



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A6/2015

Dictamen Técnico de la modificación al Plan
de Desarrollo para la Extracción de
Hidrocarburos

DIAVAZ OFFSHORE S.A.P.I DE C.V.

Two handwritten signatures in blue ink, one appearing to be 'Diaz' and the other 'Muller', with a large blue checkmark to the right.

NOVIEMBRE 2018

Two handwritten signatures in blue ink, one appearing to be 'Diaz' and the other 'Muller', with the initials 'Act.' written to the right.

Contenido

CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN	6
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	7
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	7
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	8
D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	9
E) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	11
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	12
G) ANÁLISIS ECONÓMICO.....	16
I.1 PROGRAMA DE INVERSIONES.....	17
I.2 INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	19
H) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	25
I) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	30
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN	35
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	37
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	38
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	39
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....	40
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.....	40
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	40
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	40
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	40
F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	40
A. OBLIGACIONES:.....	42

I. Datos generales del Contratista

El Contratista promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A6/2015 (Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, es la empresa DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I de C.V (Contratista).

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

Concepto	Descripción
Nombre	Catedral
Estado y municipio	Ostuacán, Chiapas
Área del Contrato	57.991 km ²
Fecha de emisión / firma	10 de mayo 2016
Vigencia	25 años
Tipo de contrato	Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
Operador	Diavaz Offshore
Profundidad para extracción	Si restricción
Yacimientos y/o Campos	Campos Catedral / Nicapa Yacimiento Cretácico Superior y Medio
Colindancias	Macuspana, Artesa, Chintul

Tabla 1. Datos generales del Contratista

El Área Contractual Catedral Figura 1. presenta una superficie de 57.991 km². Se localiza en la región Suroeste de la República Mexicana, al Noroeste del estado de Chiapas, en los municipios de Ostuacán y Reforma, a 76 kilómetros de la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

Geográficamente se encuentra ubicada en la Cuenca Mesozoica Chiapas-Tabasco en la Provincia tectónica Pilar Reforma-Akal, limitado al oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este por la Cuenca de Macuspana, al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas.

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

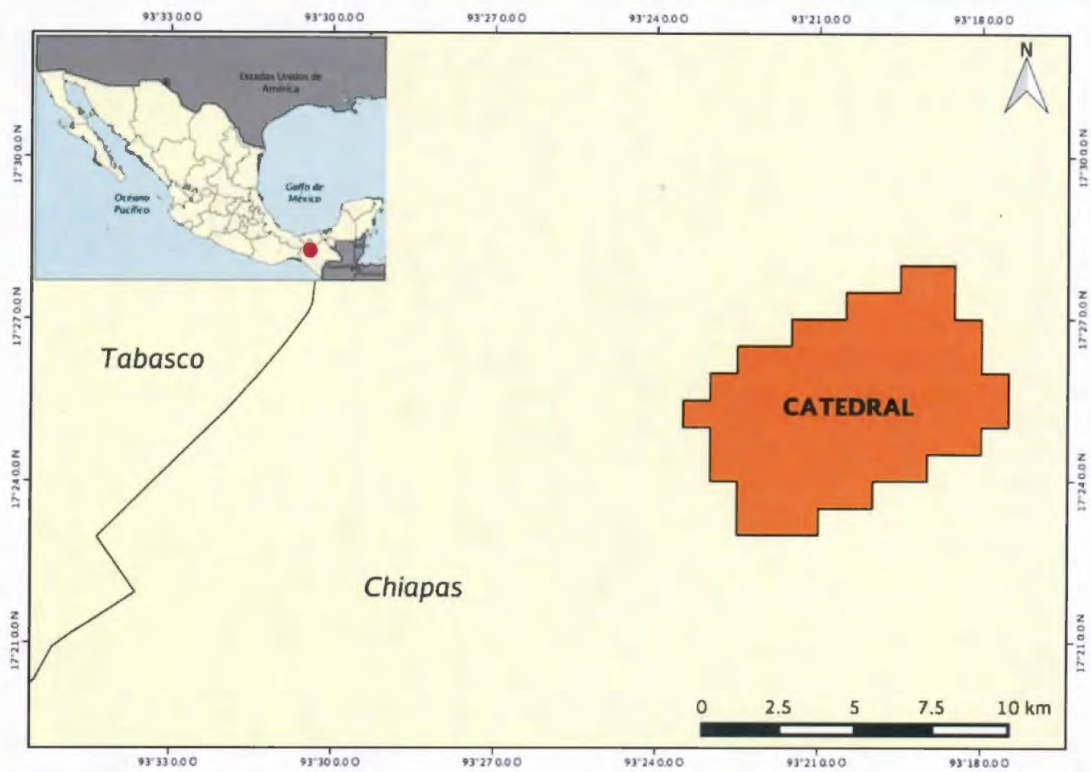


Figura 1. Ubicación geográfica del Área Contractual Catedral (Fuente CNH)

Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	93° 18' 30"	17° 27' 00"
2	93° 18' 00"	17° 27' 00"
3	93° 18' 00"	17° 26' 00"
4	93° 17' 30"	17° 26' 00"
5	93° 17' 30"	17° 25' 00"
6	93° 18' 00"	17° 25' 00"
7	93° 18' 00"	17° 24' 30"
8	93° 19' 00"	17° 24' 30"
9	93° 19' 00"	17° 24' 00"
10	93° 20' 00"	17° 24' 00"
11	93° 20' 00"	17° 23' 30"
12	93° 21' 00"	17° 23' 30"
13	93° 21' 00"	17° 23' 00"
14	93° 22' 30"	17° 23' 00"
15	93° 22' 30"	17° 24' 00"
16	93° 23' 00"	17° 24' 00"
17	93° 23' 00"	17° 25' 00"
18	93° 23' 30"	17° 25' 00"
19	93° 23' 30"	17° 25' 30"
20	93° 23' 00"	17° 25' 30"
21	93° 23' 00"	17° 26' 00"
22	93° 22' 30"	17° 26' 00"
23	93° 22' 30"	17° 26' 30"
24	93° 21' 30"	17° 26' 30"
25	93° 21' 30"	17° 27' 00"
26	93° 20' 30"	17° 27' 00"
27	93° 20' 30"	17° 27' 30"
28	93° 19' 30"	17° 27' 30"
29	93° 19' 30"	17° 28' 00"
30	93° 18' 30"	17° 28' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual Catedral (Fuente CNH).

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

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

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además de, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia Tecnológica.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0109/2018 Modificación al Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A6/2015, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

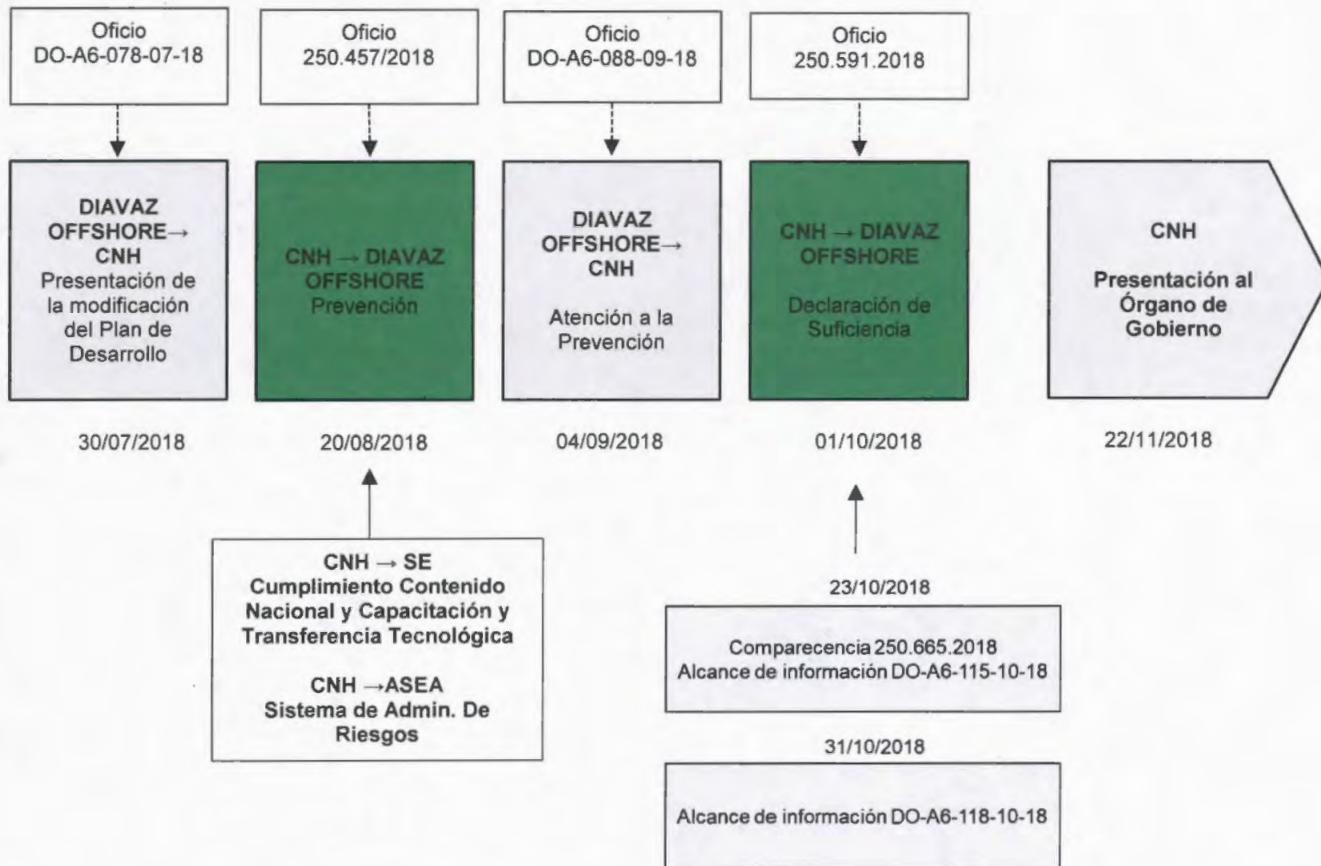


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH)

III. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de producción propuesto que permitan maximizar el Factor de Recuperación y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción fue presentada en cumplimiento a los Criterios y consiste en ejecutar actividades no previstas en el Plan vigente, en virtud de que su vigencia se encontraba limitada a la conclusión del Periodo de Evaluación. Por tanto, los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos se tienen por cumplidos al presentarse el contenido integral de los requisitos establecidos en los Lineamientos y del Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 fracción II excepto el inciso g) debido a que no aplica, ya que el yacimiento es de gas y condensado (gas no asociado), 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" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo. Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por DIAVAZ OFFSHORE al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), y h), 40, fracción II, 41, y el Anexo II de los Lineamientos y a los Criterios emitidos para los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015 mediante la Resolución CNH.E54.001/16 del 10 de octubre de 2016.

Al respecto, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II excepto inciso g) debido a que el yacimiento es de gas no asociado, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XI, XII y XIII y el Anexo 2 de los Lineamientos. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en las Cláusulas 5.3, 11.2, 11.3, 14.1, 17.1, 18.3, 18.5 y Anexo 9 de Contrato. Adicionalmente, el Plan de Desarrollo cumple con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'J' and '777' at the top, and several other illegible signatures below.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, del Contrato CNH-R01-L03-A6/2015 se muestran en la Tabla 3.

Características generales	KM-KS
Área (km ²)	57.991 km ²
Año de descubrimiento	1991
Fecha de inicio de explotación	1991
Profundidad promedio (m)	2,500 m
Elevación o tirante de agua (m)	NA
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	24 pozos desviados
Tipo de sistemas artificiales de producción	Pozos en Flujo Natural
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Mesozoico / Cretácico
Cuenca	Cuenca del Sureste / Chiapas Tabasco
Play	Carbonatos Fracturados
Régimen tectónico	Compresivo / Cinturón Plegado
Ambiente de depósito	Plataforma carbonatada aislada /Facies Lagoon
Litología almacén	Packestone-Greinstone de miliolidos
Propiedades petrofísicas	
Mineralogía	Calcita-Dolomita
Propiedades de los fluidos	
Tipo de hidrocarburos	Gas y Condensado
Densidad API (a condiciones de yacimiento y de superficie)	57° a CY 54° a CS
Presión de rocío	271 Kg/cm ²
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	101°

777

Presión inicial (kg/cm ²)	298.9
Presión actual (kg/cm ²)	210.7 (Catedral-1001)
Mecanismos de empuje principal y secundario	Empuje Hidráulico y expansión de fluidos
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	NA
Métodos de recuperación mejorada	NA
Gastos actuales	5.6 MMpcd / 209 Bpd (Catedral-1001)

*Tabla 3. Características generales del Contrato
(Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista)*

b) Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Plan de Desarrollo fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.10.002/17 del 28 de marzo de 2017, dicho Plan estaba enfocado en la continuación de operaciones existentes para el momento, atendiendo los Criterios emitidos para los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015 mediante la Resolución CNH.E54.001/16 del 10 de octubre de 2016 y respecto al Considerando Cuarto, como resultado del Plan de Evaluación se presenta la modificación al Plan de Desarrollo.

El Escenario Modificado del Plan de Desarrollo, incorpora actividad para pozos e infraestructura, inversión y gasto de operación, así como un incremento de Producción correspondiente a dicha actividad y que se extiende por un período de tiempo mayor (dentro de los límites temporales que permite el contrato).

c) Volumen original y Reservas de Hidrocarburos

A continuación, se presenta el cálculo estimado de Volumen Original y Reservas, realizados por el Contratista, con base en los resultados del Plan de Evaluación a la fecha de la presentación del Plan (Julio 2018).

Contrato	Volumen original		Categoría de reservas 1P, 2P, 3P	Factor de recuperación final		Reservas			Producción acumulada a julio 2018	
	Condensado	Gas natural		Condensado	Gas	Condensado	Gas	PCE	Condensado	Gas natural
	mmb	mmmpc		%	%	mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc
Área Contractual Catedral	51.57	837.23	1P	42.03%	65.39%	1.28	45.27	10.91	20.4	502.2
	51.57	837.23	2P	43.39%	68.29%	1.98	69.57	16.78	20.4	502.2
	51.57	837.23	3P	43.55%	68.91%	2.06	74.77	17.97	20.4	502.2

Figura 3. Estimación de Reservas y Volumen Original, gas y condensado (Fuente: CNH con datos del Contratista)

Las reservas oficiales se pueden consultar en la página oficial de la CNH, en este apartado como se hizo mención anterior, los datos son las estimaciones propias del Contratista dentro del Plan de Desarrollo.

El incremento tanto en el volumen a recuperar, como en el volumen original se debe a los resultados obtenidos durante el Plan de Evaluación llevado a cabo por el Contratista, que consistió en la perforación exitosa de un pozo y la adquisición y caracterización de datos geofísicos y geológicos.

d) Actividad física para dar continuidad operativa y de producción

Con base en los resultados de la actividad física ejecutada en el marco del Plan de Evaluación y los estudios de subsuelo realizados se plantea la recuperación de gas y condensado a partir de reparaciones mayores tipo reentradas en pozos existentes del Campo Catedral para desarrollar los siguientes objetivos:

- Cretácico Superior (KS) en el extremo norte del Campo Catedral.
- La estructura anexa, correspondiente a la estructura menor donde se encuentra el pozo Nicapa-101.
- Cretácico Medio (KM), en la región sur del eje de la estructura anticlinal del Campo Catedral donde el KM se encuentra estructuralmente más alto.

El objetivo de las reentradas está asociado específicamente a carbonatos de buena calidad de roca en matriz, principalmente en facies Packestone-Grainstone presentes en la cima del KS y cima del KM. Tabla 4.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Rep. Mayores (Reentradas)														
Aprobado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Modificado	2	4	5	1										12

Tabla 4. Comparativo de actividad física entre Planes. (Fuente: CNH con la información del Contratista)

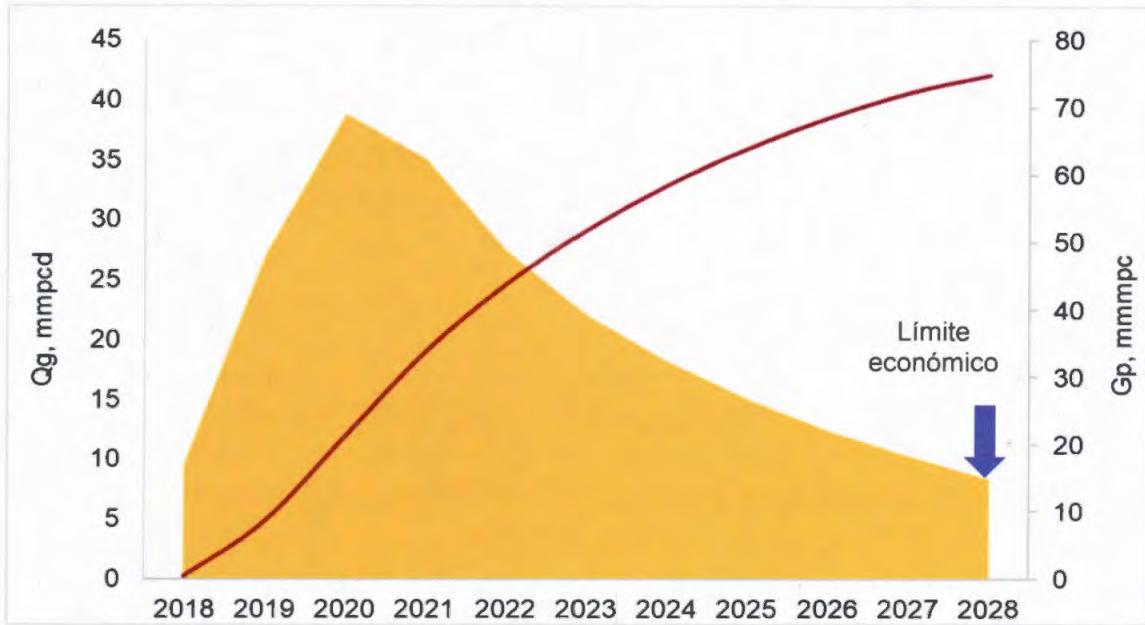
Aunado a las actividades anteriores, el contratista llevará a cabo la adquisición de información en el Área Contractual, como se describe a continuación, esto incrementará el conocimiento petrolero del Área y podrá aportar más información de los intervalos de interés.

- Registros convencionales (Rayos gamma, Litodensidad, neutrón, inducción) en las 12 reentradas.
- Registro sísmico dipolar en las 12 reentradas.
- Registro de resonancia magnética continua CMR en las 12 reentradas consideradas como parte de la actividad física del plan de desarrollo.
- Registro de presión continua (20 puntos) en las 12 reentradas consideradas como parte del plan de desarrollo.
- Registro de imagen en 5 reentradas estratégicas para ayudar a caracterizar el modelo de fracturas del campo.
- Estimulaciones ácidas trazadas y registros de espectroscopía de rayos gamma en todas las 12 terminaciones (reentradas) contempladas en el plan.
- Pruebas de presión producción y prueba de incremento en las 12 terminaciones que contempla el plan de desarrollo.

e) Pronóstico de producción

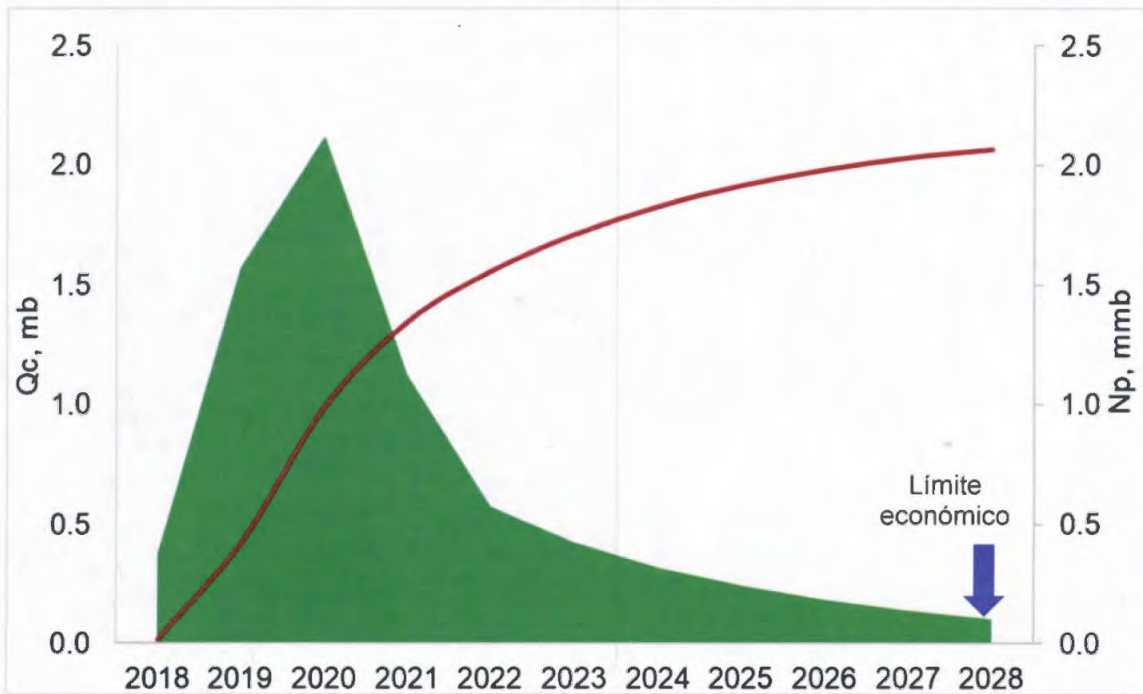
El Escenario Modificado considera acelerar la producción de gas y condensado, elevar el factor de recuperación y la producción en condiciones económicamente viables, incremento de las reservas, como resultado de la reevaluación de los yacimientos contenidos en el Área Contractual Catedral y la utilización de infraestructura existente a través de tecnologías que sean eficientes para el desarrollo del Área Contractual.

En la Figura 5 y Figura 4 se observan los pronósticos de producción para la modificación del Plan de Desarrollo, para gas y condensado.



	Plan aprobado	Plan Modificado 2018-2028	GP
Volumen a recuperar [mmpc]	0.43	74.8	577

Figura 4. Perfiles de producción de gas.
(Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista)



	Plan aprobado	Plan Modificado 2018-2028	NP
Volumen a recuperar [mmb]	0.01	2.06	22.5

Figura 5. Perfiles de producción de condensado. (Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista)

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

f) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo

En la modificación al Plan de Desarrollo, se presenta el análisis de 3 alternativas para continuar con la extracción de hidrocarburos, a continuación, se presentan de manera resumida los resultados y la alternativa elegida, que maximiza el factor de recuperación en condiciones técnicas y económicamente viables.

Todas las propuestas están enfocadas a la explotación en el yacimiento Cretácico. Las alternativas analizadas son tres las cuales se describen a continuación y se resumen en Tabla 5 y Figura 6:

Alternativa 1: Construcción de 7 peras para la perforación de 11 pozos nuevos y 1 reentrada en el pozo Catedral-43. Las peras nuevas se ubican en las cercanías a los puntos de drene propuestos. Esta alternativa requiere iniciar permisos de manifestación de impacto ambiental por las grandes afectaciones que se requieren en un área topográficamente compleja, mayores tiempos para la entrada de la producción e incremento de costos de construcción de pozos y obras asociadas.

Alternativa 2: Realizar Reentradas en pozos declarados como activos disponibles previos a las actividades del Plan de Evaluación, es decir Catedral-103, Catedral-13, Catedral-43, Catedral-21 y Catedral-57; lo que representa 5 puntos de extracción aprovechando las macroperas y pozos existentes CTD-1, CTD-15, CTD-75 y CTD-1DL, con base en las restricciones topográficas.

Alternativa 3: Maximizar el desarrollo de reservas remanentes disponibles, en zonas de buenas características matriciales del KS y KM a través de reentradas en pozos existentes y el mantenimiento a la producción del pozo Catedral-1001. Esta alternativa considera 12 Reentradas en los siguientes pozos: Catedral-103, Catedral-13, Catedral-43, Catedral-87, Catedral-15A, Nicapa-101, Catedral-57, Catedral-67, Catedral-21, Catedral-65, Catedral-02 y Catedral-23.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 Elegida
Actividades físicas	11 perforaciones + 1 Reentrada	5 Reentradas	12 Reentradas
Producción gas / condensado	75.8 MMMpc / 2.1 MM Bbl	49.6 MMMpc / 0.9 MM Bbl	74.8 MMMpc / 2.1 MM Bbl
Gastos de Operación *	37.4 MM USD	29.7 MM USD	32.4 MM USD
Inversiones **	63.0 MM USD	21.2 MM USD	41.1 MM USD
Tecnología	Perforación + Reentrada	Reentrada	Reentrada
Indicadores económicos			
VPN (DI)	5.94	6.95	19.19
VPI	42.27	15.49	27.31
VPN/VPI	0.14	0.45	0.70

Nota: * Incluye Gastos No Operativos

** Incluye Abandono

Tabla 5. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción. (Fuente: Contratista)

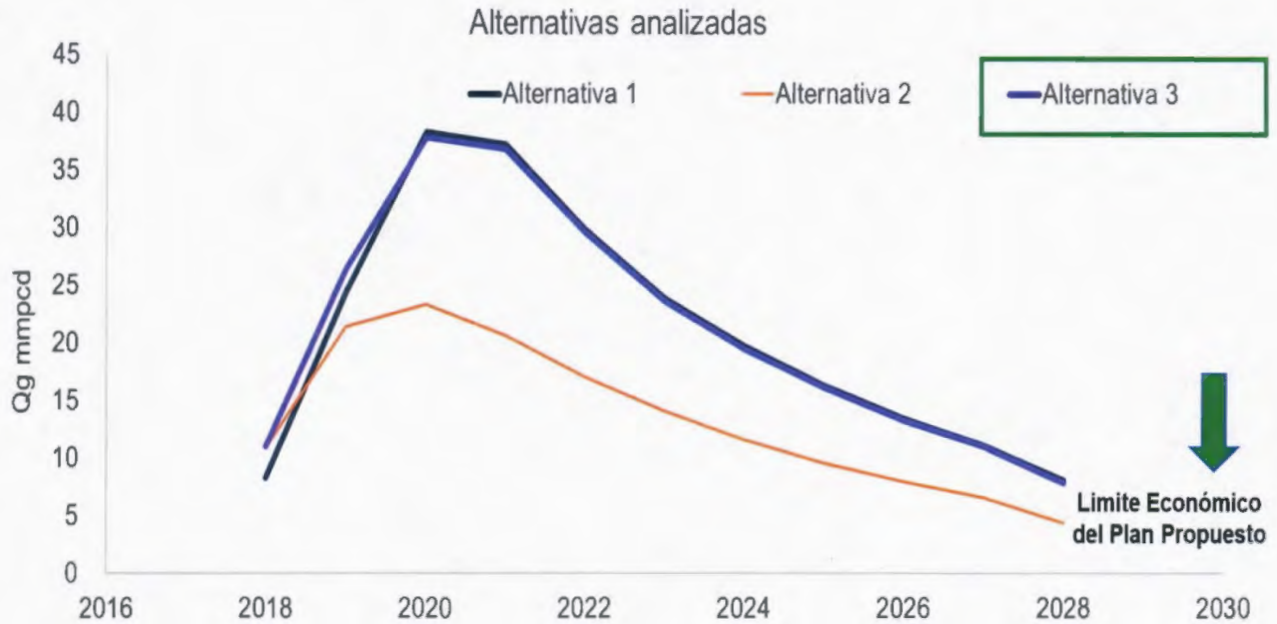


Figura 6. Pronóstico de producción de gas de las alternativas propuestas

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

A continuación, se presenta el análisis técnico realizado de la información, para verificar que el plan de extracción propuesto por el Operador estuviera alineado a las mejores prácticas, presentara la tecnología adecuada y su estrategia de explotación incrementara el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

Mecanismos de empuje.

El campo Catedral es productor de Gas y Condensado, contiene aproximadamente un 70-75% de metano, sus principales mecanismos de producción son la expansión del gas y el empuje hidráulico, este último asociado a la presencia del acuífero, la presión inicial del yacimiento es de 298.8 kg/cm², la presión de rocío a la que inicia la condensación retrograda es de 271 kg/cm², el factor de recuperación actual asociado a estos mecanismos es de 59%, otro aspecto que se puede observar en el siguiente gráfico, es el incremento de presión asociado al cierre temporal del Campo.

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

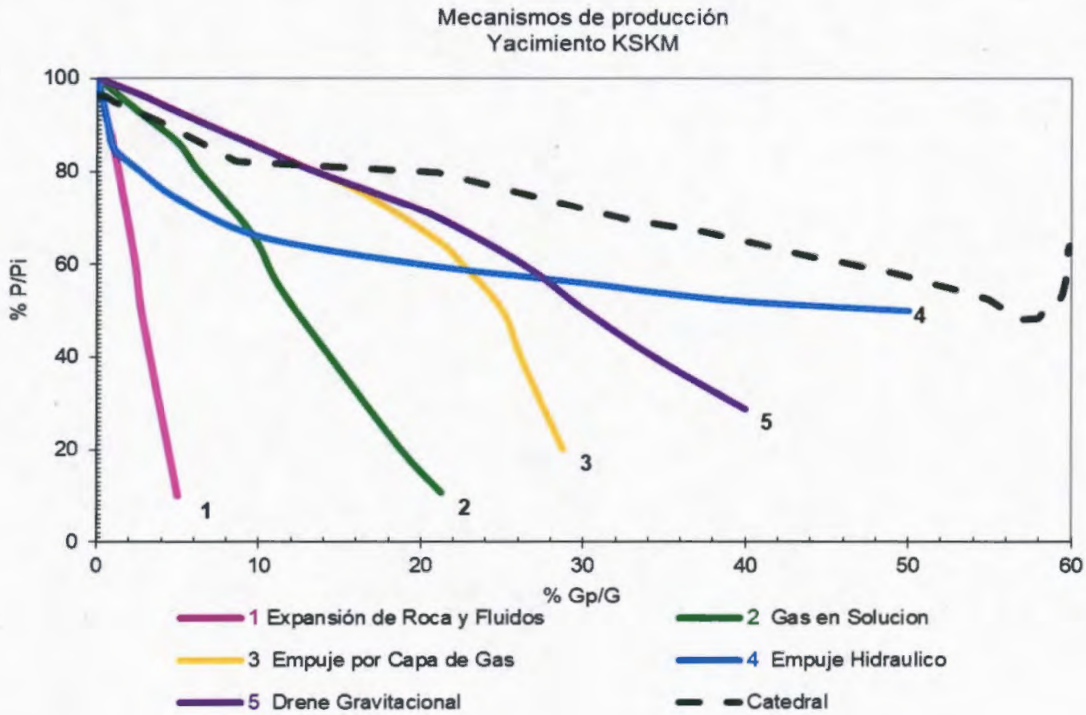


Figura 7. Mecanismos de producción, Área Contractual Catedral

Diagrama de Fase, Catedral

Las condiciones actuales de presión y temperatura, indican que los hidrocarburos, se encuentra dentro de la envolvente de fases y la producción de gas es de aproximadamente 70-75% la temperatura del yacimiento es de 214°F que es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura cricondentérmica, el diagrama de fase muestra el Punto crítico ubicado entre la curva de saturación (línea verde) y la curva de rocío (línea roja) y la cricondenterna (temperatura máxima a la cual se puede encontrar la fase líquida a ciertas condiciones de presión, por encima de esta temperatura no hay condiciones de presión en las que exista la posibilidad de encontrar líquido).

777

[Handwritten signatures and initials]

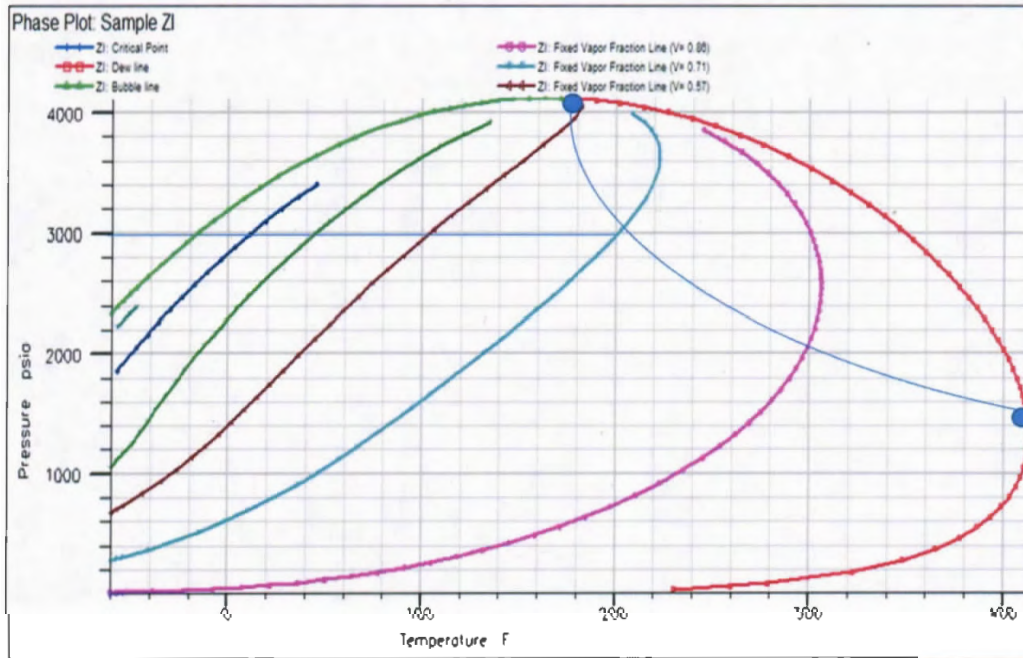


Figura 8. Diagrama de fase, Área Catedral

Gasto Inverso

La predicción del comportamiento de producción de los yacimientos de gas y condensado es compleja debido a los cambios de fases que existen en estos yacimientos, como es la condensación retrograda por debajo de la presión de rocío y la evaporización a presiones menores de 70 kg/cm².

Bajo la metodología de Blasingame (Figura 9), se graficó, uno entre el gasto de gas ($1/q_g$) contra la acumulada de producción entre el gasto (G_p/q_g), en la curva obtenida se observa una inflexión que representa un cambio de estrategia en el desarrollo del yacimiento, en este caso son las reparaciones los cambios de intervalo, este análisis nos ayuda a estimar la (EUR, Recuperación final estimada) esto con el objetivo de evaluar si el factor de recuperación es acorde al yacimiento, teniendo en cuenta lo descrito en el párrafo anterior y evaluando en la ecuación de la línea roja de la gráfica inferior, se obtiene una EUR de 600 mmmpc, de la cual ya se ha producido 500 mmmpc por lo tanto el volumen a recuperar es de 100 mmmpc que es cercano a un factor de recuperación final de 72%. El Contratista estima que su factor de recuperación final al límite económico sea 69 % por lo que el volumen obtenido a través de la ecuación de balance de materia y al realizar el cálculo con el volumen original del Área se concluye que el Factor de recuperación, sí es representativo para el yacimiento.

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

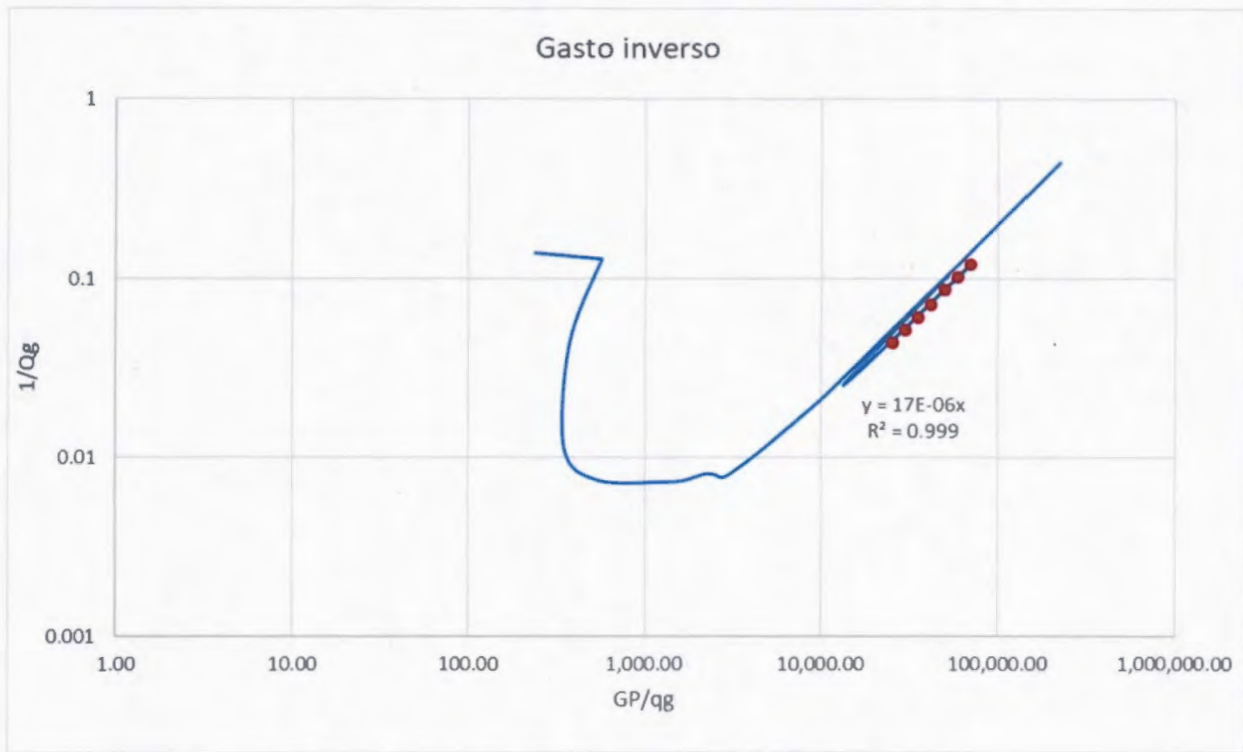


Figura 9. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: CNH)

Comportamiento histórico de presión producción

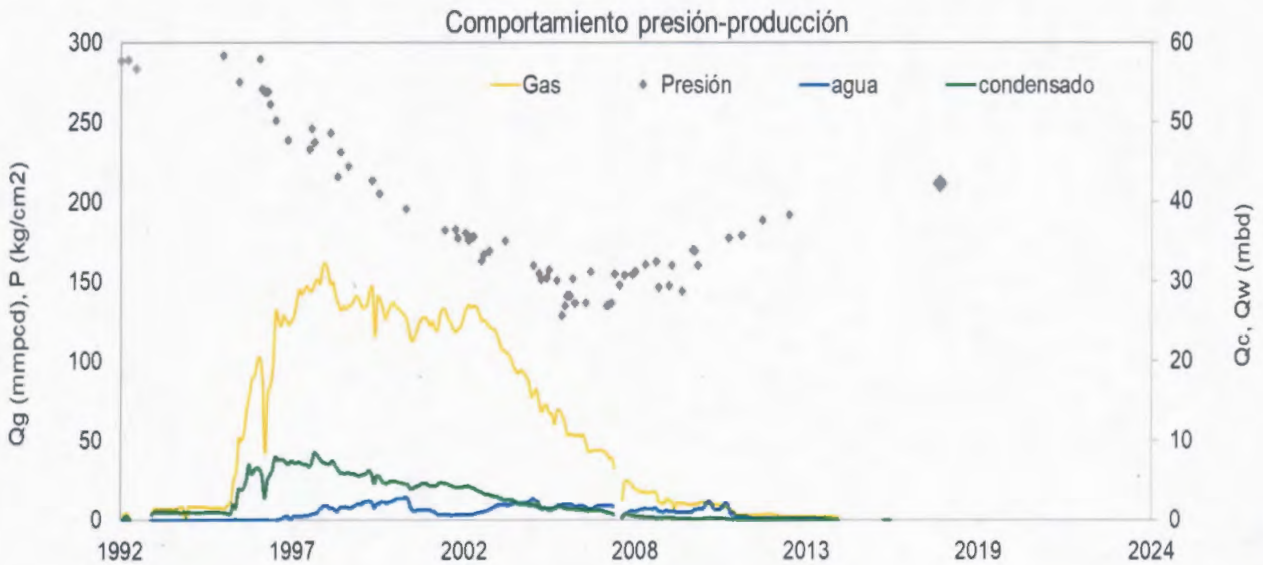


Figura 10. Comportamiento presión producción

El gráfico anterior (Figura 10) nos muestra el comportamiento de la presión y la producción del Área Contractual Catedral, el gasto máximo de gas fue de 166 mmpcd y 9.71 mb de condensado, se observa la caída de presión a medida que se incrementó la producción, hacia el año 2011 se observa un incremento

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left and several smaller ones on the right.

de presión de valores que van desde 168 kg/cm² hasta la presión actual de 210 kg/cm² esto debido al empuje hidráulico y al cierre temporal del Campo.

Comparativo de las estrategias de producción de campos análogos.

Con el objeto de poder comparar el desempeño del Área Contractual Catedral, se buscaron Campos que, por sus características, petrofísicas, litología e hidrocarburos producidos, pudieran servir como campos análogos, por lo que se consideró al campo East Clinton, el cual se encuentran ubicado en USA y se ocupará para tal efecto. En la Tabla 6 se muestran los parámetros utilizados para la selección del campo análogo, así como sus respectivas características, factor de recuperación y estrategia de producción.

	Catedral	East Clinton
Tipo de fluido	Productor de gas y condensado 56 °API	Productor de gas y condensado 54°API
Ubicación	Terrestre	Terrestre
Litología	Carbonatos	Carbonatos
Recuperación	Primaria	Primaria
Porosidad promedio %	10-20	20
Temperatura de yacimiento °F	200-230	225
Presión inicial kg/cm ²	300	600
Mecanismo de empuje	Expansión del gas y empuje hidráulico	Expansión del gas
Estrategia de explotación	Recuperación primaria y estimulaciones	Recuperación primaria y estimulaciones
Factor de recuperación final de gas	70%	80%

Tabla 6. Criterios de selección para los campos Análogos (Fuente: CNH)

Así mismo, revisando artículos técnicos y literatura de la industria petrolera, se verificó que el factor de recuperación de Catedral se encuentra en el rango de otros yacimientos, ya que la recuperación, depende del comportamiento de la presión, de la composición de los hidrocarburos, de la capacidad de flujo (kh), saturación, movilidad y difusividad, por mencionar algunos.

Por el análisis anterior se concluye, que el factor de recuperación final esperado está acorde a la estrategia de desarrollo, se encuentra alineado con las prácticas internacionales y es económicamente viable para ser llevado a cabo por el Contratista.

h) Análisis Económico

La aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo considerará 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 numerales 1.6.3 y 1.6.7, de la sección 2. *Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*, de la *Guía para los Planes de Desarrollo de Hidrocarburos* (Anexo II de los Lineamientos).

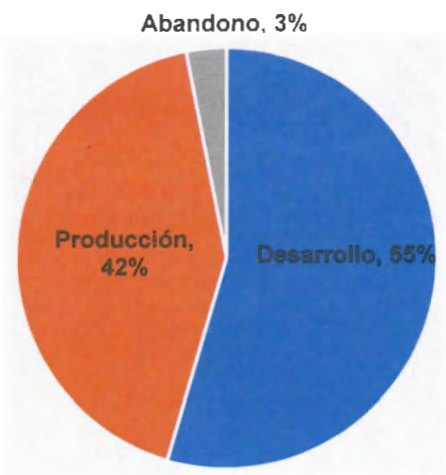
En los artículos 9 y 20 de los Lineamientos se establece que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos se detalla en el Anexo II de los Lineamientos. De igual forma, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con un análisis técnico económico 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.

Es así como, 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.

i.1 Programa de Inversiones

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 a la modificación del Plan de Desarrollo estimado por el Contratista, es por un monto de 72.2 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.



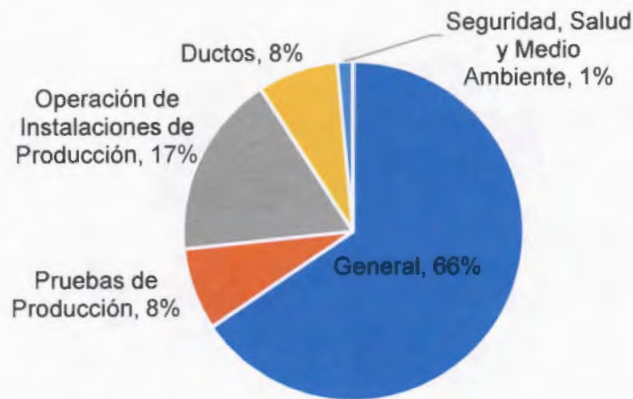
\$ 72.2 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 11. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



\$ 39.4 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 12. Distribución de las inversiones programadas, **Actividad petrolera: Desarrollo**
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



\$ 30.6 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 13. Distribución de las inversiones programadas, **Actividad petrolera: Producción**
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



\$ 2.2 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 14. Distribución de las inversiones programadas, **Actividad petrolera: Abandono**
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Desarrollo	Perforación de Pozos	30,523	2,442	12,807	12,789	2,485	0	0	0	0	0	0	0
	Pruebas de Producción	840	70	350	350	70	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	469	300	133	26	10	0	0	0	0	0	0	0
	Construcción Instalaciones	6,092	385	4,599	1,007	101	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1,431	46	714	273	131	53	43	26	43	26	38	38
Producción	General	20,057	369	2,902	2,512	2,721	1,920	1,959	1,655	1,764	1,438	1,588	1,230
	Pruebas de Producción	2,404	12	574	193	215	206	206	206	206	206	206	176
	Operación de Instalaciones de Producción	5,340	33	706	1,012	819	620	527	395	440	282	309	198
	Ductos	2,357	11	159	320	357	341	341	171	171	171	171	146
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	448	16	64	101	44	29	29	29	29	49	29	29
Abandono*	General	2,243											
Total general		72,204	3,701	23,323	18,994	7,312	3,451	3,330	2,666	2,804	2,296	2,443	1,886

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

Tabla 7. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera
(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)¹
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

i. 2 Indicadores de evaluación económica

En este segundo apartado se analizan los indicadores económicos calculados por CNH, a partir de las premisas, y los flujos de costos y de producción estimados por el Contratista. El análisis se organiza como sigue:

- i. Descripción de la evaluación económica de CNH; e
- ii. Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables
 - a. Precios
 - b. Volumen de hidrocarburos, y
 - c. Costos.

i.2.1 Descripción de la evaluación económica de CNH

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 11.4 MMbpce². Esta DGEEE, considera los parámetros presentados en la Tabla 8 para determinar un denominado escenario base para la evaluación económica.

Premisas	Valor	Unidades	Comentarios
Precio del condensado	70	USD/b	Se asume igual durante la vida del proyecto
Precio del gas	3.5	USD/mpc	Se asume igual durante la vida del proyecto
Valor de la regalía adicional	63.90	%	
Tasa de descuento	10	%	Se asume igual durante la vida del proyecto

¹ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.

² Considerando los perfiles de producción presentados por el Contratista a partir de 2018: 1,586 mb y 58,963 mmpc; utilizando la razón de gas-petróleo crudo equivalente mostrada en la Tabla 8. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.

Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5.99	Razón	
Tipo de cambio	20	MXN/USD	Se asume igual durante la vida del proyecto

Tabla 8. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Derivado de estas premisas determinadas, los resultados de la evaluación económica que se obtienen considerando las variables antes descritas, se describen en la siguiente tabla.

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado ³	Unidad
VPN	168.60	7.06	mm USD
VP Inversión	33.96	33.96	mm USD
VPN/VPI ⁴	4.96	0.21	Adimensional
TIR	-	24.84	%

Tabla 9. Indicadores económicos (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

De la información presentada por el Contratista, 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.

i.2.2 Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables

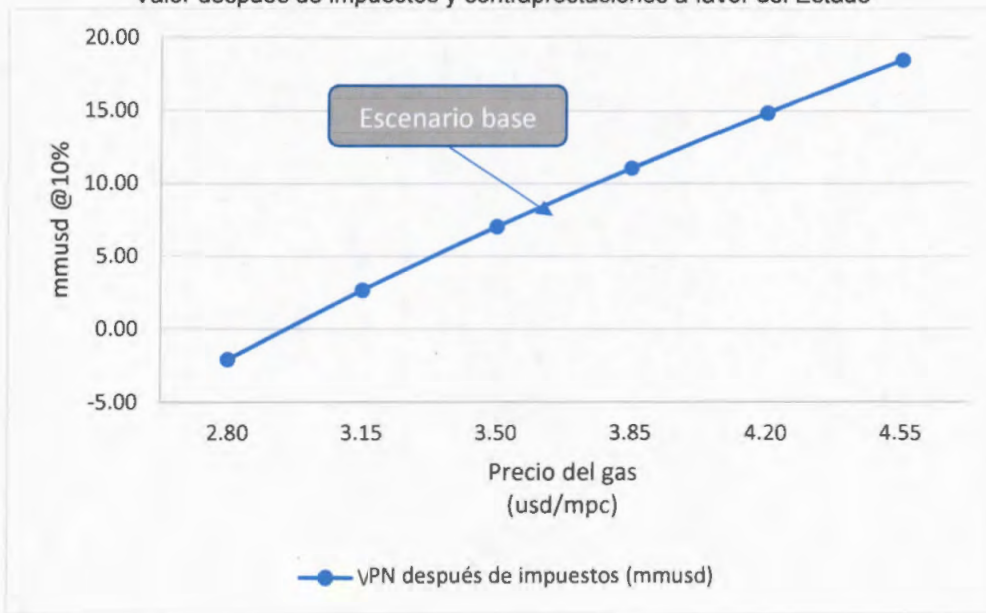
a. Precios

En la *Figura 15* se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista, antes y después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado en los términos arriba indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del gas de acuerdo con el eje horizontal, que va de 2.80 a 4.55 dólares por miles de pies cúbicos; cabe mencionar que, para el análisis realizado, el precio del condensado cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del gas, con un rango que va desde los 56 a 91 dólares por barril. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa la consistencia del proyecto frente a variaciones de precios. Para que el proyecto sea económicamente inviable después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado el precio del gas debe mantenerse por debajo de 2.95 dólares por miles de pies cúbicos y 58.93 dólares por barril para el condensado.

³ Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

⁴ Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión

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



Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado

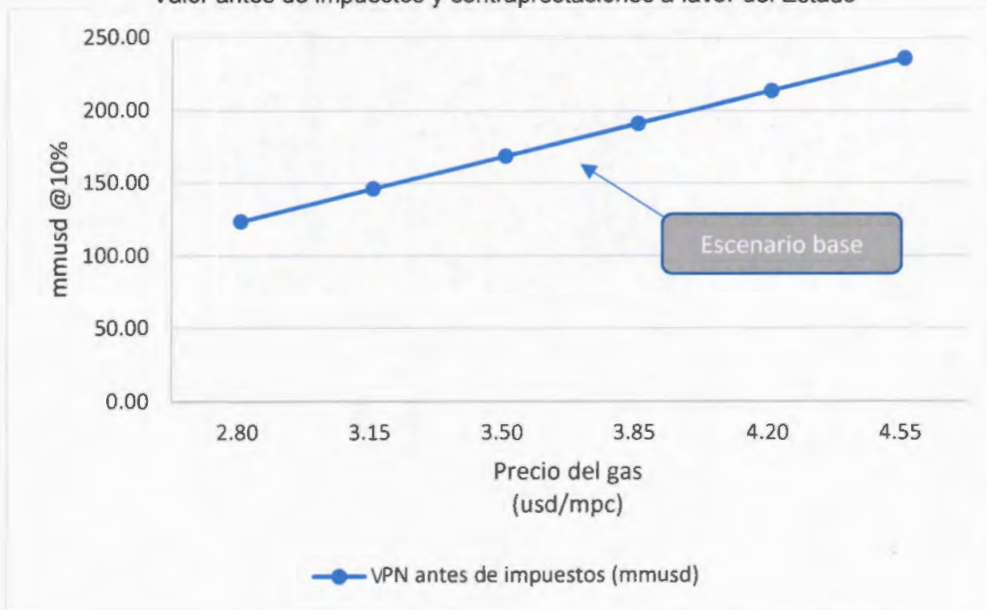


Figura 15. Valor presente esperado a favor del Contratista vs. Precio del gas
 (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

b. Volumen de hidrocarburos

En la Figura 16, se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista, contra diferentes niveles de producción, considerando los campos descubiertos y la información actual. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de volumen descrito en el eje horizontal. La línea interior representa el escenario base con un precio a 3.5 USD/MPG y las dos líneas exteriores representan precios altos y bajos⁵, la inferior a 3 USD/MPG y la superior a 4 USD/MPG. En el panel superior se muestra el valor

⁵ El precio del condensado cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del gas.

[Handwritten signatures and notes in blue ink]

esperado descontado para el Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa que el descubrimiento mínimo necesario en el escenario de 3.5 USD/mpc, para que el proyecto sea rentable en valor esperado es de 9.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Para el caso que excluye el pago de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado, de 2.9 MMbpce.

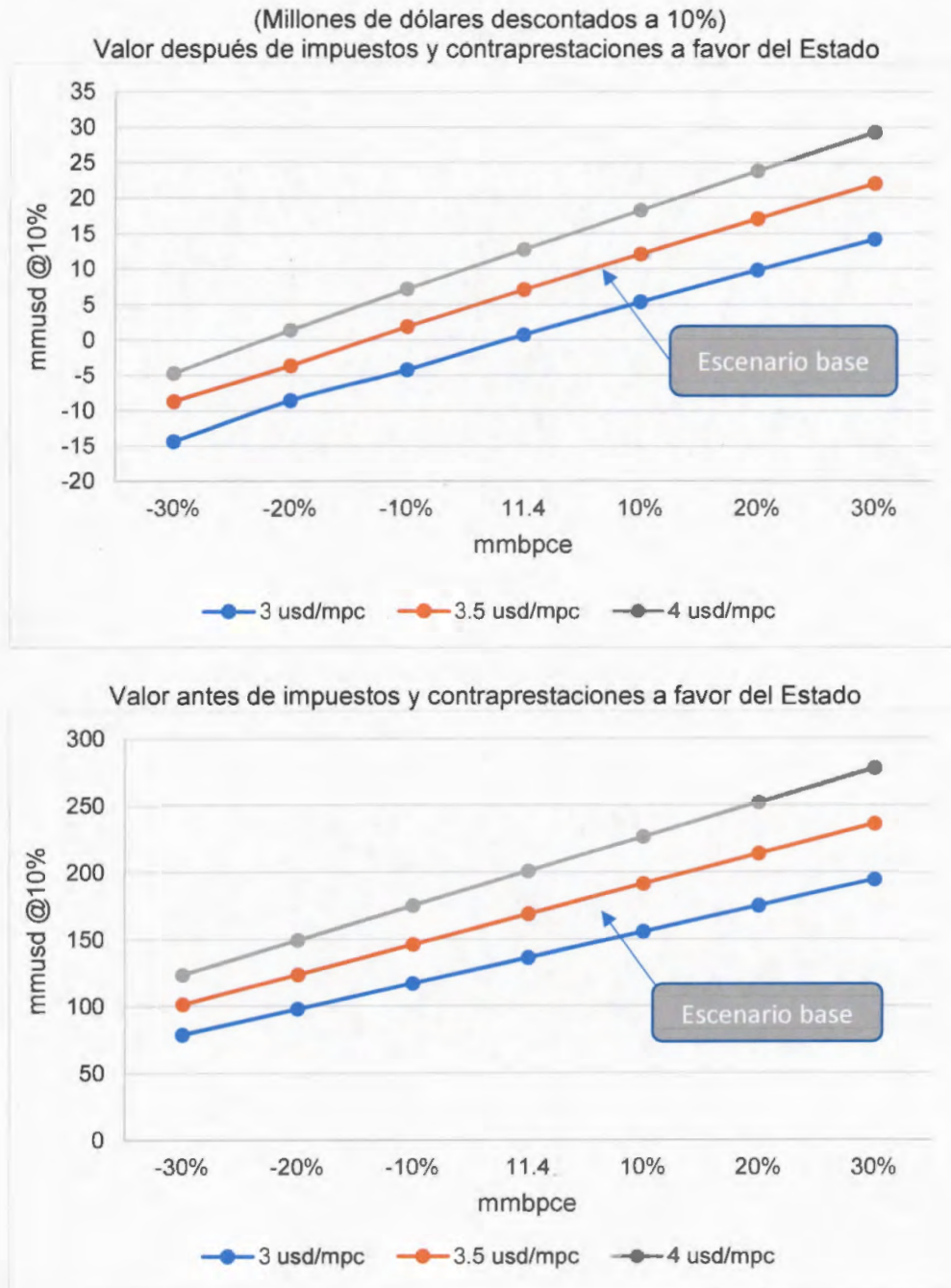


Figura 16. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen
 (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

c. Costos

En la Figura 17, se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de costos totales por barril. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de costos de

[Handwritten signatures and notes in blue ink]

acuerdo con el eje horizontal. La línea continua superior representa las estimaciones asumiendo un precio de 4 USD/mpc para el gas y 80 USD/bbl para el condensado. La línea continua inferior representa las estimaciones asumiendo un precio de 3 USD/mpc y 60 USD/bbl. La línea interior representa el escenario base de a 3.5 USD/mpc y 70 USD/bbl. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de ellos.

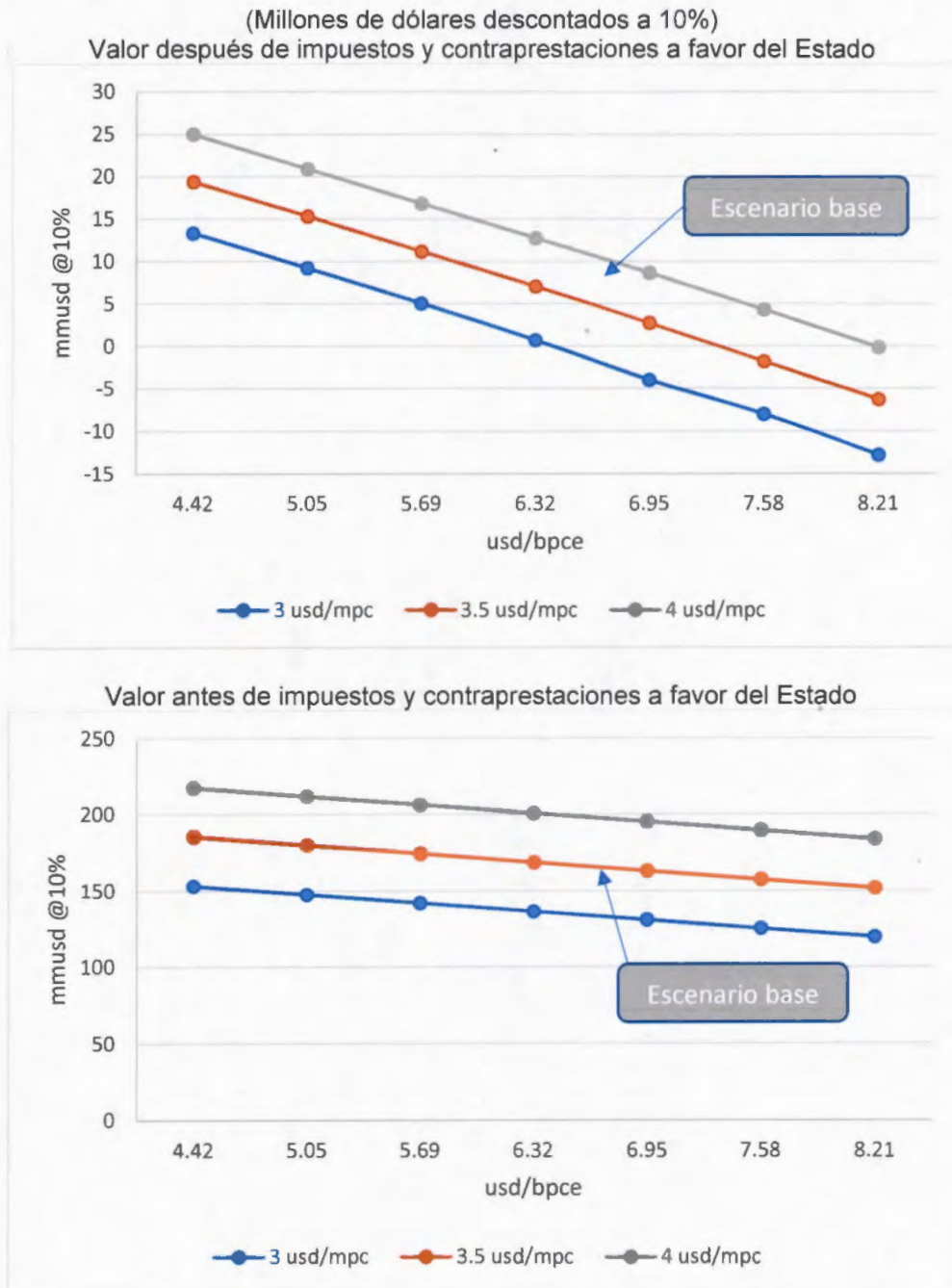


Figura 17. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales

Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Los resultados anteriores, muestran que de realizarse incrementos en los costos por hasta 16%, en el escenario base que considera los impuestos y contraprestaciones a favor del Estado, se mantendría la

Handwritten signatures and notes in blue ink.

declaratoria de viabilidad económica del proyecto, considerando los indicadores y premisas expuestas en el presente apartado.

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 observa que el proyecto presenta condiciones que le permitirán ser rentable ante variaciones de la industria y del propio proyecto.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

El Contratista presentó dentro del Plan de Desarrollo la información correspondiente con la implementación de los Mecanismos de Medición y la propuesta de los Puntos de Medición en cumplimiento con lo establecidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) y el Contrato, actualmente el Contratista se encuentra en etapa de ingeniería conceptual para los sistemas de medición a implementarse durante el desarrollo del Área Contractual, el Contratista presenta la propuesta para la Medición de los hidrocarburos del Área Contractual en dos etapas de producción, denominadas: Etapa inicial (18 meses) y Etapa de Desarrollo (2020-2028).

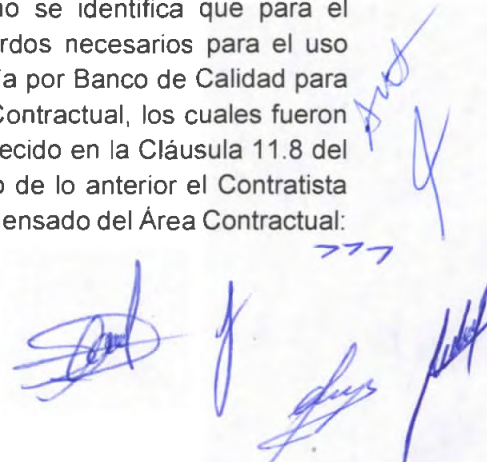
Por lo anterior, la Dirección General de Medición (en adelante, DGM) realizó el análisis y evaluación técnica a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición propuestos para el Área Contractual.

Para un mejor análisis y comprensión del alcance de la medición y de las instalaciones que serán empleadas en cada una de las etapas de producción, estas serán descritas a continuación:

Actualmente el Área Contractual 6 Campo Catedral, determina y asigna los volúmenes y calidad de los hidrocarburos (Gas y Condensado) basándose en acuerdo de medición realizado entre Pemex Exploración y Producción y Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V. y de conformidad con lo establecido mediante la resolución CNH.E.28.002/2018.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del Área Contractual 6 Campo Catedral y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los LTMMH, la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

La medición de hidrocarburos se estará realizando en dos etapas en el Escenario Modificado del Plan de Desarrollo Catedral. Las etapas propuestas son consecutivas (Etapa 1, Etapa 2), considerándose un tiempo estimado de duración de la Etapa 1, de dieciocho (18) meses en función del tiempo necesario para ingenierías, construcción y puesta en marcha de la infraestructura necesaria para la separación de fases (líquidos/gas) y sistemas de medición. Estas actividades son las siguientes: ingenierías asociadas a la nueva infraestructura (2 meses), documentación y presentación de estudios de impacto ambiental ante ASEA (3 meses), tiempo de ASEA para evaluación de estudios (6 meses), aprobación de ASEA, instalación y puesta en marcha (7 meses). Y para la segunda etapa y una vez concluidas las mejoras e implementación de los Mecanismos de Medición, se utilizarán Puntos de Medición fuera del Área Contractual y compartidos con Petróleos Mexicanos, así como infraestructura de este Operador para el cumplimiento de la calidad conforme a lo establecido en el artículo 28 de los (LTMMH). Así mismo se identifica que para el cumplimiento de esta etapa se estará trabajando en paralelo en los acuerdos necesarios para el uso compartido del Punto de Medición propuesto y la emisión de una metodología por Banco de Calidad para una mejor asignación de los volúmenes y calidad correspondiente al Área Contractual, los cuales fueron presentados mediante un proyecto de acuerdo de conformidad con lo establecido en la Cláusula 11.8 del Contrato, en relación con el artículo 20 de los LTMMH. Por lo que derivado de lo anterior el Contratista realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Gas y Condensado del Área Contractual:



Medición Gas

Para el manejo y medición de gas, y debido a la ubicación geográfica del área Contractual el Operador Petrolero manifiesta la dificultad de construir nueva infraestructura, por lo que su estrategia se basará en aprovechar la infraestructura existente de otro Operador petrolero siendo para este caso el de Pemex Exploración y Producción, así como la infraestructura y Puntos de Medición a cargo de Pemex Logística y Transformación Industrial. Derivado de lo anterior la propuesta para la medición de Gas es la siguiente:

Etapa 1: Medición bajo el esquema actual aprobado mediante la resolución CNH.E.28.002/2018 durante 18 meses, a partir de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo.

Etapa 2: Medición mediante el uso de Puntos de Medición compartido, siendo propuestos para el Gas los sistemas de medición PM-101 y PM-66 ubicados en el CPG Cactus.

Medición Condensado

Etapa 1: Medición bajo el esquema actual aprobado mediante la resolución CNH.E.28.002/2018 durante 18 meses, a partir de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo.

Etapa 2: Medición mediante el uso de Puntos de Medición compartidos, siendo los propuestos para esta etapa los sistemas FE-420 y FE-1420 ubicados en el CPG Cactus y los sistemas de medición PA-100, PA-200 y PA-300 ubicados en el CCC Palomas. Cabe resaltar que según lo manifestó el Contratista, derivado de la separación que se habilitará para el Gas y Condensado en el Área Contractual, y que se utilizará infraestructura de otro Operador Petrolero para su transporte y acondicionamiento, el Condensado obtenido de dicha separación será inyectado a la corriente de Petróleo hacia el CCC Palomas, por lo cual el Contratista propone este Punto de Medición para la determinación y asignación del volumen de Condensado Figura 18.

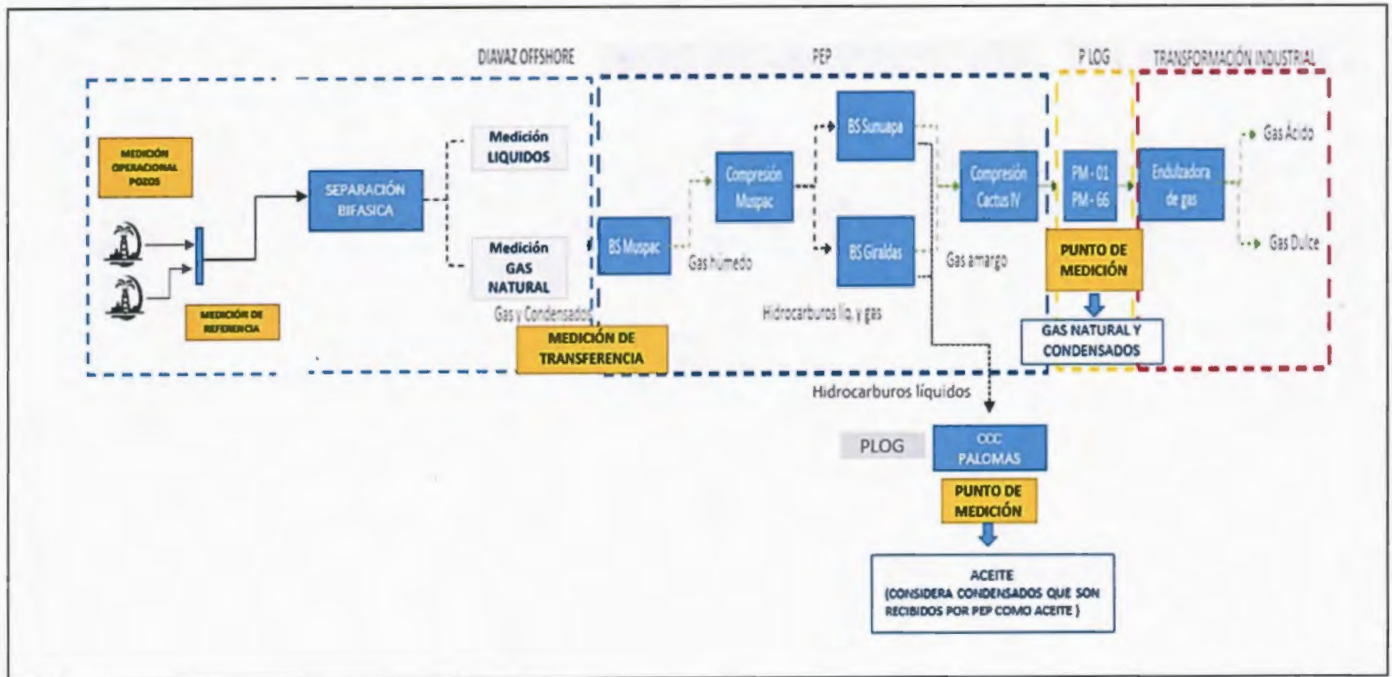


Figura 18. Diagrama de proceso y Puntos de Medición del Área Contractual 6 Catedral. Fuente Diavaz.

Criterios y Evaluación de la medición de los Hidrocarburos



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista: Diazav Offshore, S.A.P.I. de C.V.
 No. de Contrato o Asignación: CNH-RO1-03-A6/2015
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Catedral
 Tipo de Plan o Evolutor: Modificación al Plan de Desarrollo

No.	Artículo de los LTMWH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMWH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	si	Se proponen 2 etapas para el manejo de los hidrocarburos: una continuando con la medición existente 18 meses, y la segunda con mejora a la infraestructura y el uso de PM compartidos con pemex, información ubicada en la página 231-242 documento word de fecha 2018/09/21	18 meses de transición, en paralelo se esta trabajando acuerdo de medición para uso compartido, y el desarrollo de la metodología de banco de calidad para la segunda etapa
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMWH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Etapas: Etapa I: Punto de medición llegada a la B.S. Muspac, para gas y aceite. Etapa II: PM Gas-CPG Cactus, Condensado-CPG-Cactus, Aceite CCC Palomas. Información ubicada en la carpeta 4, anexo de medición página 9	El PM de aceite CCC Palomas: será utilizado para medir los condensados que serán enviados en la corriente de aceite, ya que no existe la infraestructura necesaria para llevar el condensado obtenido en las B.S. hacia el CPG Cactus, donde se mediran los obtenidos de la corriente de gas humedo que llegue a este.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMWH	SI	El OP presenta un documento oficial con su declaración de la política de medición a implementar, información ubicada en la carpeta 4, anexo de medición.	El OP petrolero deberá garantizar su implementación y difusión.
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	Debido a que actualmente el área no cuenta con sistemas de medición a cargo del Operador petrolero no cuenta actualmente con procedimientos, sin embargo presenta un procedimiento para la confiabilidad de ingeniería, esto para el cumplimiento del requerimiento a partir de que cuente con los sistemas de medición a instalar en para la etapa II, información ubicada en la carpeta 4, anexo de medición.	En el procedimiento de ingeniería de confiabilidad presentado se plantean actividades para el aseguramiento del mantenimiento en general, donde se incluyen actividades para los sistemas de medición.
		• Confirmación metrológica		SI	presenta procedimiento de confirmación metrológica como anexo, el cual es congruente y se ubica en la carpeta 4 de los anexos	presenta programa para su implementación
		• Elaboración de balance		SI	Presenta procedimiento para la "ejecución de balance" identificado con el código: 2-DEP-P&G-OP-008	
• Calibración de los instrumentos de medida	SI	Debido a que actualmente el área no cuenta con sistemas de medición a cargo del OP, este no cuenta con el procedimiento correspondiente, resaltando que esta programado para su elaboración, página 6 del anexo de medición carpeta 4		Se presenta programa para su elaboración, asegurando con la propuesta que estará antes del inicio de la segunda etapa propuesta.		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTIS, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta	si	Presenta diagramas generales, sin embargo no son isométricos o DTIS's los cuales se encuentran programados para actualizarse, lo cual iniciará a la aprobación del PDE, información encontrada en el anexo de medición.	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 LTMWH	SI	Presenta la ubicación de las mediciones operacionales, referenciales, transferencia y puntos de medición, resaltando que de estos últimos se presentan las coordenadas geográficas de los puntos propuestos, información ubicada en las páginas de la B-10 del anexo de medición en la carpeta 4	presenta la descripción de los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición propuestos, los cuales se encontraran fuera del Área Contractual.
7	42, fracción V	Diagramas de los Instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTIS, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia en sitio 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	Al no contar aun con los sistemas de medición para el área contractual, no se tiene los diagramas correspondientes, sin embargo se presenta el programa de actividades relacionado para su elaboración.	Presenta programa para su elaboración, el cual se encuentra ubicado en el anexo de medición carpeta 4, página 10
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición		si	presenta proyecto de acuerdo de conformidad con lo establecido en el artículo 20 de los LTMWH.	adicionalmente el OP esta realizando contrato con Pemex TRI para cumplimiento de la calidad de los hidrocarburos producidos
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	

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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 programa para obtención para la estimación de las incertidumbres asociadas a las mediciones de los hidrocarburos identificadas en la implementación de los Mecanismos de Medición del Área Contractual, conforme a lo establecido en los LTMMH.	cabe resaltar que en el documento del proyecto de acuerdo al apartado 13.1 medición de hidrocarburos, se manifiesta que los valores de incertidumbre que deberán tener los puntos de medición compartidos, serán de 0.25 % para aceite y 1 % para gas, manifestando que estas estimaciones serán resguardadas y disponibles para la revisión de la Comisión.
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 en conjunto con la evaluación económica general del PDE, capítulo V del PDE, página 314, en la cual se incluyen las actividades relacionadas a la medición.	Se identifica que con la propuesta y su evaluación se tendrá una mejora en la incertidumbre de los sistemas de medición y los volúmenes a reportar.
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	presenta el documento soporte y programa para la implementación de la Bitácora de registro	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los LTMMH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Presenta dos programas correspondientes a auditorías y visitas técnicas que se realizarán para los diagnósticos de los sistemas de medición, información ubicada en la página 24 del anexo de medición, carpeta 4	
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Presenta evidencia de las competencias técnicas de dos personas relacionadas con las actividades de medición, información ubicada en los anexos de medición	adicionalmente el OP presenta un organigrama donde se identifica el personal relacionado con las actividades de medición.
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	Presenta propuesta de indicadores para el desempeño de toda la instrumentación incluyendo su mantenimiento, información que se encuentra ubicada en la página 27, del anexo de medición carpeta 4	
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	se identifica el Ing. Yacom M. Lattarulo Martínez, designado como responsable oficial de Diavaz	adicionalmente presentan las competencias del responsable oficial, el cual cuenta con conocimientos acordes a los sistemas a instalar en conjunto con la del personal presentado
17	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	El agua será medida mediante separador bifásico y manda en conjunto con la corriente del condensado hacia la B.S. Muspac ya que no se cuenta con infraestructura para su manejo en el área contractual	
18	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petroero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el	Si	El Operador Petroero garantiza que con la propuesta para la implementación de los Mecanismos de Medición al utilizar infraestructura de otro Operador Petroero se cumplirá lo establecido en el artículo 28 de los LTMMH.	
19	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	De acuerdo con la información presentada y lo manifestado por el Contratista, los Puntos de Medición propuestos en este PDE, cuentan con computadores de flujo, los cuales dan cumplimiento a los requerimientos de la fracción V del artículo 19.	
20	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	El Contratista manifiesta el cumplimiento de la telemetría en los PM	Para el cumplimiento contempla la implementación de un sistema SCADA en su infraestructura para monitoreo, información que se encuentra ubicada en la página 60 del documento word del PDE
21	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.	No	no declarará la realización de pruebas en pozos	Utiliza la información de pruebas ya realizadas en el Área.

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual campo Catedral, la Dirección General de Medición manifiesta que, el Contratista presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con los establecidos 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.

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 250.662/2018 de fecha 18 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-147 con fecha del 24 de octubre de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida en estos Puntos de Medición 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 de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

j) Comercialización de Hidrocarburos

El manejo y acondicionamiento de los Hidrocarburos se estará realizando en dos etapas consecutivas (Etapa 1, Etapa 2), las cuales se describen a continuación:

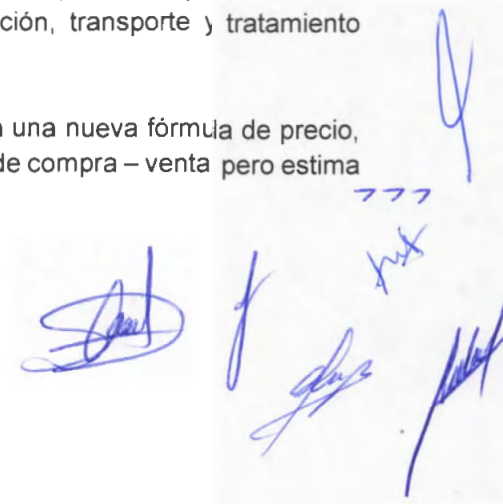
Etapa I: El Contratista propone mantener el Punto de Medición aprobado en la Resolución CNH.E.002/18 por un periodo adicional de 18 meses, contados a partir de la aprobación del Plan de Desarrollo, dicha resolución refiere la modificación del punto de medición provisional del Área Contractual 6, en términos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, estableciendo la ubicación de dicho punto a la llegada de la Batería de Separación Muspac (figura 20), en función del tiempo necesario para la implementación de ingenierías, construcción y puesta en marcha de la infraestructura necesaria para la separación de fases (condensado/gas) y sistemas de medición, mismos que serán utilizados durante la Etapa 2 planteada por el Contratista.

Debido a la ubicación geográfica del Área Contractual y a la dificultad para construir infraestructura de tratamiento y separación dentro de la misma, hacen a Pemex Exploración y Producción (PEP) el único posible comprador en esta primera etapa.

Durante esta etapa el precio de venta del gas se establecería con una fórmula basada en un precio de referencia, Esta fórmula contendría, además: i) un factor de ajuste por calidad, ii) un descuento por la logística de recolección transporte y tratamiento y iii) un descuento como margen comercial.

Por otra parte, la fórmula para obtener el precio del condensado proveniente del Área Contractual se basa en el crudo Istmo como referencia, toda vez que los hidrocarburos líquidos producidos en la zona son recolectados y eventualmente mezclados entre sí por PEP para producir la corriente de crudo Istmo, el cual posteriormente se distribuye como insumo al Sistema Nacional de Refinación o para su exportación. Esta fórmula contendría, además: i) un descuento por la logística de recolección, transporte y tratamiento asociada a la entrega y ii) un descuento como margen comercial.

El Contratista señala que para la segunda Etapa de medición se plantearía una nueva fórmula de precio, la cual dependería del proceso de negociación de los respectivos contratos de compra – venta pero estima que se podría reducir o eliminar el componente de margen comercial.



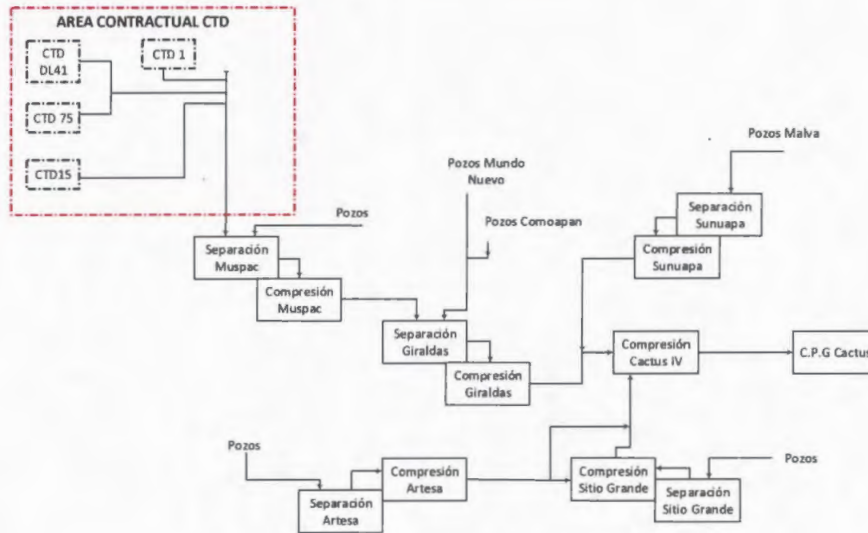


Figura 19. Etapa I Manejo de la producción

Etapa II: La producción del Área Contractual Catedral procedente de los pozos activos será enviada preferiblemente en líneas de descarga individuales hasta los cabezales de producción que se encuentren ubicados estratégicamente en cada macroperera, de forma tal que, permitan recolectar la producción de los pozos de cada macroperera, e interconectarse a cada oleogasoducto por macroperera, y finalmente enviar la producción a un colector general (receptor de las producciones por macroperera).

La producción del colector general será enviada a un separador bifásico, para posteriormente disponer de una corriente de gas natural húmedo y condensados.

En la Figura 20 se visualiza las mediciones operacionales, referencial y de transferencia bajo la responsabilidad del Contratista, y Punto de Medición fiscal bajo operación de un Tercero.

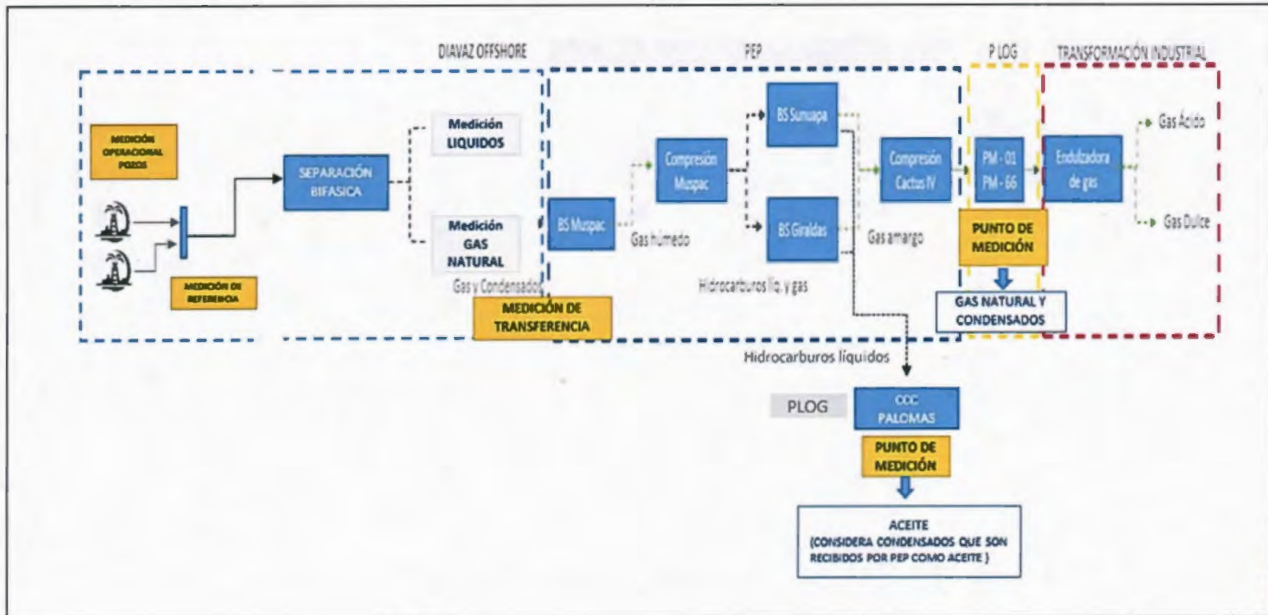


Figura 20. Etapa II Manejo de la producción

En la Medición de Transferencia se realizarán los análisis de calidad de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual por el Contratista, mientras que en el Punto de Medición se realizarán los análisis de laboratorio por el tercero que operará el Punto de Medición.

A partir de lo anterior, la estrategia de comercialización de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual a desarrollar incluye lo siguiente:

Celebrar un contrato de servicios de recolección y medición con (PEP) y otro para el traslado del gas de la batería de separación Muspac al CPG Cactus, donde el gas sería tratado y separado para acondicionarlo de acuerdo con las especificaciones establecidas en el Artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos por parte de Pemex Transformación Industrial (PTRI) Figura 21.

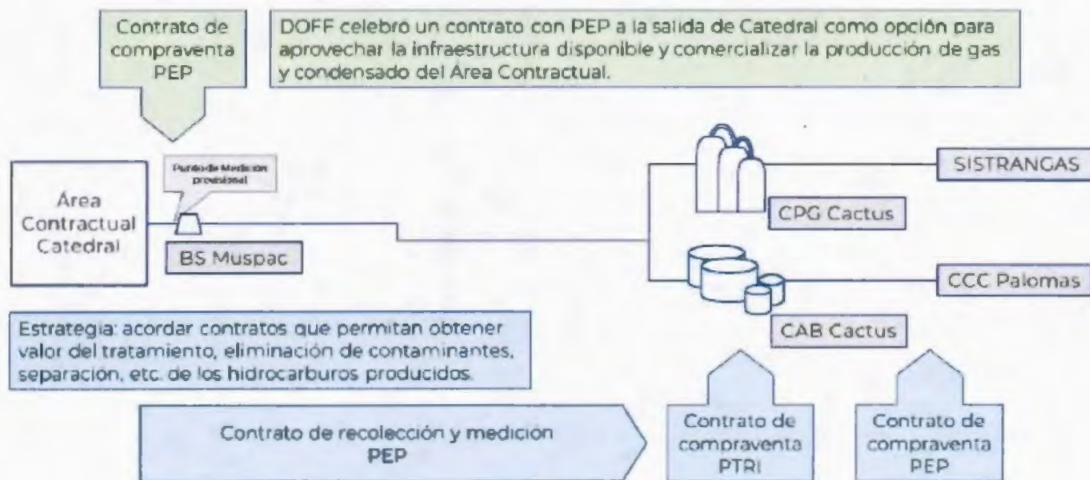


Figura 21. Estrategia de comercialización

Celebrar un contrato de compraventa del gas con PTRI en el Centro de Procesamiento de Gas Cactus que permita al Contratista obtener valor de tratar el gas, eliminar sus contaminantes y, eventualmente, acceder al SISTRANGAS en ese punto de inyección y disponer de los líquidos procesados para su posterior comercialización.

Derivado de lo anterior el Contratista expone que eventualmente, y en función de las provisiones contractuales negociadas con PEP y PTRI, referidas en párrafos anteriores, se ampliaría su abanico de posibles clientes, contando así con las facultades para celebrar uno o más contratos de compraventa (contratos a plazo) o realizar ventas ocasionales (spot) con compañías refinadoras, petroquímicas o de trading.

k) Programa de Aprovechamiento del Gas Natural

Dado que el Área Contractual 6 Contrato CNH-R01-L03-A6/2015 es productora de Gas y condensado (Gas no Asociado), no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Contratista plantea la comercialización del 100% del gas y condensado producido.

l) Cumplimiento Contractual

Con la presentación del Plan de Desarrollo, la Comisión analizó el cumplimiento Contractual por parte del Contratista respecto de las siguientes cláusulas *Tabla 10*:

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 777.]

Cláusula o Anexo del Contrato	Presento como parte del Plan de Desarrollo
5.3 Plan de Desarrollo	Si
11.2 Procedimientos de Medición.	Si
17.1 Requerimientos del Programa.	Si
18.3 Contenido Nacional.	Si
18.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica.	Si
ANEXO 9, Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo	Si

Tabla 10. Cumplimiento Contractual de Catedral
(Fuente: Comisión con información presentada por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.)

En cumplimiento a la cláusula 17.1, el Contratista estableció en el Plan de Desarrollo las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, restauración, remediación, desinstalación de maquinaria y equipo, entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, lo cual el Contratista manifiesta que lo realizará conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable.

En este sentido, el Contratista considera las actividades de Abandono de la infraestructura dentro del Área Contractual que se harán al finalizar la etapa del proyecto, lo cual, de acuerdo con la Cláusula 3.3 del Contrato, no exime al Contratista de realizar todas las actividades de Abandono correspondientes.

Los pozos a ser abandonados corresponden a los declarados de utilidad, así como el perforado (Catedral-1001). El programa general de abandono de pozos contempla 5 diferentes métodos:

- 1) Con unidad de Cementaciones
- 2) Con equipo de reparación mayor y unidad de cementaciones
- 3) Con unidad de registros eléctricos
- 4) Con unidad de cementaciones
- 5) Con personal de Diavaz Offshore

Las instalaciones a ser abandonadas corresponden a las declaradas de utilidad y construidas durante el Plan de Desarrollo. Las acciones previstas dentro del programa general de abandono de Materiales se describen a continuación:

1) Ductos:

- a) Limpieza interna de los ductos para desalojar el hidrocarburo.
- b) Efectuar cortes a nivel de superficie y sacar la tubería según aplique.
- c) Retiro de todos los elementos y accesorios superficiales incluyendo trampas de herramientas instrumentadas.
- d) Demolición de mochetas, bardas, portones, señalamientos a lo largo del derecho de vía y áreas de maniobras, retirando las losas de concreto.
- e) Remoción de escombros.
- f) Restaurar la superficie afectada y saneamiento general del área.
- g) Recorrido con propietarios y notario para validar las condiciones en que se entrega el área.
- h) Registro y documentación de las actividades realizadas.
- i) Presentar informe a los entes Reguladores.
- j) Colectores de producción:

2) Colectores de producción:

- a) Limpieza interna de las tuberías para retirar el hidrocarburo.
- b) Corte de tubería y retiro de válvulas y accesorios.
- c) Demolición de mochetas, bardas, portones, y áreas de maniobras retirando las losas de concreto.
- d) Remoción de escombros.
- e) Restaurar la superficie afectada y saneamiento.
- f) Recorrido con propietarios y notario para validar las condiciones en que se entrega el área.
- g) Registro y documentación de las actividades realizadas.

- h) Presentar informe a los entes Reguladores.
- 3) Tuberías de proceso, separador bifásico, despojador de líquidos, incinerador:
- Limpieza interna de las tuberías y equipos para retirar el hidrocarburo.
 - Corte de tubería y retiro de válvulas y accesorios.
 - Demolición de mochetas y áreas de maniobras retirando las losas de concreto.
 - Remoción de escombros.
 - Restaurar la superficie afectada y saneamiento.
 - Recorrido con propietarios y notario para validar las condiciones en que se entrega el área.
 - Registro y documentación de las actividades realizadas.
 - Presentar informe a los entes Reguladores.

La estimación del presupuesto para llevar a cabo las actividades de Abandono que realizará el Contratista corresponderá a un total de 2,242,566 dólares, en donde 542,566 dólares corresponderán al abandono de Materiales y 1,700,000 dólares para el abandono de Pozos. De acuerdo con la cláusula 17.3 y 17.4 del Contrato, el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión con el propósito de llevar a cabo las operaciones de Abandono en el Área Contractual (Tabla 11). Las aportaciones anuales que deberá realizar el Contratista al fideicomiso deben ser calculadas conforme se establece en la fórmula incluida en la cláusula 17.4 del Contrato (Tabla 12).

Así mismo, el Contratista manifiesta que no considera un valor para el interés generado en el Fideicomiso en el Año de cálculo (IAt), debido a que a la fecha en que se presentó la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo, el Contratista desconoce las tasas de interés aplicables al Fideicomiso a constituir, sin embargo, se compromete a realizar la actualización de las aportaciones correspondientes al Fideicomiso.

Fideicomiso de Abandono	Año (usd)											Aporte total (usd)
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
	16,205	315,961	410,680	360,475	282,849	224,880	184,931	151,273	124,171	101,974	69,165	2,242,566

Tabla 11. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono
(Fuente: Comisión con información presentada por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.)

Año	AAt	PAEt	RR	CAE	IAt
	(US\$)	(Mbpce)	(Mbpce)	(US\$)	(US\$)
2018	16,205	102	14,137	2,242,566	0
2019	315,961	1,992	14,035	2,226,361	0
2020	410,680	2,589	12,043	1,910,400	0
2021	360,475	2,272	9,454	1,499,720	0
2022	282,849	1,783	7,182	1,139,245	0
2023	224,880	1,418	5,399	856,396	0
2024	184,931	1,166	3,981	631,516	0
2025	151,273	954	2,815	446,584	0
2026	124,171	783	1,862	295,311	0
2027	101,974	643	1,079	171,140	0
2028	69,165	436	436	69,165	0

Tabla 12. Distribución de aportaciones al fideicomiso de Abandono
(Fuente: Comisión con información presentada por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.)

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 13 a Tabla 17 se muestran los indicadores clave de desempeño 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:

Características	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TRP = (TRP_{real} - TRP_{plan} / TRP_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo

Tabla 13. Indicadores de desempeño en tiempo de reparación de pozos. (Fuente: CNH)

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = (\text{pozos reparación exitosos} / \text{total de pozos reparación}) * 100$	$DRMA = (RMA_{real} - RMA_{plan} / RMA_{plan}) * 100$
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

Tabla 14. Indicadores clave de desempeño en éxito de reparaciones (Fuente: CNH)

Característica	Producción
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
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = (PA_{real} - PA_{plan} / PA_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual
Periodo de reporte a la comisión	Mensual

Tabla 15. Indicadores clave de desempeño en desviación de producción y desviación de gasto de operación. (Fuente: CNH)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Gasto de Operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{GO\ real - GO\ plan}{GO\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{DR\ real - DR\ plan}{DR\ plan} \right) * 100$	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	$DFR = \left(\frac{FR\ real - FR\ plan}{FR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{CN\ real - CN\ plan}{CN\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 16. Indicadores Trimestrales, (Fuente: CNH)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Presión por yacimiento	Caída de la presión por yacimiento	Magnitud de la caída de presión	$\Delta P = P_A \text{ la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 17. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7 fracción II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto 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 18.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	0		
Terminación	0		
RMA	12		
RME	0		

Tabla 18. 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 19.

Sub-actividad		Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo				
I	Perforación de pozos	30.52		
II	Pruebas de Producción	0.84		
III	Otras Ingenierías	0.47		
IV	Construcción Instalaciones	6.09		
V	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.43		
Producción				
VI	General	20.06		
VII	Pruebas de Producción	2.40		
VIII	Operación de Instalaciones de Producción	5.34		
IX	Ductos	2.36		
X	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.45		
Abandono				
ix.	Desmantelamiento de instalaciones	2.24		
Costos totales		72.20		

Tabla 19. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas y condensado que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 20.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Volumen acumulado (2018-2028)
Producción de condensado programada (mbd)	0.38	1.57	2.12	1.13	0.57	0.42	0.32	0.24	0.18	0.14	0.10	2.1 mmb
Producción de condensado real (mbd)												
Porcentaje de desviación												
Producción de gas programada (mmpcd)	9.5	27.0	38.7	35.0	27.4	22.0	18.2	15.0	12.4	10.2	8.3	74.8 mmpcd
Producción de gas real (mmpcd)												
Porcentaje de desviación												

Tabla 20. Indicadores de desempeño de la producción de condensado y gas en función de la producción reportada (Fuente: Contratista).

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A6/2015, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación al Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0949/2018, de fecha 31 de agosto de 2018, la Agencia señala que por oficio número ASEA/UGI/DGGEERC/0920/2017, del 12 de septiembre de 2017, autorizó el Sistema de Administración de Riesgos del contratista del Plan de Evaluación (ASEA-DIO17004C/AI0717), misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico del Plan de Evaluación del Área Contractual 6, Catedral".

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

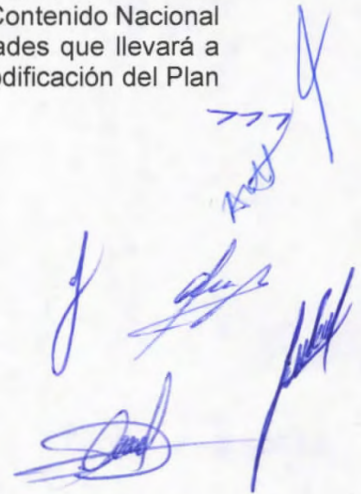
Por otra parte, el Contratista también deberá presentar El Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la Modificación al Plan de Desarrollo.

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

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del contrato CNH-R01-L03-A6/2015 sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación a la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante UCN.430.2018.422 recibido el 13 de noviembre 2018 en esta Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético, informa que es probable 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 y presentado por Diavaz Offshore.

Adicionalmente, mediante UCN.430.2018.427 recibido el 13 de noviembre 2018 en esta Comisión, suscrito de igual manera por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético, emitió opinión favorable con relación al Programa de capacitación y transferencia de tecnología presentado para el Contrato CNH-R01-L03-A6/2015 No obstante, la Secretaría de Economía manifestó que el Contratista deberá informar a esta Unidad (la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético) las actividades que llevará a cabo para la implementación de dicho programa, a fin de que éste corresponda a la modificación del Plan de Desarrollo de referencia".



VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39 fracciones I, II, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II excepto inciso g) debido a que el yacimiento es de gas no asociado, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XI, XII y XIII, 25 y el Anexo 2 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 5.4 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II excepto inciso g) debido a que el yacimiento es de gas no asociado, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII 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 excepto fracción VIII ya que no aplica, 25 y el Anexo 2 de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0109/2018 DICTAMEN MODIFICACIÓN PLAN DE DESARROLLO CNH-R01-L03-A6/2015 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, 5.3:

- i. Contempla la totalidad del Área Contractual;
- ii. Incluye la totalidad de la información requerida en el Anexo 9 del Contrato;
- 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, Está diseñado de tal forma que permite la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión.
- iv. Respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, se advierte que no es técnicamente viable su presentación, ya que el Área Contractual produce Gas Natural No Asociado.
- v. Cuenta con 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 11.3 y 11.8 del Contrato y el artículo 20 de los LTMMH, en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso i) 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, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

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

El Plan establece la toma de información para cada RMA (Reentrada) lo que ayudara a caracterizar y conocer mejor los intervalos de interés petrolero, entre la información a adquirir, se encuentran registros geofísicos, registro de presión y pruebas de presión producción.

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

Con el cálculo modificado del volumen original y del volumen a recuperar, los factores de recuperación del Plan aprobado se incrementan de 59% a 69 % de gas y 39% a 43% de condensado.

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

Con el Plan de Desarrollo modificado se pretende recuperar un volumen de gas y condensado de 74.8 mmmpc y 2.1 mmb respectivamente, que representa la Reserva total estimada por el Contratista.

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

La adquisición de información podrá brindar datos para caracterizar mejor los intervalos de interés petrolero y las reparaciones mayores, se considera técnicamente viables para continuar con el Plan de extracción en el Área Contractual en beneficio del País.

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

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar como son las RMA, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo del Área Contractual y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual 6 Campo Catedral en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, la cual consiste en ejecutar dos etapas para la medición, la primera la continuidad por 18 meses mediante la medición aprobada mediante resolución CNH.E.28.002/2018 y para la segunda las actividades de planeación, conceptualización y ejecución de obras para la construcción e implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición propuestos durante los años 2018 y 2019, además de utilizar infraestructura y Puntos de Medición de otro Operador Petrolero, comprometiéndose con esto a la fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, 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 Contratista, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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

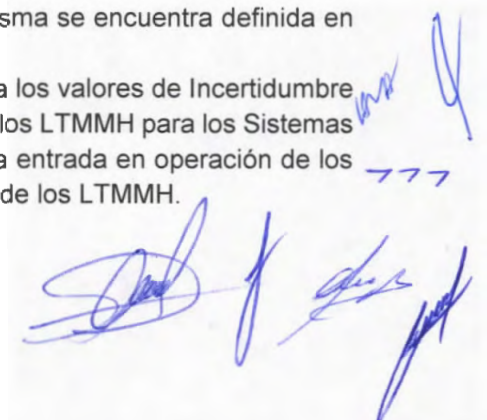
a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:

- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42 y en términos del Anexo 9 del Contrato.
- ii. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para 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.
- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.662/2018 de fecha 18 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-147 con fecha del 24 de octubre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, *"...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario 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 expedidos por esa Comisión, y dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas. prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan"*, por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. 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 Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

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

- a. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en la Figura 18 del presente dictamen.
- b. Se determina que deberá dar 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 de el Contratista, en términos del artículo 58 de los LTMMH.
- d. Respecto de los Sistemas de Medición propuestos por el Contratista, y en cuanto a su instalación operación mantenimiento y calibración serán de conformidad con la cláusula 11.3 del Contrato.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campo Catedral en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, el Contratista deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.
- f. El Contratista deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
- g. La información del balance y producción de Gas 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.

a. Obligaciones:

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. 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 Contratista en el Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
4. Los volúmenes y calidades del Gas y Condensado a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
5. El Operador Petrolero deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición.
6. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición.
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 Contratista, deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
9. El Contratista deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.



El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictamen.

Así mismo es necesario que el Contratista cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

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

ELABORÓ

ING. ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ
Subdirectora de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA
Director General Adjunto
Dirección General de Medición

ELABORÓ

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

REVISÓ

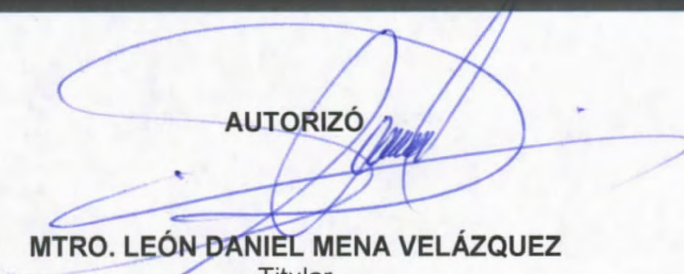
MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General
Dirección General de Medición

REVISÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Director General
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

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



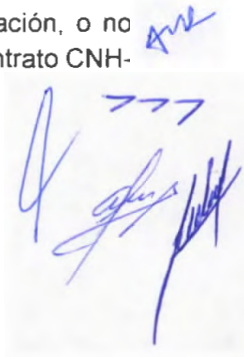
AUTORIZÓ

MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular

Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 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, de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A6/2015 Área Contractual Catedral.



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