiento	Porcentaje	Pozos delimitadores Exitosos (Número) Total de Pozos delimitadores (Número)	$TEPDIT = \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \times 100\%$	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Tabla 29. Indicadores que reportar al terminar la actividad.
(Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Variables	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento.	Porcentaje	Pozos de desarrollo Exitosos (Número) Total de Pozos de desarrollo (Número)	$TEPD = \frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \times 100\%$	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Tasa de éxito de reparaciones*	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	Reparaciones exitosas (Número) Total de reparaciones (Número)	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \times 100\%$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Al término de la reparación y prueba de un pozo

Tabla 30. Indicadores que reportar al terminar la actividad.
(Fuente: Comisión)

Seguimiento al Plan: Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador 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 31.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	28		
Terminación	28		
Reparaciones	106		
Instalaciones	1		
Construcción de peras	4		

Tabla 31. 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 32.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General			
	Geofísica			
	Geología			
	Perforación de Pozos			
	Pruebas de Producción			
	Ingeniería de Yacimientos			
	Intervención de Pozos			
	Otras Ingenierías			
	Construcción Instalaciones			
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente			
	Subtotal			
Producción	General			
	Geología			
	Pruebas de Producción			
	Ingeniería de Yacimientos			
	Otras Ingenierías			
	Intervención de Pozos			
	Operación de Instalaciones de Producción			
	Ductos			
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente			

	Subtotal			
Abandono	Abandono de Pozos y Desmantelamiento de Instalaciones			
	Subtotal			
	Total			

Tabla 32. Indicador de desempeño del Programa de Inversiones en función de las erogaciones ejercidas
(Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Operador 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 33, Tabla 34 y Tabla 35.

Fluido		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Aceite	Producción programada (mbd)	8.1	8.6	11.7	11.5	14.3	20.0	19.2	17.4	16.2	14.3
	Producción real (mbd)										
	Porcentaje de desviación										
Gas	Producción programada (mmpcd)	8.3	8.1	10.0	10.0	12.3	16.9	18.3	22.1	23.9	24.3
	Producción real (mmpcd)										
	Porcentaje de desviación										

Tabla 33. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada, periodo 2019-2028 (Fuente: Comisión).

Fluido		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Aceite	Producción programada (mbd)	12.9	11.5	9.0	6.5	4.8	3.7	3.5	2.4	2.0	1.8
	Producción real (mbd)										
	Porcentaje de desviación										
Gas	Producción programada (mmpcd)	24.6	23.4	19.9	16.5	14.1	10.6	9.5	7.2	6.2	6.0
	Producción real (mmpcd)										
	Porcentaje de desviación										

Tabla 34. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada, periodo 2029-2038 (Fuente: Comisión).

Fluido		2039	2040	2041	2042	Total mmb y mmmcp
Aceite	Producción programada (mbd)	1.3	1.0	0.9	0.7	77.6
	Producción real (mbd)					

	Porcentaje de desviación					
Gas	Producción programada (mmpcd)	4.9	3.6	2.8	2.0	115.1
	Producción real (mmpcd)					
	Porcentaje de desviación					

Tabla 35. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada, periodo 2039-2042 (Fuente: Comisión).

El Operador 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 9.8 del Contrato, el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones para el Aprovechamiento de Gas.

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación al Plan de desarrollo correspondiente al Contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017 para la Extracción de Hidrocarburos, sin perjuicio de la obligación de Petrofac (Regulado) 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.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0454/2018, recibido en la Comisión el 14 de mayo de 2018, la ASEA señala que otorgó al Regulado la autorización de su Sistema de Administración No. ASEA-PEM17006C/AI2217 mediante oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/1322/2017 de fecha 19 de diciembre de 2017.

A la fecha el Regulado no ha informado a la ASEA las actividades que plantea realizar en el marco de la aprobación del Plan de Desarrollo correspondiente al contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

Por lo anteriormente expuesto, la ASEA hace de conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas, en la autorización emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1322/2017, las actividades planteadas por el Regulado para el Plan de Desarrollo correspondiente al contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017, el Regulado debe realizar ante la ASEA lo siguiente:

1. Cumplir con lo establecido en el RESUELVE SEGUNDO del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/1322/2017 de fecha 19 de diciembre de 2017, mismo que a la letra dice:
"SEGUNDO.- Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Petrofac México, S.A. de C.V., deberá presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue, para efectos de encontrarse amparadas por la presente autorización."

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional, capacitación y transferencia tecnológica

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan de desarrollo correspondiente al Contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017 para la Extracción de Hidrocarburos, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en

777

materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio DGCNSE.432.2018.112 recibido el 12 de diciembre de 2018 en esta Comisión, suscrito por el Director General de Contenido Nacional en el Sector Energético, informa que es plausible que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Contrato para el periodo de tiempo 2018-2025, en consecuencia, emite opinión favorable respecto al programa referido.

Adicionalmente, mediante UCN.430.2018.453 recibido el 4 de diciembre de 2018 en esta Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, emitió opinión favorable con relación al Programa de capacitación y transferencia de tecnología presentado para el Contrato. No obstante, la Secretaría de Economía manifestó que *"el Operador debe informar a esta Unidad (la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético) las actividades que llevará a cabo para la implementación de dicho programa, a fin de que éste corresponda a las etapas de ejecución del Plan de Desarrollo de referencia"*.

Por lo anterior, en términos de las Cláusulas 18.3 y 18.5 del Contrato, se recomienda aprobar dichos programas, a fin de que formen parte integrante del Contrato.

VIII. Obligaciones

1. El Operador deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen;
2. Se obliga a dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Operador en el Plan de Desarrollo;
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en vigor de la etapa II de los Sistemas de Medición Fiscal programados en el presente Plan;
4. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente;
5. El Operador deberá seguir con la implementación y complementación de su Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición;
6. 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;
7. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;
8. El Operador deberá informar de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición que instalará de acuerdo con el programa calendarizado para la destrucción controlada de Gas

Natural en Bateria Santuario, así como de la entrada en funcionamiento del Cromatógrafo de Gas en la Estación de Compresión El Golpe del SM-420;

9. El Operador 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, y
10. El Operador deberá verificar resultados de los presupuestos de incertidumbre, presentados ante la Comisión y en caso de ser necesario deberán ser actualizados, lo anterior para los Sistemas de Medición tipo Operacional y Puntos de Medición.

El Operador 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 Operador 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 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 Operador 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 Operador 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 6, fracción II, 7, 8, fracción II, 11, 19, 20 y 25 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, fracciones I, II, III, VI, 8, fracción II y 11 de los Lineamientos; y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 13.2 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.0098/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017** 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 de desarrollo;
 - ii. Incluye la totalidad de la información referida en la Normativa aplicable;

- iii. Prevé 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; y
 - iv. Cuenta con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.
- b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 11.1, 11.2 y 11.3 del Contrato, en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso j) del presente Dictamen.
- c) En atención a la Cláusula 17.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, así como 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.

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 28 pozos en total.**

Por otra parte, se plantea la toma de información y estudios con el objetivo de:

- Incrementar el conocimiento del Área Contractual;
 - Monitorear el comportamiento del yacimiento a través de indicadores de producción;
 - Implementar una prueba piloto de recuperación secundaria para maximizar el factor de recuperación y el beneficio económico del proyecto, y
 - Actualizar el modelo estático y dinámico con el fin de dar seguimiento a los factores de recuperación y volúmenes de hidrocarburos a recuperar.
- 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**

En términos de lo establecido en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como lo establecido en la Cláusula 4.2 del Contrato, el Operador propone la prueba piloto de inyección de agua como método de Recuperación Secundaria en el Plan de Desarrollo, esto con el objetivo de establecer la factibilidad de incrementar el factor de recuperación. Sin los resultados de dicha prueba, el Operador propone ir de 18.63% a 23.05% para aceite y de 26.42% a 38.34% para gas, recuperando 77.61 millones de barriles de aceite y 115.08 miles de millones de pies cúbicos de gas, dicho proyecto ha sido analizado y es **viable de manera técnica y económica.**

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 Operador presenta un pronóstico de producción asociado a la Recuperación Primaria, que respalda la construcción de infraestructura y actividades físicas programadas a la vigencia del Contrato, con el objetivo de recuperar un volumen de 77.61 mmb de aceite y 115.08 mmmpc de gas.

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

En este sentido, se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentando las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo para un desarrollo del Área Contractual en condiciones adecuadas.

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 Operador, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar por el Operador, como son las utilizadas en la perforación de pozos, la **implementación del Bombeo Neumático en Santuario Noreste así como la prueba piloto de inyección de agua como método de recuperación secundaria**, son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual, las cuales, contribuyen a maximizar el factor de recuperación, asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutara 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 para el Aprovechamiento del Gas, asimismo da cumplimiento a la meta de aprovechamiento de gas del 98% a partir del primer año y se mantiene durante el resto de la vigencia del Plan, a través del autoconsumo, bombeo neumático y la transferencia, de esta manera se garantiza el manejo del gas producido en el Área Contractual.

Asimismo, en atención al artículo 13 de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas, se propone aprobar la máxima relación gas aceite en los siguientes términos:

Yacimiento	RGA m ³ /m ³
Santuario	815
El Golpe	2,579
Santuario Noreste	2,331

Valores máximos de RGA esperados en el Área Contractual, de acuerdo con el pronóstico de producción por pozo.
(Fuente: CNH con datos del Operador)

De acuerdo con el artículo 13 de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas el Operador deberá establecer y proponer en el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (En adelante, PAGNA) a la Comisión para su aprobación el valor máximo de la relación gas-aceite (RGA) para la etapa de Extracción en la que podrá producir un pozo dentro de la Asignación, sin embargo, después de realizar la revisión se determinó la RGA con la información presentada por el Operador, por lo que resulta necesario que el Operador establezca en los informes trimestrales el valor máximo de la relación gas-aceite para el Área Contractual, dentro de la cual podrá producir los pozo del Área Contractual, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima relación gas-aceite, esto con la finalidad de que la Comisión realice la evaluación y supervisión del cumplimiento a través del seguimiento de los PAGNA, mediante la entrega de los reportes de seguimiento de dichos programas o cuando se observen modificaciones que superen la máxima relación gas-aceite.

Sin menoscabo de lo anterior, es necesario 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 Operador establezca el valor máximo de la relación gas-aceite y 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 éstos en concordancia con la máxima RGA a la cual podrán operar los pozos.

En términos del artículo 5, fracción I, inciso a) de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos y de la Cláusula 14.1 Hidrocarburos de autoconsumo del Contrato, el Operador podrá utilizar como parte del programa de aprovechamiento el autoconsumo de hasta 12.65 millones de pies cúbicos diarios como gas combustible para la generación de energía eléctrica propia, así como la operación de diversos equipos.

Dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar en términos de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas, del artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, 39, fracción VII, de la LORCME, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos, así como de la Cláusula 4.2 del Contrato.

Lo anterior, toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en el artículos 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14 fracción II, 19, 22 de las Disposiciones para el Aprovechamiento del Gas.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por el Operador Petrofac México S.A. de C.V., respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la el Área Contractual Santuario-El Golpe en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste utilizar sistemas de Medición Fiscal para el Petróleo y Gas Natural dentro de la Planta Deshidratadora El Golpe y Estación de Compresión El Golpe respectivamente y comenzar la medición en los tiempos propuestos y calendarizados, así como manejar y medir la producción de los hidrocarburos hasta estos Puntos de Medición Fiscal propuestos, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, para la etapa I y etapa II revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, 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 Operador, 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 Operador en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Operador 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, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Fue revisada la información presentada en relación con el Punto de Medición compartido, presentada por el Operador, la cual es viable ya que da atención a lo indicado en el artículo 20 de los LTMMH.

- iii. Se analizó la información proporcionada por el Operador respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- iv. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Operador.
- v. 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 250.669/2018 de fecha 23 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-148 con fecha del 25 de octubre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Operador Pemex Exploración y Producción, "...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario; (i) permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y (ii) dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, se prevea la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan", resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Operador, 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, se establece lo siguiente:
 - a. Se aprueba la implementación de los Mecanismos y Sistemas de Medición propuestos por el Operador en el Plan de Desarrollo, en relación con el contenido de la Cláusula 11.3 del Contrato.
 - b. Se determina que deberá dar seguimiento puntual a los presupuestos de estimación de incertidumbre, mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Operador, en términos del apartado XI del Artículo 42 los LTMMH.
 - d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campos Santuario y El golpe en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Operador

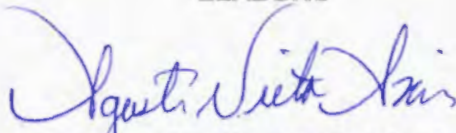
deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.

- e. 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.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo asociado al Contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017 para la Extracción de Hidrocarburos, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del Contrato, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos y en el mismo Contrato. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

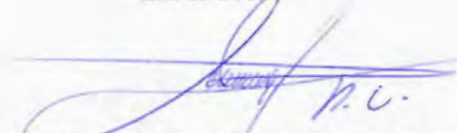
Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Operador deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos suscrito entre la Comisión y el Operador.

ELABORÓ



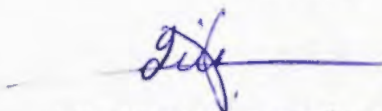
ING. AGUSTIN NIETO ARIAS
Jefe de Departamento

ELABORÓ



ING. JAIME ISRAEL RÍOS CARRIZALES
Subdirector de Área

ELABORÓ



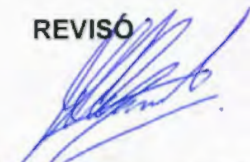
ING. YUSAM DE JESÚS ANGUIANO ALVARADO
Subdirectora de Área

ELABORÓ



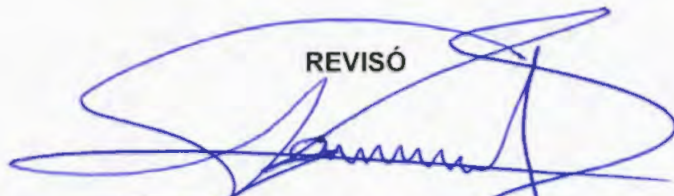
MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta

REVISÓ



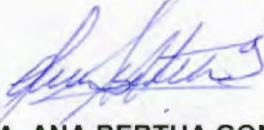
MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO
Directora General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ



MTR. SAMUEL CAMACHO ROMERO
Director General Adjunto de Comercialización de Producción

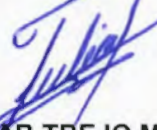
REVISÓ



MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General de Medición

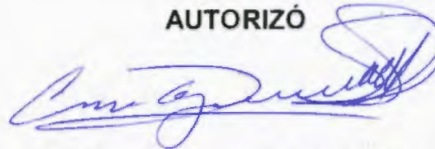
REVISÓ



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ



ING. CÉSAR ALEJANDRO MAR ÁLVAREZ

Director General de Reservas y Recuperación
Avanzada

*En suplencia por ausencia del Titular de la Unidad Técnica de
Extracción con fundamento en el artículo 49 primer párrafo del
Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 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, del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Contrato CNH-M2-Santuario-El Golpe/2017.

