



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asignación A-0046-M Campo Bellota

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

Pemex Exploración y Producción

Noviembre 2018

[Handwritten signatures in blue ink]

777 m

CONTENIDO 2

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO..... 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN..... 5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS..... 6

IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN 7

A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN 7

B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 7

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 PARA LA EXTRACCIÓN 10

E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR 13

F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO 16

G) COMPARATIVO DEL CAMPO BELLOTA A NIVEL INTERNACIONAL 19

H) EVALUACIÓN ECONÓMICA 24

A) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 27

B) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS 37

C) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL..... 38

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN 41

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS..... 49

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 50

VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 51

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS..... 51

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..... 51

C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS..... 51

D) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES 51

E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL..... 52

F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 52

IX. RECOMENDACIONES 55

X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 2 DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN 56

777

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0046-M-Campo Bellota(en adelante, Asignación), es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Asignatario o PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación el 5 de enero de 2017. Los datos se muestran en la Tabla 1.

	Descripción
Nombre	A-0046-M-Campo Bellota
Estado y municipio	Cunduacán, Tabasco
Área de Asignación	110.5 km ²
Fecha de emisión	13-ago-14
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	4,000 - 5,700 m
Profundidad para exploración	N/A
Yacimientos y/o Campos	Plioceno Superior Cretácico Superior-Inferior Jurásico Superior Kimmeridgiano
Colindancias	A-0201-M – Campo Madrefil, A-0119-M – Campo Edén Jolote A-0088-M – Campo Chipilín

Tabla 1. Datos generales del Asignatario.
(Fuente: CNH con información de PEP)

La Asignación se localiza a 20 km al suroeste de la ciudad de Comalcalco, Tabasco, en el municipio de Cunduacán. La ubicación de la Asignación se muestra en la Figura 1. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2.



Figura.1 Ubicación de la Asignación A-0046-M-Campo Bellota.
(Fuente: CNH)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°20' 30"	18°08' 30"	13	93°20' 00"	18°02' 00"
2	93°20' 30"	18°08' 00"	14	93°20' 00"	18°02' 30"
3	93°17' 30"	18°08' 00"	15	93°19' 30"	18°02' 30"
4	93°17' 30"	18°07' 30"	16	93°19' 30"	18°03' 00"
5	93°16' 30"	18°07' 30"	17	93°20' 00"	18°03' 00"
6	93°16' 30"	18°05' 30"	18	93°20' 00"	18°03' 30"
7	93°17' 30"	18°05' 30"	19	93°20' 30"	18°03' 30"
8	93°17' 30"	18°02' 00"	20	93°20' 30"	18°04' 00"
9	93°17' 00"	18°02' 00"	21	93°21' 00"	18°04' 00"
10	93°17' 00"	18°01' 30"	22	93°21' 00"	18°06' 00"
11	93°18' 00"	18°01' 30"	23	93°21' 30"	18°06' 00"
12	93°18' 00"	18°02' 00"	24	93°21' 30"	18°08' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0046-M-Campo Bellota.
(Fuente: CNH con información de PEP, 2018)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, the letter 'M', the number '777', and other illegible marks.

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 PEP, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): La Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0112/2018 Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0046-M-Campo Bellota de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

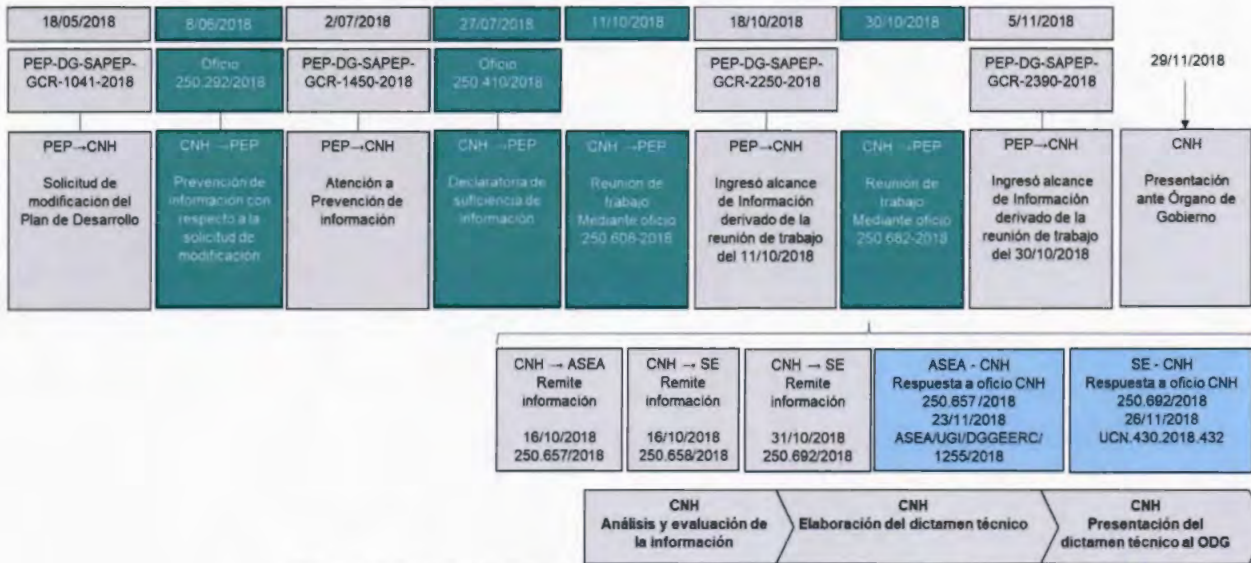


Figura. 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: CNH)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, a signature with 'M' below it, and several other initials and marks.

III. Criterios de evaluación utilizados

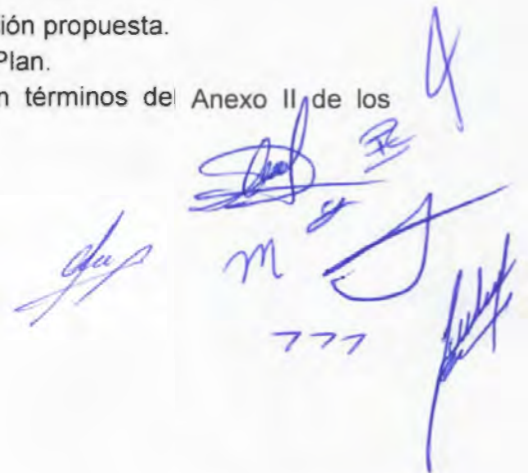
Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto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

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (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 para la extracción de hidrocarburos (en adelante, Plan). Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por PEP al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, IV y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d) y e), f), g), h), 40, fracción II, incisos a), b) y h), 41, y el Anexo II de los Lineamientos.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6, 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b), h) 41 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 Título de Asignación.

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo para la Extracción cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) Presentó un comparativo entre el Plan aprobado y el proyecto de Plan con las modificaciones propuestas.
- b) Contiene un análisis costo-beneficio de los efectos derivados de la modificación propuesta, en términos técnicos, económicos y operativos.
- c) Contiene el sustento documental de la modificación propuesta.
- d) Contiene las Mejores Prácticas de la Industria para la modificación propuesta.
- e) Presentó las nuevas versiones de los Programas asociados al Plan.
- f) Presentó los apartados que son sujetos de modificación, en términos del Anexo II de los Lineamientos.



IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación

Durante el desarrollo y evolución del campo Bellota, el Asignatario definió cuatro bloques: bloque Norte cuya producción proviene de dolomías del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), los bloques Noreste, Este y Sur producen en dolomías del Cretácico Medio e Inferior.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos de los yacimientos incluidos en la Asignación A-0046-M-Campo Bellota se muestran en la Tabla 3.

Características generales				
Yacimiento	Bellota Norte	Bellota Noreste	Bellota Este	Bellota Sur
Año de descubrimiento	1985	1990	1984	1982
Formación	JSK/KM	KM	KM	KM
Área (km ²)	15.6	11.5	5.1	14.5
Py (kg/cm ²) original	581/642	548	575	586
Py (kg/cm ²) actual	134/112	175	150	260
K (mD)	1	4.6	6	10
Espesor neto (m)	179.3	61.4	56.6	169.0
Porosidad (%)	3.2	3.2	3.2	3.4
Espesor (m)	179.3	61.4	56.62	169
Saturación de agua (%)	11.0	5.1	11.5	13.0
Porosidad (frac.)	0.032	0.032	0.032	0.034
Índice de hidrocarburos	5.106	1.865	1.603	4.999
Presión de saturación (kg/cm ²)	269	269	343.2	338.6
Factor de volumen inicial del aceite (Boi) (m ³ /m ³)	1.86	1.87	1.92	1.92
Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite (Rsi) (MMpc/Mb)	1.524	1.5497	1.7490	1.7513
Factor de volumen del gas (Bgi) (m ³ /m ³)	5.53	5.53	4.49	4.66
Densidad del aceite @ Pb (gr/cm ³)	0.4757	0.4757	0.3985	0.4746
Viscosidad del aceite @ Pb (cp)	0.1697	0.1697	0.1693	0.115
Densidad del aceite (°API)	41	41	42	36

*Tabla 3. Características generales de la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)*

b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

En la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por PEP se señala que, para continuar con la extracción de la reserva remanente del campo se proponen las siguientes actividades: 4 perforaciones, 5 reparaciones mayores (en adelante, RMA), 494 reparaciones menores (en adelante, RME) para el período 2018-2034.

Durante el desarrollo y evolución del campo Bellota, el Asignatario definió cuatro bloques: bloque Norte cuya producción proviene de dolomías del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), los bloques Noreste, Este y Sur producen en dolomías del Cretácico Medio e Inferior.

Con base en el artículo 40 de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo de la Asignación se modifica debido a:

- Existen modificaciones en el alcance del Plan, por cambio en la estrategia de extracción de los yacimientos.
El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación contemplaba la realización de 4 perforaciones, 7 RMA y 11 RME. Del 2014 al 2017 se han realizado solo 6 RME, de lo anterior se observa que PEP ha realizado parcialmente las actividades físicas inicialmente programadas para el periodo 2014-2026, conforme lo establecido en el Título de Asignación correspondiente, por lo que de acuerdo con el análisis técnico realizado se observa un retraso en la ejecución de actividades físico del Plan aprobado.
- Existen variaciones en la cuantificación de las reservas remanentes.
En el Plan de Desarrollo vigente de la Asignación se documentó la cuantificación de reservas 3P al 1 de enero de 2014 de 24.3 millones de barriles (mmb) y 109.3 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de aceite y gas respectivamente, mientras que en la modificación al Plan de Desarrollo las reservas cuantificadas al 1° de enero del 2018 son 13.8 mmb de aceite y 55.2 mmmpc de gas. Tal y como se detalla en el apartado c) Volumen original y reservas de hidrocarburos, la variación de las reservas se debe principalmente a ajustes en actividades físicas originadas por el comportamiento dinámico del yacimiento.
- Existen variaciones en los montos de inversión (65.52%).
Existe una variación al monto de inversión superior al 65.52% respecto a los montos aprobados en el Plan de Desarrollo vigente, por lo cual se actualiza el supuesto de modificación previsto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos. La diferencia de inversión es ocasionada principalmente por el aumento en el costo de mantenimiento, el manejo y el reacondicionamiento de las instalaciones de producción.

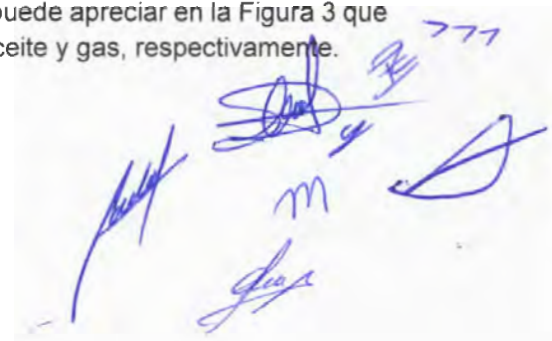
Por lo anterior se está planteando una propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción la cual considera una inversión de 323.3 MMUSD, la cual permitirá recuperar para el periodo 2018-2034 un volumen de 13.8 mmb de aceite y 55.2 mmmpc de gas asociado, que en petróleo crudo equivalente representan 27.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpc), de reservas 3P.

Las actividades realizadas de mantenimiento y reacondicionamiento de instalaciones se realizaron con el objetivo de suministrar, instalar y/o preservar, interconectar y poner en operación equipos de proceso para garantizar una operación segura, eficiente, moderna y automatizada en la separación, estabilización, deshidratación, desalado, medición de aceite, planta de tratamiento de aguas congénitas y servicios auxiliares.

Como consecuencia de anterior, Asignatario solicita la aprobación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, con objeto de adecuarlo a las condiciones presupuestales, comportamiento del campo y condiciones del mercado dentro del área de la Asignación A-0046-M- Campo Bellota.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Con respecto al volumen original 3P de aceite y gas de la Asignación, se puede apreciar en la Figura 3 que de 2015 a 2018 se ha mantenido en 606.6 mmb y en 986.6 mmmpc de aceite y gas, respectivamente.



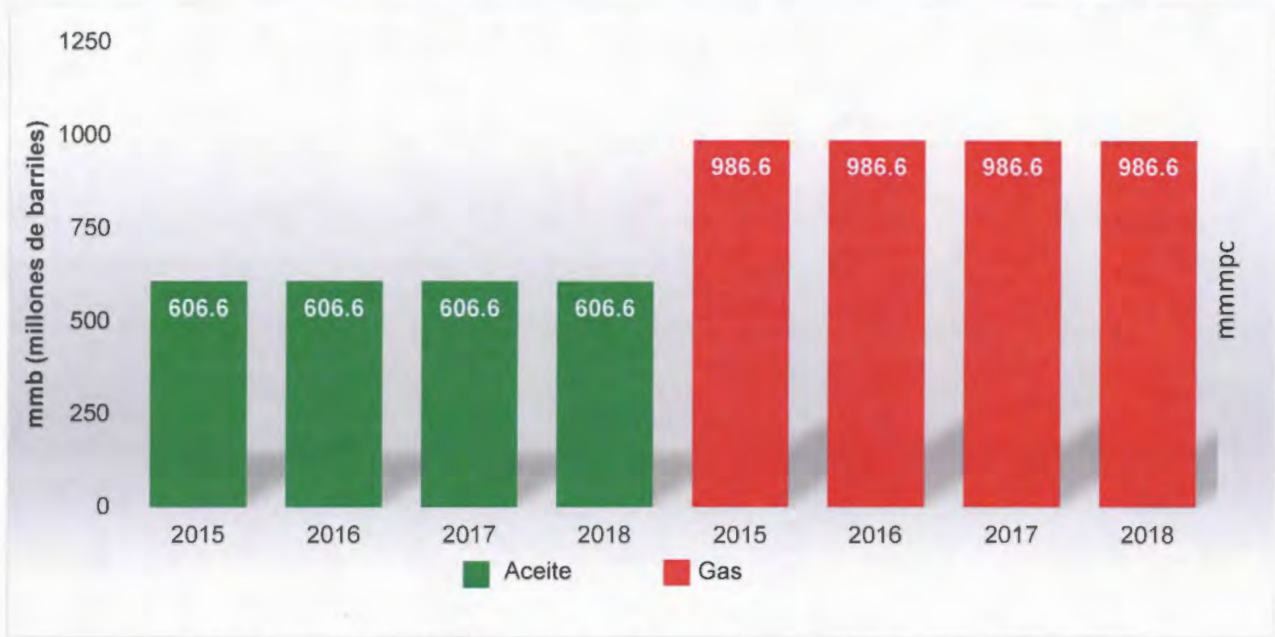


Figura 3. Evolución del volumen original de aceite y gas de la Asignación en el periodo 2015-2018.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

A continuación, en la Figura 4, se puede observar la evolución de la Reservas de Aceite de la Asignación, las cuales han sufrido variaciones ocasionadas por lo siguiente:

1. RMA en la categoría de Reserva Probada Desarrollada No Produciendo (en adelante, PDNP) que no fueron consideradas debido al comportamiento dinámico del bloque Sur
2. Un ajuste de volumen en las RMA dirigidas a explotar el casquete de gas
3. No se consideraron la perforación del pozo Bellota 57 y la RMA del pozo Bellota 94, debido al comportamiento dinámico del yacimiento.

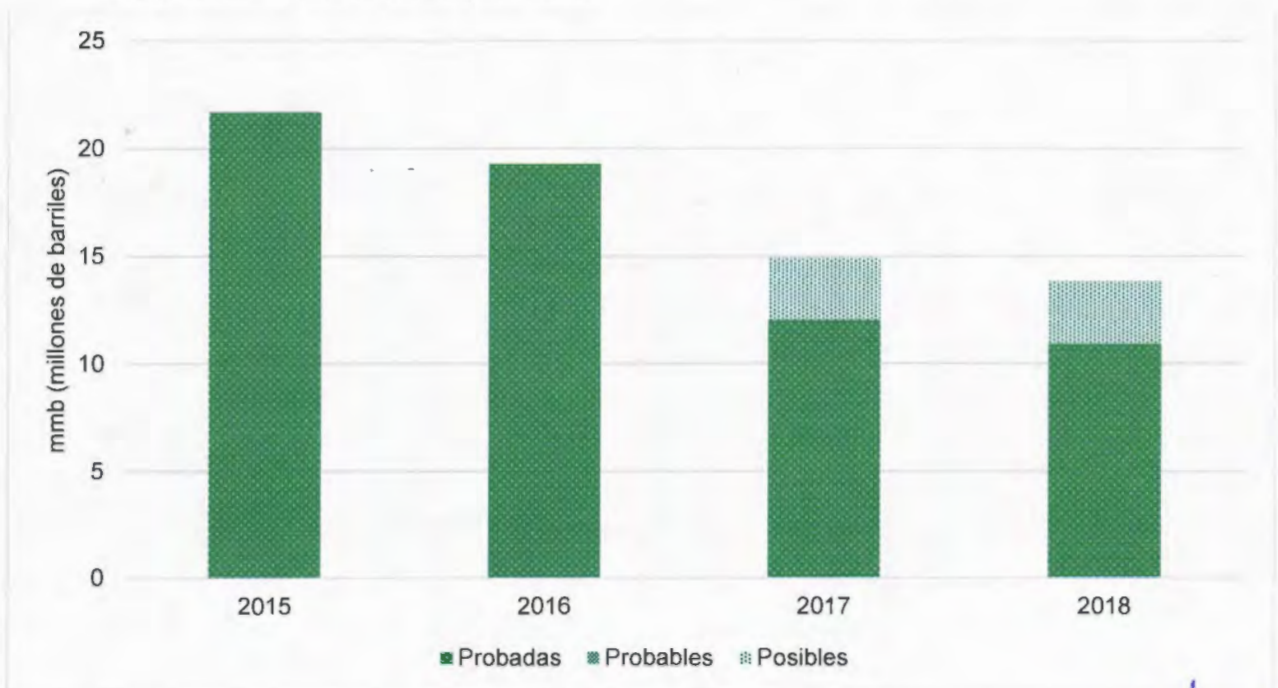


Figura 4. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

A continuación, en la Figura 5, se puede observar la evolución de Reservas de Gas Natural de la Asignación. Similar al caso del Aceite, se observa una disminución considerable de volumen dado que la totalidad del gas natural de la Asignación es gas asociado.

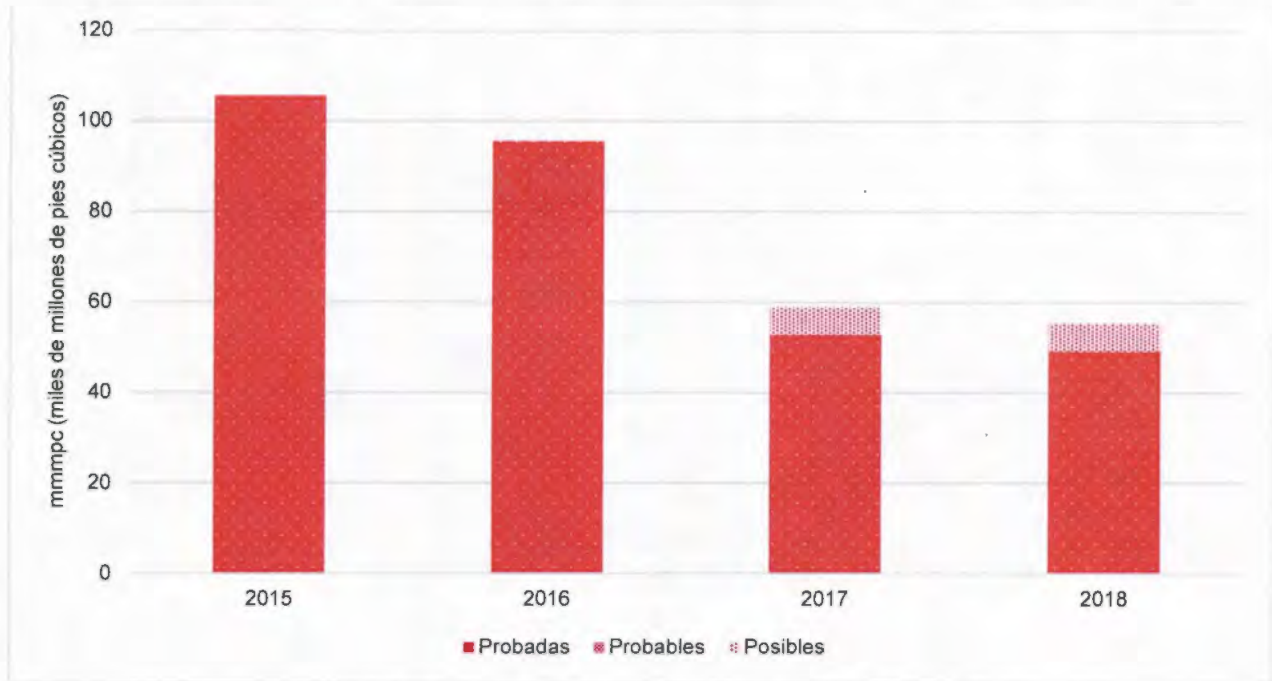


Figura 5. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

El Plan propuesto por el Asignatario, pretende recuperar un volumen de aceite de 13.8 [mmb] y 55.2 [mmmpc] de gas natural a la fecha de término de la vigencia del Título de Asignación, lo cual representa el 100% de las Reservas 3P de aceite y de gas natural estimadas al 01 de enero de 2018.

d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación contempla la perforación de 4 pozos, así como la realización de 7 RMA y 11 RME de las cuales, del 2014 al 2018 se han realizado 1 perforación, cero RMA y 6 RME. De lo anterior, se observa que PEP ha realizado actividad física inicialmente programada para el periodo 2014-2034 dentro de los primeros tres años de la vigencia del Plan de Desarrollo. De acuerdo con las condiciones de mercado, presupuestales y comportamiento de los yacimientos vigentes, el Asignatario realizó el análisis técnico correspondiente para plantear la propuesta de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación que le permita el desarrollo de las reservas 3P. Dicha propuesta considera realizar 4 perforaciones, 5 RMA, 494 RME, la construcción de 2 ductos para la inyección de agua o gas; con una inversión y un gasto de operación total de 644.4 millones de dólares, que permitirán recuperar para el periodo 2018-2034 un volumen de 13.8 MMB de aceite y 55.2 MMMpc de gas natural.

Respecto a la perforación de pozos, observa que 3 de los 4 pozos programados en la modificación al Plan corresponden a una reprogramación, mientras que el pozo restante corresponde a un cambio de localización con respecto al Plan de Desarrollo vigente, por lo que esta Comisión observa que las actividades de perforación no son adicionales a lo programado previamente.

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

Por otro lado, el Asignatario tenía programado en el Plan de Desarrollo vigente 7 RMA a partir del 2019, sin embargo, en la modificación del Plan solo se contempla realizar 5 RMA, por lo se observó por parte de Comisión que hay una reducción en 2 RMA (reentradas), las cuales buscaban drenar las zonas intermedias del yacimiento.

En la Tabla 4 se presenta un comparativo de la actividad física incluida en el Plan de Desarrollo vigente, la actividad física ejecutada a 2018 y la actividad física propuesta a realizar en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Ejecutado	Plan Nuevo
		2014-2034	2014-2018	2018- 2034
Perforación de Pozos	número	4	0	4
Terminación de Pozos		5 ¹	0 ²	4
Ductos		0	0	2
Reparación Mayor		7	0	5
Reparación menor		11	6	494 ¹²
Abandono de pozos		0	0	20
Reservas	1P	49.2 ³	24.7 ⁴	22.8 ⁵
	2P	49.2 ³	24.7 ⁴	22.8 ⁵
	3P	49.2 ³	29.1 ⁴	27.1 ⁵
Volumen de aceite a extraer	MMb	15.6 ⁶	12.0 ⁷	13.77 ⁸
Volumen de gas a extraer	MMMpc	78.9 ⁶	52.6 ⁷	55.2 ⁸
Inversión	MMS	1,909 ⁹	1,442.00 ¹⁰	6,046.2 ¹¹
Gasto de operación		4,216 ⁹	379.00 ¹⁰	6,003.1 ¹¹

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ Durante la documentación del Plan Vigente el Asignatario ya había comenzado la perforación del pozo Bellota 140, por lo tanto, el número de terminaciones documentadas es mayor por 1 pozo con respecto al número de perforaciones.

² El pozo Bellota 140 inició su perforación en febrero de 2015, sin embargo, no se terminó por accidente mecánico durante su perforación. Posterior al accidente mecánico, el pozo fue abandonado y taponado. El pozo se encuentra contabilizado dentro de los 30 pozos taponados presentados en la Tabla 6. Características generales de la Asignación.

³ La reserva del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1° de enero de 2014.

⁴ La reserva real corresponde a las reservas certificadas al 1° de enero de 2017.

⁵ La reserva del Plan Nuevo corresponde a la reserva 2P cuantificada al 1° de enero de 2018.

⁶ Volúmenes de aceite y gas a extraer documentado para el Plan Aprobado periodo 2014-2034.

⁷ Volúmenes de aceite y gas 2P Certificadas al 1° de enero de 2017.

⁸ Volúmenes de aceite y gas a extraer documentado para el Plan Nuevo de Desarrollo propuesto.

⁹ Inversiones y gastos de operación del Plan Aprobado referidos a millones de pesos del año 2014.

¹⁰ Inversión y gastos de operación 2015-2016 de cuenta pública y 2017 Cartera de proyectos.

¹¹ Inversión y gastos de operación del Plan Nuevo referidos a millones de pesos del año 2017.

¹² Las RME incluyen 293 limpiezas y 201 estimulaciones.

Tabla 4. Comparativo de actividad física entre Planes.

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

De las 5 RMA contempladas, 4 corresponden al bloque Norte y están dirigidas a explotar el casquete de gas. Adicionalmente, se tiene una RMA contemplada para el bloque Noreste la cual tiene como objetivo incrementar la productividad del pozo aislando los intervalos productores de agua.

Respecto a las actividades de abandono de pozos, el Asignatario tiene programado iniciar dichas actividades a partir del 2020 y concluir las en el 2034.

En las Figuras 6 y 7 se observan las gráficas comparativas de los perfiles de producción de aceite y gas, producción acumulada del Plan de Desarrollo vigente, cifras reales a julio de 2018 y la solicitud de

modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación, además de la producción acumulada asociada a la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo.

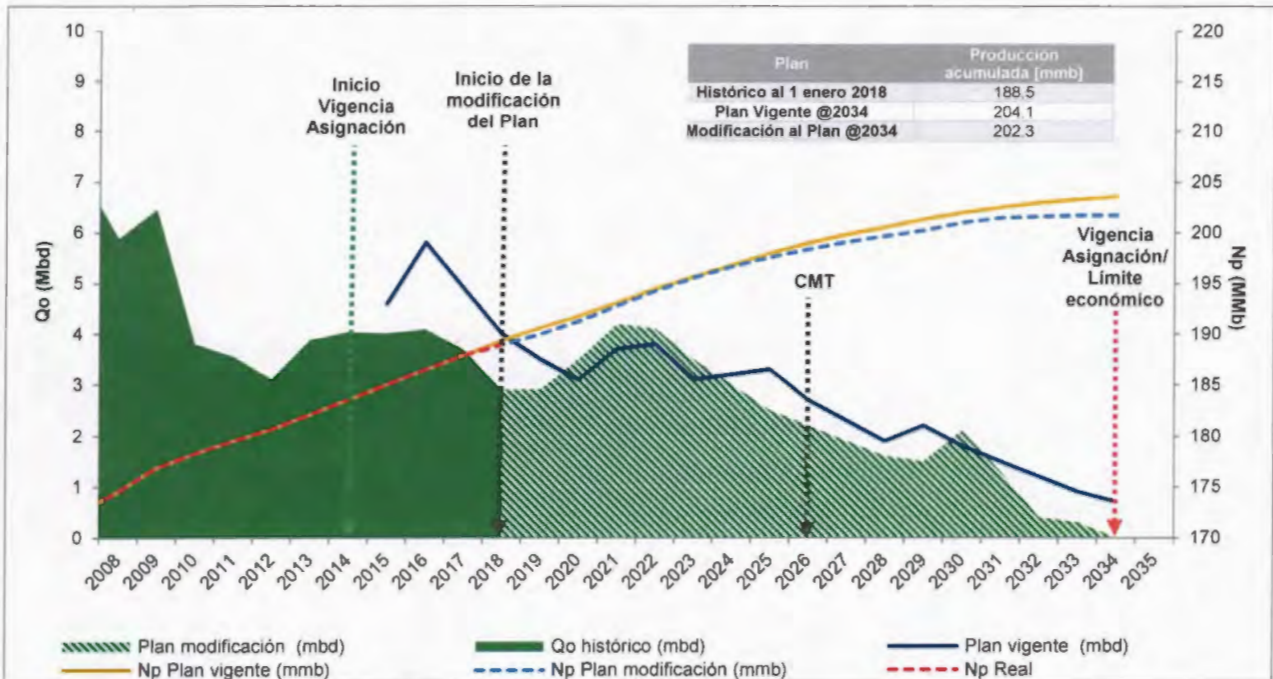


Figura 6. Perfiles de producción de aceite y producción acumulada de la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

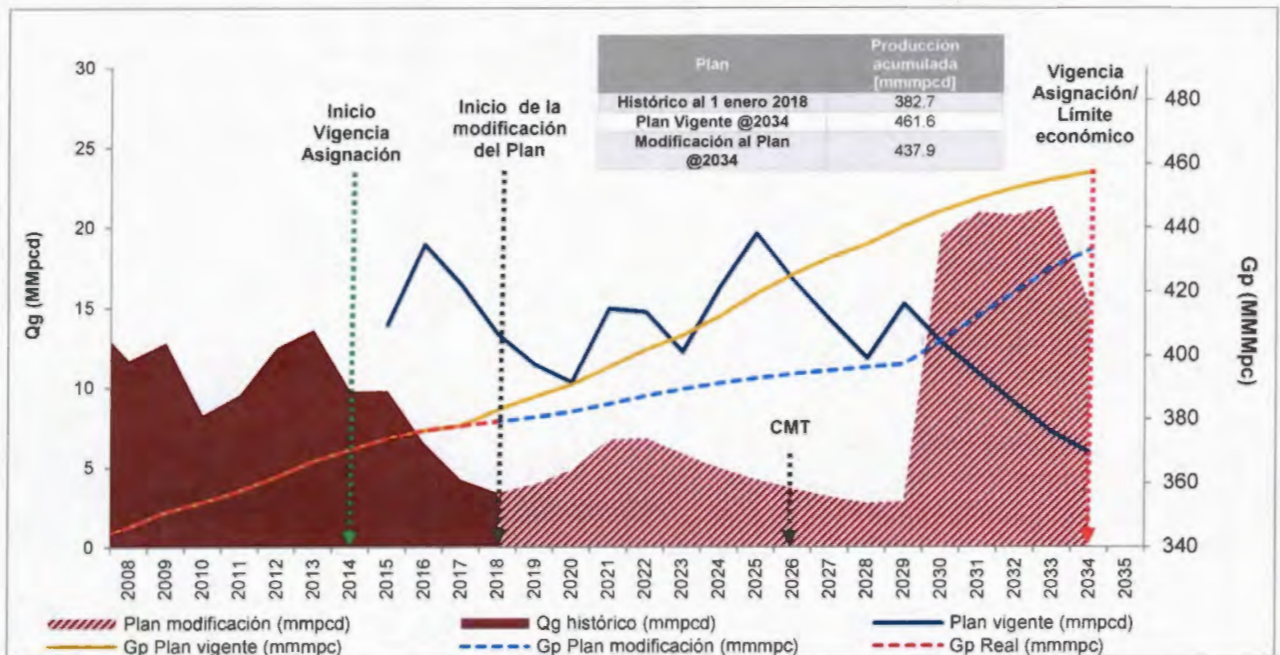


Figura 7. Perfiles de producción de aceite y producción acumulada de la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

En lo que se refiere a la propuesta Plan, se estima la recuperación de un volumen de 13.8 MMbbls de aceite y 55.2 MMMpc de gas natural. Para alcanzar este pronóstico se realizarán 4 perforaciones y 5 RMA y 494 RME en el horizonte 2018-2034 al límite económico, el cual coincide con la vigencia de la Asignación.

Respecto a la producción acumulada, en la Tabla 5 se observa una reducción de 1.8 mmb de aceite y 23.75 mmmpc de gas de la propuesta de modificación con respecto al Plan de Desarrollo vigente.

Plan	Producción acumulada de aceite (mmb)	Producción acumulada de gas natural (mmmpc)
Np Histórico a 2018	188.5	382.7
Np a 2034 Plan vigente R0	204.1	461.6
Np a 2034 Plan Modificado	202.3	437.9

Tabla 5. Comparativo de producción acumulada de aceite y gas natural.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Las diferencias de producción entre el Plan de Desarrollo vigente y la producción real, para el periodo 2014-2017, se atribuyen a la actividad física no realizada. En el Plan de Desarrollo vigente se contemplaba la terminación de 5 pozos en el periodo 2014-2017, sin embargo, debido a los ajustes presupuestales éstas no fueron realizadas.

Debido al comportamiento dinámico del yacimiento en el escenario propuesto se está contemplando una terminación menos (Bellota 57) que en el plan vigente. Respecto a la producción de gas, se realizó un análisis donde se actualizaron las RGA's de las RMA dirigidas a la explotación del casquete de gas, lo que resultó en una reducción de la reserva a recuperar.

Cabe mencionar que en el Plan de Desarrollo vigente se tenían contempladas las RMA para el casquete de gas distribuidas en todo el horizonte, mientras que en el Plan propuesto éstas se contemplan para el final de la historia de explotación.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

En la Asignación actualmente se tienen perforados 1 pozo exploratorio y 45 pozos de desarrollo, 30 de ellos taponados, todos correspondientes a los yacimientos Cretácico (K) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Tabla 6.

Actualmente operan 5 pozos productores de aceite y gas asociado, así como 1 pozo inyector de agua congénita o residual.

Pozos	Número de pozos
Asignación A-0046-M - Campo Bellota	46
Desglose pozos Asignación A-0046-M - Campo Bellota	
Productores	5
Inyectores	1
Cerrados con posibilidades	2
Temporalmente sin posibilidades	7
Programados para taponamiento	1
Taponados	30
Productores	
Aceite/Gas	5
- Fluyentes	0
- SAP	5
Cerrados	9
- Con posibilidades de explotación	2
- Sin posibilidades de explotación	7
Gas y condensado	0
Gas húmedo	0
Gas seco	0
Inyectores	1
Taponados	30
-Definitivos	30
-Temporales	0
Letrina	1

Tabla 6. Características generales de la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

La Comisión aprobó al Asignatario la perforación de 4 pozos y la terminación de 5 pozos en el Plan de Desarrollo vigente, cabe señalar que, en el periodo comprendido entre 2014 a 2018, PEP no ha concluido la perforación ni la terminación de ninguno de los pozos comprometidos en el Compromiso Mínimo de Trabajo. El pozo Bellota 140 inició su perforación el 22 de febrero de 2015, finalizando el 4 de noviembre de 2015 como accidente mecánico durante la perforación, por lo que la terminación de este pozo no se realizó.

En relación con lo anterior se advierte que las actividades de perforación y terminación de pozos estaban programadas en el Plan de Desarrollo vigente para concluirse en el año 2016, y que las mismas no han sido realizadas, por lo que esta Dirección General da vista a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos de la Comisión, para los efectos que estime convenientes.

En la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación, se considera la continuidad de operación de los pozos actualmente productores y la perforación de 4 pozos adicionales a los ya realizados, en el horizonte 2018-2034.

Las trayectorias frecuentemente utilizadas en los diseños de los pozos correspondientes a los diferentes horizontes productores de la Asignación consideran dos pozos tipo. En la Tabla 7 se presentan las características de los objetivos y requerimientos para cara pozo tipo, asimismo en las Figuras 8 y 9 se puede observar el estado mecánico de cada pozo tipo, considerado en la modificación del Plan:

Características	Tipo I Cuatro etapas	Tipo II Cinco Etapas
Objetivo general	Cretácico	Jurásico
Formación	KM-KI	JSK
Geometría	Dir. Tipo J en cuatro Etapas	Dir. Tipo J en cinco Etapas
Profundidad	5600 md	6200 md
Diseño de tuberías	20" Conductor, 13 3/8" 9 5/8" o 9 7/8", 7" y 5"	30" Conductor, 20", 13 3/8", 9 5/8" o 9 7/8", 7" y 5"
Terminación	Aparejo sencillo y con SAP (BN) y empacador recuperable en TP 3 1/2" y tubería ranurada	Aparejo sencillo y con SAP (BN) y empacador recuperable en TP 3 1/2" y tubería con empacadores hinchables + disparos
Tecnologías	Sartas direccionales con MF y/o Sistema Rotatorio y LWD, Equipo MPD, monitoreo en tiempo real	Sartas direccionales con MF y/o Sistema Rotatorio y LWD, Equipo MPD, monitoreo en tiempo real
Distancia entre pozos a nivel objetivo en (m)	400	400
Costo Perforación/Terminación (MMpesos)	289.9/32.8 – 321.9	296.7/33.1 – 329.8
Tiempo de ejecución perforación y terminación (días)	130/18 - 148	150/20 - 170
Equipo	2000 hp	2000 hp
Recuperación final estimada Np (MMb)	1.95	2.29

Tabla 7. Características de objetivos y requerimientos para cara pozo tipo.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'X' at the top right, and several scribbles and initials below.

TIPO I KM-KI

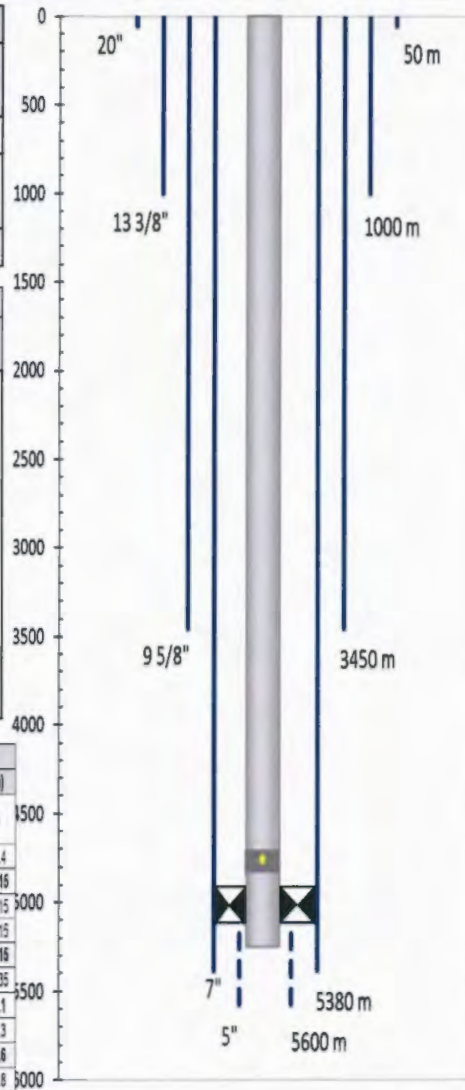
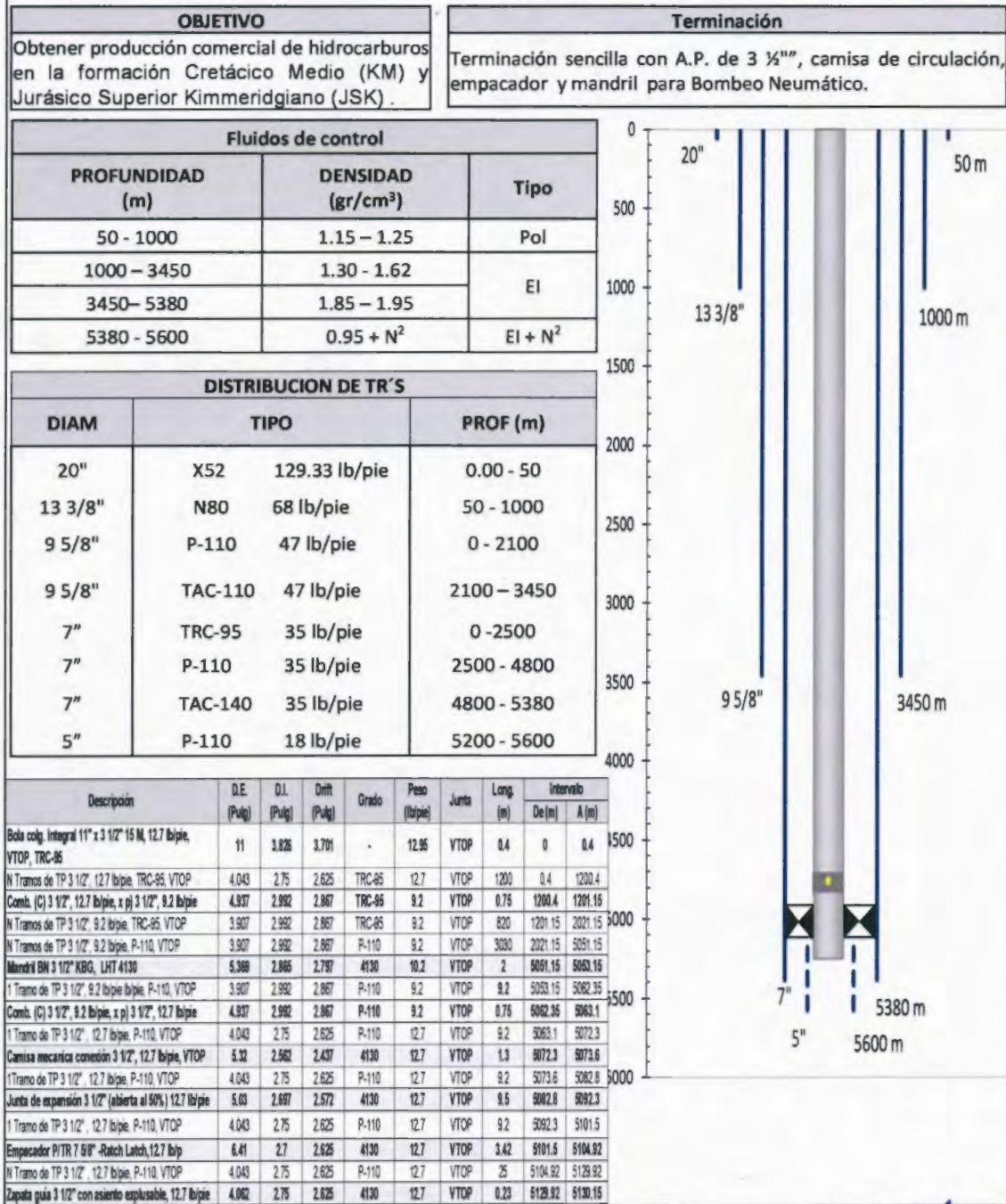


Figura 8. Pozo tipo I (cuatro etapas), Asignación.
(Fuente: PEP)

Bellota Tipo II JSK

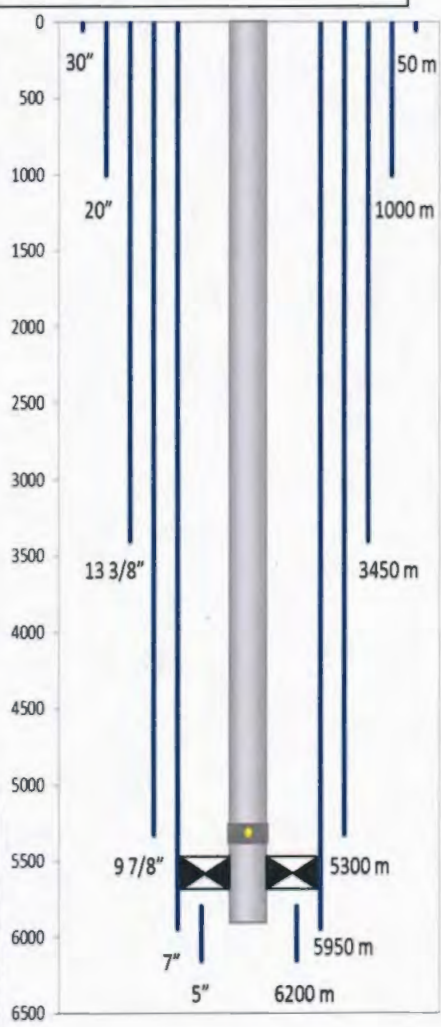
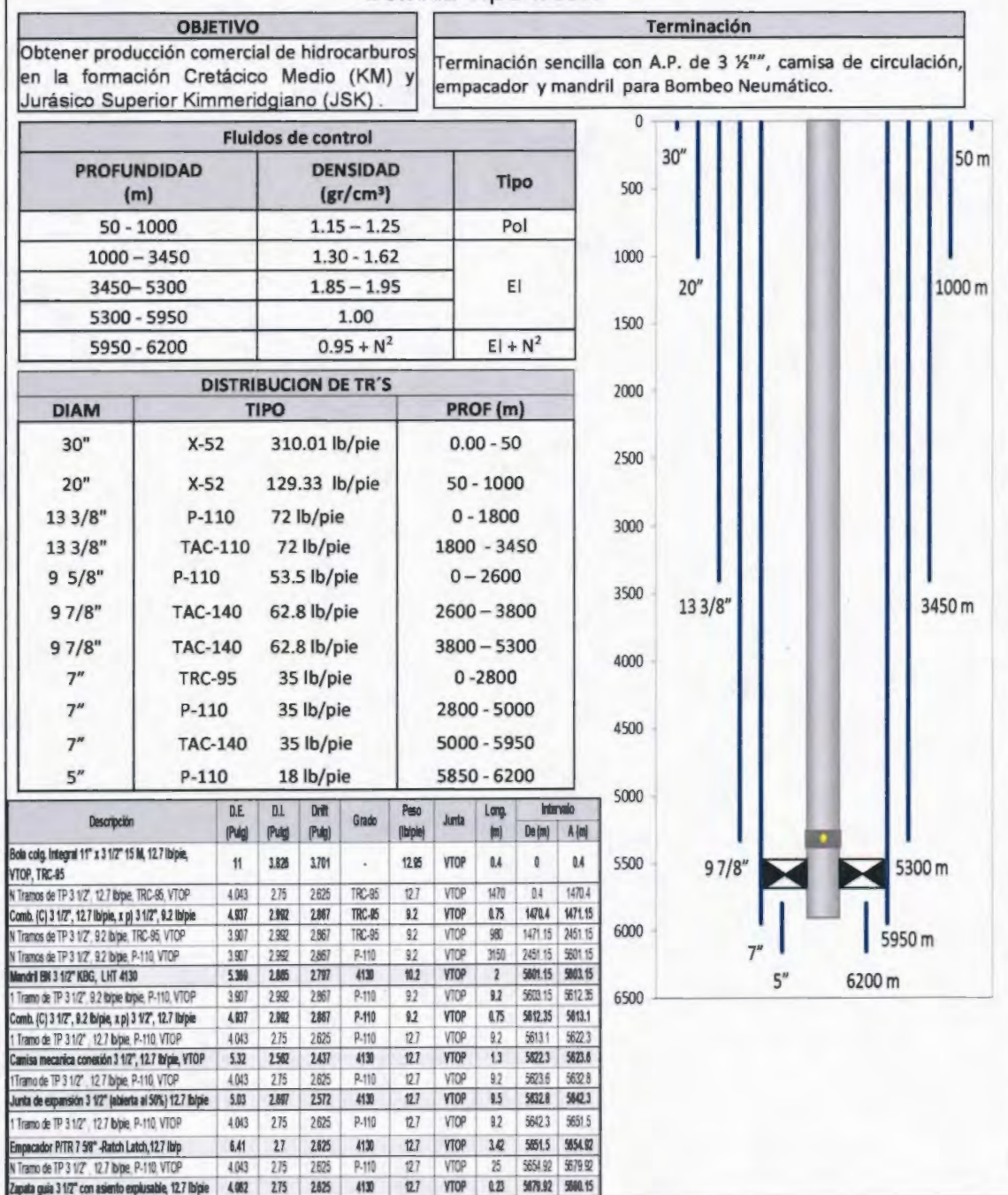


Figura 9. Pozo tipo II (cuatro etapas), Asignación.
(Fuente: PEP)

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

Actualmente la Asignación tiene producción de hidrocarburos proveniente de los yacimientos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

- Alternativas de desarrollo evaluadas

Con el objetivo de proponer la mejor alternativa para la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo, el Asignatario planteó 25 escenarios de extracción, de los cuales seleccionó tres alternativas finales que se describen en la Tabla 8:

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Terminación de pozos de desarrollo	4	2	4
Intervenciones mayores a pozos	5	5	1
Macroperas	-	-	-
Cabezales	-	-	-
Ductos	2	2	2
Equipos	-	-	-
Producción			
Aceite (MMb)	13.8	10.9	13.2
Gas (MMMpc)	55.2	49.1	21.1
Gastos de operación (MMUSD)	321.0	268.6	236.9
Inversiones (MMUSD)	323.3	309.0	321.1
Indicadores económicos			
VPN AI (MMUSD)	543.5	427.3	506.2
VPN DI (MMUSD)	110.3	70.6	106.2
VPI (MMUSD)	224.0	210.7	223.8
VPN/VPI AI	2.4	2.0	2.3
VPN/VPI DI	0.5	0.3	0.5

Paridad 18.7 pesos/dólar.

Las cifras pueden variar por redondeo.

Tabla 8. Descripción de las alternativas evaluadas.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Derivado del análisis técnico-económico realizado, el Asignatario manifiesta que la Alternativa 1 ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión, ya que se obtiene un VPN después de impuestos de 110.3 mmusd, con un volumen a extraer de 13.8 mmb de aceite y 55.2 mmmpc de gas, con una inversión de 323.3 mmusd y un VPN/VPI después de impuestos de 0.5.

Con un total de 25 opciones y, utilizando las "categorías de decisión" seleccionadas, se conformaron los escenarios mediante la combinación de estas variables, Tabla 9.

Yacimiento		Pozos			Instalaciones de Superficie	
Reserva a explotar	Tipo de Recuperación	Arquitectura de Pozo	Tipo de Terminación de Pozo	Sistema Artificial de Producción	Arreglo de localizaciones	Equipos de proceso
PDP+PND+PDNP+POS	Primaria	Vertical	Disparos	Bombeo Neumático (BN)	Individuales Nuevas	Existentes
PDP+PND +PDNP	Primaria	Direccional	Agujero descubierto	Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)	Existentes con adecuaciones	Existentes + Adecuación
PDP+PND+POS	Inyección de CO ₂	Horizontal	Tubería ranurada		Macroperas nuevas	Existente + Nueva modular
PDP+PND	Inyección de gas hidrocarburo		Tubería con empacadores hinchables+ disparos		Nuevas + Existentes	
	Inyección de N ₂					

Tabla 9. Matriz de variables de oportunidades de Explotación para la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Con la técnica anterior el Asignatario determinó explotar el total de la reserva 3P del proyecto, a partir del año 2018, con 4 pozos en los bloques Norte y Noreste y 5 reparaciones mayores. A continuación, se hace una breve descripción de cada una de las categorías de decisión mencionadas anteriormente:

- *Reserva por recuperar*

Dentro de este rubro el Asignatario consideró las categorías de reserva que se tienen actualmente documentadas, PDP, por la producción base; PND, por las dos terminaciones del bloque Norte; PDNP, por las reparaciones mayores, incluidas aquellas dirigidas al casquete de gas; y POS, por las dos terminaciones del bloque Noreste, con lo que el Asignatario pretende recuperar la totalidad de las reservas (3P).

- *Tipo de Recuperación*

El Asignatario realizó un análisis para determinar que procesos de recuperación adicional son aplicables de acuerdo con las características del yacimiento, teniendo como resultado que la inyección de gas (Dióxido de Carbono (CO₂), Nitrógeno (N₂) y gas hidrocarburo es el tipo de recuperación adicional aplicable en el campo Bellota. Sin embargo, el Asignatario refiere que la inyección de CO₂ y N₂ no resultan viables debido a la tendencia a depositar orgánicos en el aparejo de producción, además de que, al no tener visualizadas fuentes naturales de suministro, deberá considerarse gas procesado de las industrias, lo que incrementaría los costos. Por otra parte, tampoco resulta viable la inyección de gases hidrocarburos y gases inmiscibles debido a que el yacimiento presenta alta heterogeneidad.

Adicionalmente y, debido a que el yacimiento requiere una actualización de modelo estático y a la falta de estudios y pruebas de laboratorio que permitan realizar el diseño de una prueba piloto, los escenarios de recuperación adicional no fueron considerados por el Asignatario en la modificación del plan de desarrollo. Por tal motivo el nuevo Plan contempla continuar recuperando la reserva remanente de la Asignación en una etapa primaria.

- *Arquitectura del pozo*

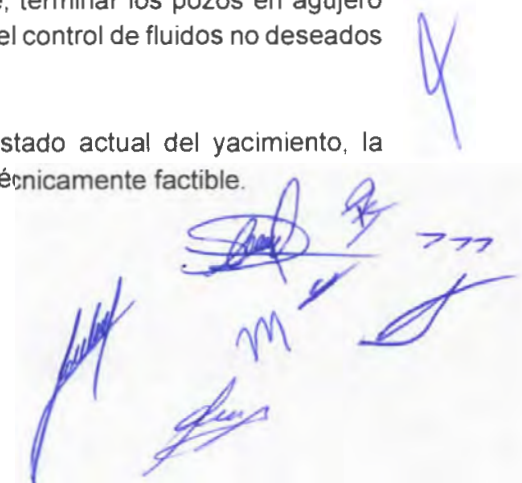
La arquitectura de los pozos a perforar por parte del Asignatario contempla pozos direccionales tipo J, esto con la finalidad de aprovechar las peras actualmente existentes o, en su defecto, construir macroparas que permitan perforar varios pozos saliendo de una misma localización en superficie.

- *Tipo de terminación del pozo*

En este rubro el Asignatario contempla distintos tipos de terminaciones para los pozos a perforar del campo Bellota. Para ello el Asignatario evaluó la posibilidad de terminar los pozos con tubería cementada y disparada, en agujero descubierto, tubería ranurada o tubería lisa con empacadores hinchables y disparos.

Terminar los pozos con tubería cementada y disparos de alta penetración no parece viable debido a que, por la baja presión de yacimiento, se observan pérdidas totales durante la última etapa de perforación y terminación, por lo que la formación sufre un severo daño. Por otra parte, terminar los pozos en agujero descubierto o con tubería ranurada no es recomendable ya que se dificulta el control de fluidos no deseados (agua y/o gas) durante la vida productiva del pozo.

Después del análisis realizado, esta Comisión determinó que, por el estado actual del yacimiento, la terminación con tubería, empacadores hinchables y disparos, resulta ser técnicamente factible.



- *Sistema artificial de producción (SAP):*

La estrategia de desarrollo de la Asignación consistió en un esquema de explotación primaria, donde los pozos son productores a través de un sistema de producción de BN, con lo cual, se espera recuperar el total de las reservas 3P, así conseguir un factor de recuperación de aceite de 33.3 %.

Actualmente todos los pozos de la Asignación operan con BN, sistema que ha resultado eficiente para el mantenimiento de la producción base, adicionalmente el campo cuenta con la infraestructura de red de BN, por lo que es el sistema seleccionado para continuar con el mantenimiento de la producción.

- *Arreglo de localizaciones*

Referido a los requerimientos u opciones de ubicación de los equipos de perforación para nuevos pozos, desde peras individuales nuevas hasta macroperas existentes con ampliación. Para las 4 localizaciones del campo Bellota el Asignatario contempla el reacondicionamiento de macroperas existentes.

- *Equipos de proceso:*

La Asignación, es capaz de operar hasta el término de su pronóstico de producción con las instalaciones actualmente existentes. Sin embargo, debido a que el campo comparte infraestructura con otras Asignaciones, cuya producción termina posterior a la producción de Bellota, el Asignatario determinó que es necesario evaluar las opciones de mantenimiento y desmantelamiento de dicha infraestructura. Para esto el Asignatario planteó hacer modificaciones a las baterías existentes, haciendo un desmantelamiento gradual de componentes o evaluar la opción de construir una batería modular solventada por otras Asignaciones operadas por el Asignatario cuya producción se prolonga después del año 2034. El Asignatario determinó que la mejor opción es hacer un desmantelamiento gradual para dejar a las baterías actuales operando con lo necesario al término de la producción de la Asignación.

g) Comparativo del Campo Bellota a nivel internacional

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

En la Tabla 10 se muestran las características y propiedades utilizadas para la selección de los campos análogos:

Característica	Criterios utilizados	Campo Bellota
Ubicación	Terrestre	Terrestre
Tipo de fluido	Productor de Aceite y gas	Productor de Aceite y gas
Densidad (°API)	32-45 °API	36-41 °API
Edad geológica	Cretácico	Cretácico
Litología	Carbonatos	Carbonatos (dolomias)
Ambiente de deposito	Cuenca	Cuenca (K)

Tabla 10. Criterios de selección del análogo y características del Campo Bellota.
(Fuente: CNH)

A continuación, en la Tabla 11 se presenta un resumen los campos utilizados en la comparación con sus respectivas características y propiedades.

Campo	Litología	Tipo de Fluido	Densidad [°API]	Tecnologías utilizadas	Mecanismos de Empuje Primarios
Bellota	Carbonatos (Dolomías)	Aceite Ligero y Extra-Ligero	36 - 42	Bombeo Neumático	Expansión Casquete de Gas
Shaybah	Carbonatos (Calizas)	Aceite Extra-Ligero	42	Pozos Multi-Laterales Pozos Horizontales	Expansión Casquete de Gas
Fahud	Carbonatos	Aceite Ligero	31	Inyección de Gas Inyección de Agua Pozos Bilaterales	Acuífero Activo
Rio Neuquén	Carbonatos Areniscas Conglomeradas	Aceite Ligero	37 33-37	Inyección de Agua	Acuífero Activo
Poza Rica	Carbonatos	Aceite Ligero	35	Inyección de Gas Inyección de Agua	Gas en Solución
Jarn Yaphour	Carbonatos	Aceite Ligero	37.2	Pozos Horizontales	Gas en Solución Casquete de Gas Acuífero Activo
Jambur	Carbonatos	Aceite Extra-Ligero	45	Inyección de Agua	Gas en Solución Casquete de Gas
Bab	Carbonatos	Aceite Extra-Ligero	40	Inyección de Agua Inyección de Gas Pozos Horizontales Fracturamiento Acido	Gas en Solución Acuífero Activo

Tabla 11. Campos análogos y sus características.
(Fuente: CNH)

Durante el desarrollo y evolución del campo Bellota, el Asignatario definió cuatro bloques: bloque Norte cuya producción proviene de dolomías del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), los bloques Noreste, Este y Sur producen de dolomías del Cretácico Medio e Inferior.

En la Figura 10 se muestra un comparativo de perfil de producción de la Asignación Bellota y sus campos análogos, lo que muestra que el campo Bellota es competitivo a nivel internacional.

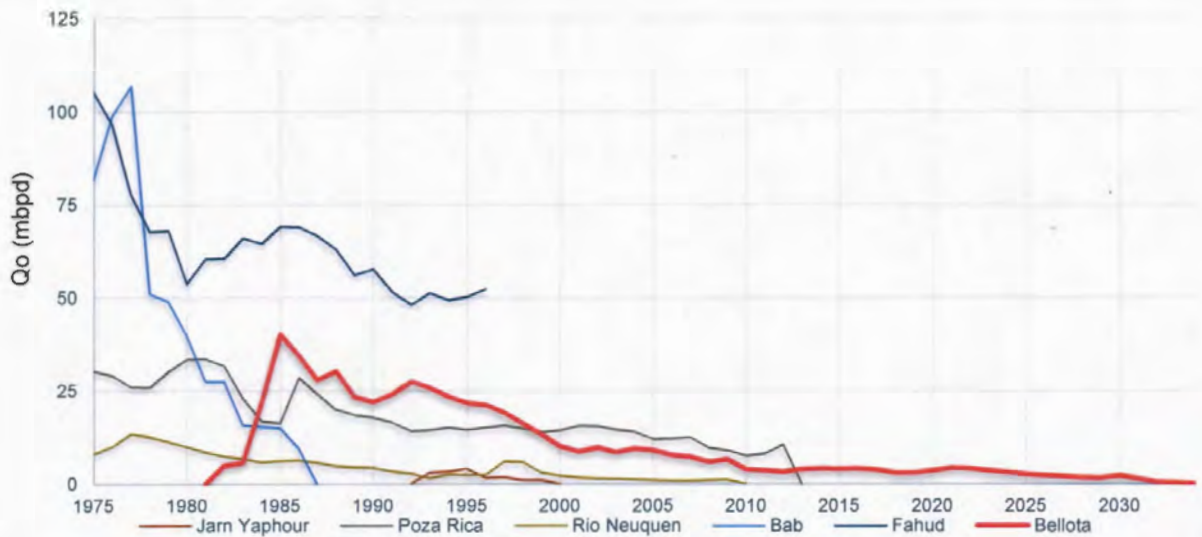


Figura 10. Comparativo de producción de aceite (Histórico y Pronóstico).
(Fuente: CNH con datos de PEP)

Una vez analizados los campos análogos del campo Bellota, se concluye que de acuerdo con el factor de recuperación del campo Bellota de aceite de 33.3%, el desarrollo del campo llevado a cabo por PEP está en línea con las prácticas internacionales y es económicamente viable.

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

De la Figura 11 es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo ligero y super ligero (31 – 45 °API), de rocas carbonatadas.

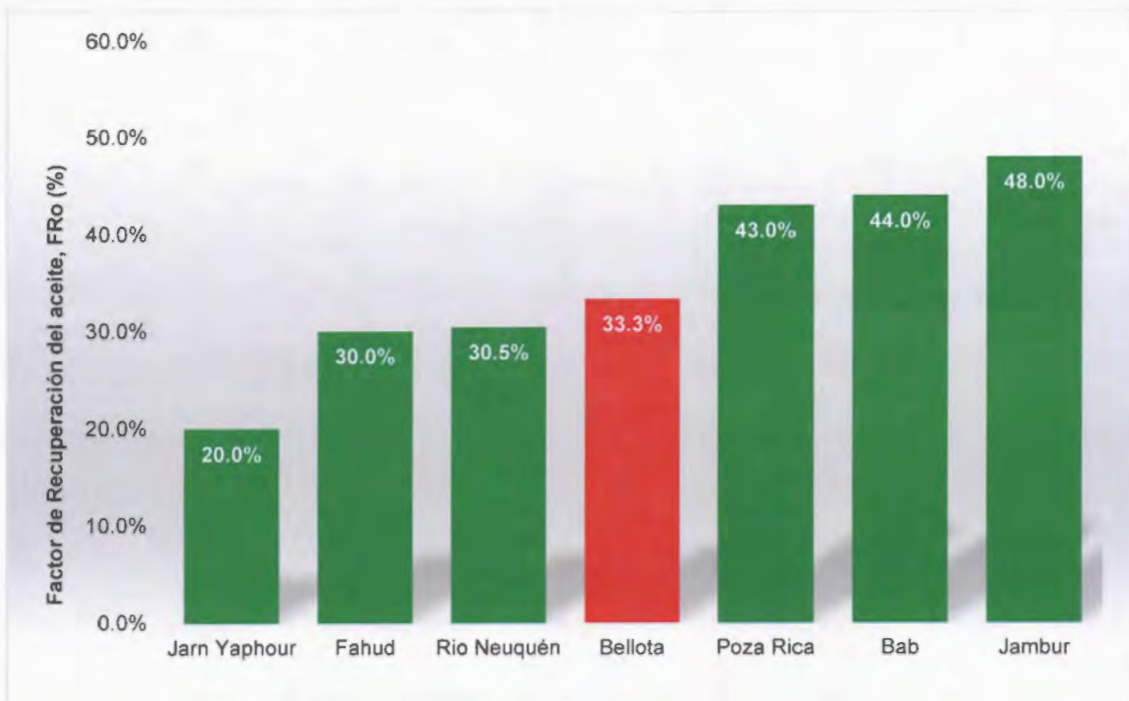


Figura 11. Comparativa de factores de recuperación de aceite proyectados.
(Fuente: CNH con base de datos técnica-económica)

Respecto a la comparación nacional, se seleccionaron campos terrestres vecinos de Bellota. Al igual que la comparación de campos internacionales, se hizo una comparativa de los factores de recuperación de aceite, como se puede apreciar en la Figura 12.

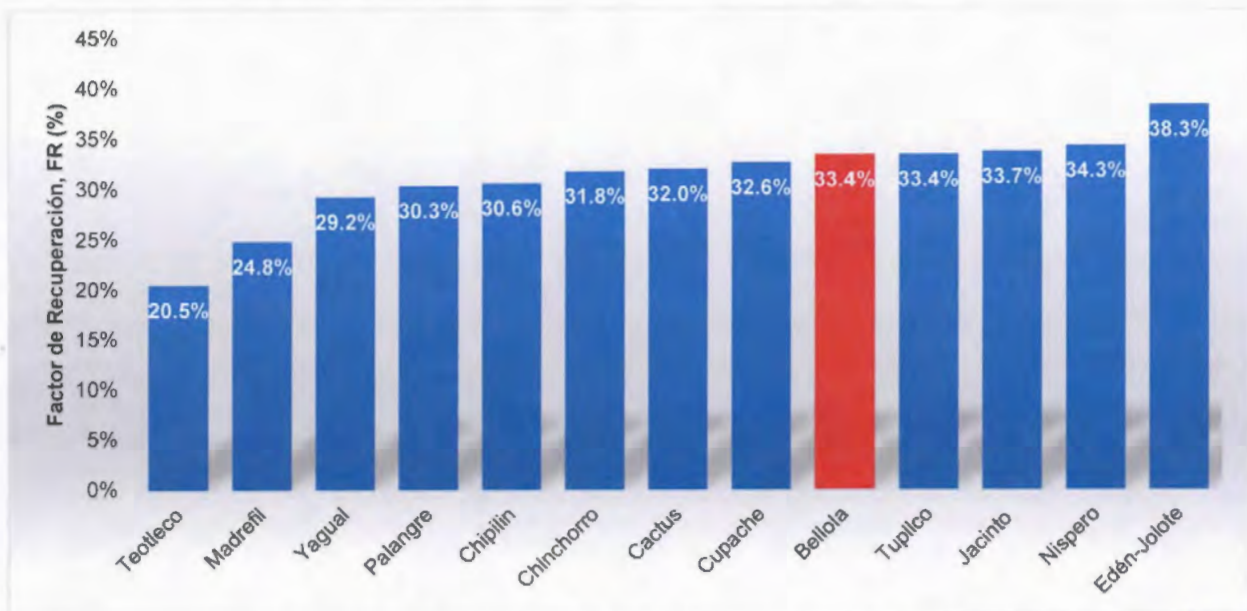


Figura 12. Factores de recuperación de aceite de campos vecinos del campo Bellota.
(Fuente: CNH con base de datos técnica-económica)

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

Asimismo, de la Figura 12 es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo ligero y super ligero, y campos terrestres.

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para la Asignación Bellota está acorde con otros campos similares a nivel internacional como es el caso de los campos Fahud (Oman), Rio Neuquén (Argentina), Bad (Abu Dhabi), y a nivel nacional los que se visualizan en la Figura 11.

Comparativo Internacional basado en Costos y producción.

Con base en la información del campo Bellota, se realizó un comparativo a nivel internacional con campos análogos para evaluar variables, tales como costo total y pronóstico de producción de aceite del campo. A continuación, se presenta la Tabla 12 con los parámetros considerados para el comparativo internacional.

Pais	Campo	Tipo de Hidrocarburo	Clasificación con base en la localización	Tipo de Aceite	Reserva Remanente 2P (mmbpce)
Papua Nueva Guinea	Gobe Main	Aceite y gas	Terrestre	Mediano y ligero	22.20
Kazakhstan	Mynteke South	Aceite y gas	Terrestre	Mediano y ligero	22.21
México	Bellota	Aceite y gas	Terrestre	Mediano y ligero	22.80
Indonesia	South Sumatra Ext. PSC	Aceite y gas	Terrestre	Mediano y ligero	24.08
Egipto	Alamein Yidma Fields	Aceite y gas	Terrestre	Mediano y ligero	25.00
Argentina	Tierra del Fuego	Aceite y gas	Terrestre	Mediano y ligero	26.45
Federación Rusia	Volgodeminoil Fields	Aceite y gas	Terrestre	Mediano y ligero	26.90

Tabla 12. Campos tomados para el comparativo internacional.
(Fuente: CNH con base de datos internacionales e información de PEP)

La Figura 13 muestra el comparativo de los costos totales y las Figuras 14 y 15 el comparativo del pronóstico de producción aceite y gas respectivamente de la Asignación A-0046-M – Campo Bellota con los campos análogos internacionales, respectivamente. Se encontró que el costo total de la Asignación pronosticado por el Asignatario se encuentra dentro de los menores; así mismo, se aprecia que los pronósticos de producción de aceite tienen un comportamiento similar al de otros campos internacionales.

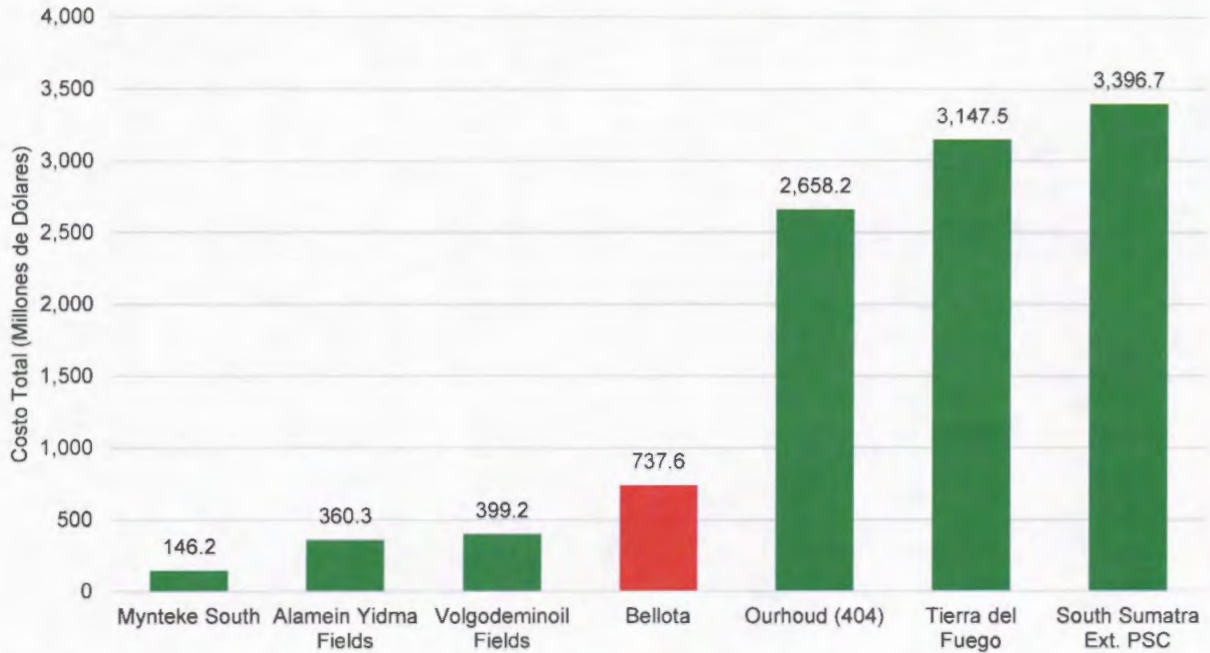
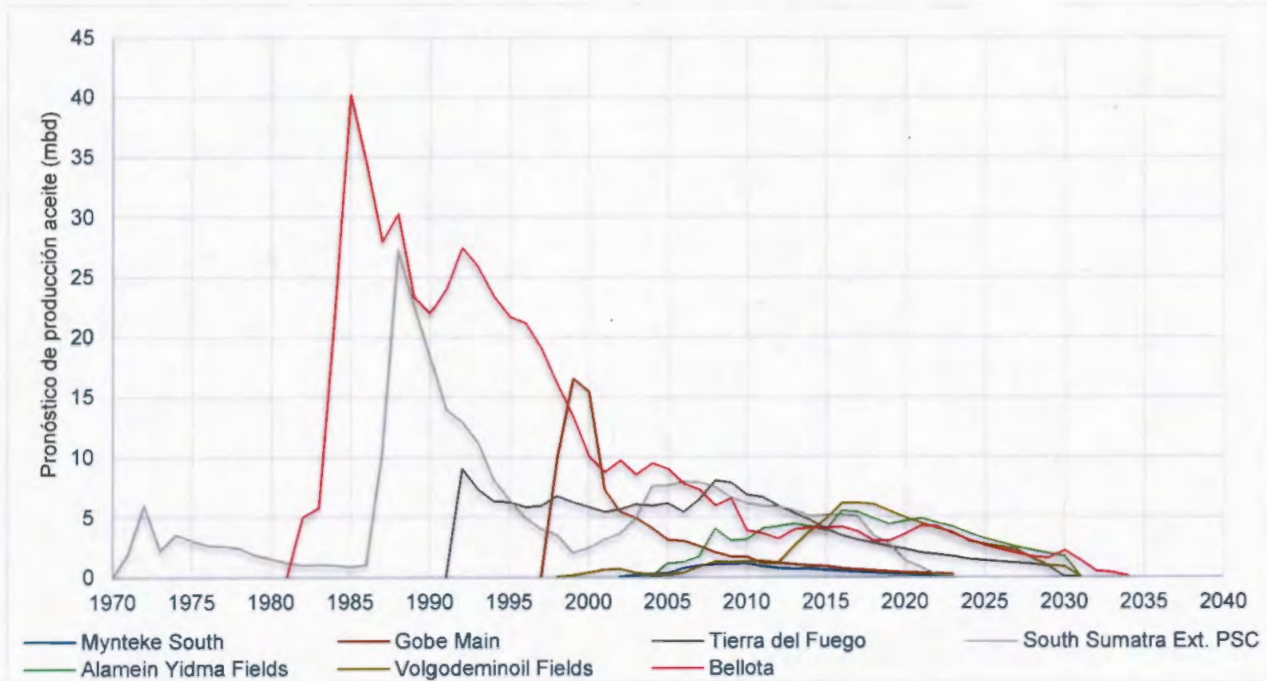


Figura 13. Comparativo internacional de costos totales.
(Fuente: CNH con base de datos internacionales e información de PEP)



(Fuente: CNH con base de datos internacionales e información de PEP)

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

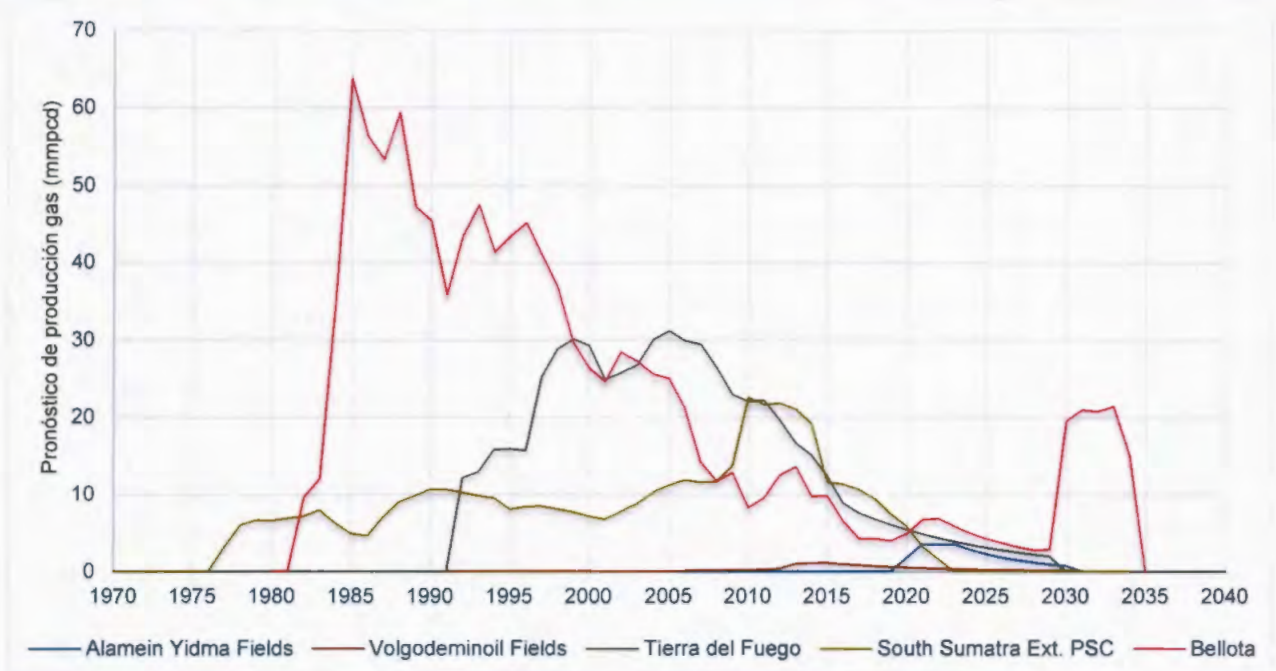


Figura 15. Comparativo internacional de pronósticos de producción.
(Fuente: CNH con base de datos internacionales e información de PEP)

Con base en la evaluación de costos y de la producción de aceite y gas realizada por esta Comisión, se concluye que el campo Bellota es competitivo a nivel internacional; no obstante, se recomienda analizar la factibilidad de optimizar el ritmo de declinación, y seleccionar e implantar el mecanismo de recuperación que se adapte técnica y económicamente a las condiciones del yacimiento, para mejorar la rentabilidad del proyecto.

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

h) Evaluación Económica

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0046-M-Campo Bellota, considera los siguientes conceptos:

- Variación del monto de inversión de Plan de Desarrollo vigente respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la extracción.
 - Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
 - Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
 - Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- a) Variación del monto de inversión Plan de Desarrollo vigente respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la extracción**

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Como se establece en el apartado IV anterior, PEP ha realizado parcialmente las actividades físicas inicialmente programadas en el plan vigente, es decir tiene un retraso en la ejecución de actividades del Plan aprobado; en tal sentido, para continuar con la reserva remanente del campo propone para el Periodo 2018-2034, 4 perforaciones, 5 RMA y 494 RME.

Lo anterior origina un incremento de más del 65.52% en las inversiones y gastos, entre la propuesta de modificación y el Plan de Desarrollo vigente, que se describen a continuación.

El comparativo presentado en esta sección considera horizontes de tiempo a agosto de 2034, de conformidad con la vigencia de la Asignación, la cual es por 20 años a partir de su otorgamiento.

El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0046-M-Campo Bellota considera para el periodo 2014-2034 una inversión total de 455.50 millones de dólares, de los cuales 142 millones corresponden a inversiones, y 314 millones a gasto operativo¹.

Pemex erogó en el periodo 2014 a 2017 un total de 110.21 millones de dólares, 86.73 millones de Inversiones y 23.48 millones de gasto operativo².

Aunado a lo anterior, el Asignatario propone erogar un monto de 643.76 millones de dólares: 320.46 millones de dólares asociados a gasto operativo y 303.5 millones de dólares de inversiones, ambos a agosto de 2034; además de 19.8 millones de dólares por la totalidad de actividades de abandono del proyecto³.

Lo anterior, como se muestra en la Figura 16, significa un incremento del 65.52%, respecto de lo originalmente propuesto en Ronda Cero.



Figura 16. Comparativo de inversiones totales y gastos operativos Plan de Desarrollo vigente respecto a Modificación al Plan (millones de dólares).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018: los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

² De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

³ PEP propone inversiones de actividades de abandono hasta 2043. Para realizar este comparativo, se considera el monto total de inversiones en abandono, en virtud de que tales actividades deberán llevarse a cabo, sin importar la fecha en la que el Asignatario contempla realizarlas.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller ones, some with checkmarks.

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, inciso h) 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.

b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

En la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2018 con costo total de 643.7 millones de dólares: 320.4 millones de dólares asociados a gasto operativo y 303.5 millones de dólares de inversiones, ambos a agosto de 2034; además de 19.8 millones de dólares por la totalidad de actividades de abandono del proyecto⁴.

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario, desglosado por Actividad y Sub-actividad Petroleras se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Hacienda).

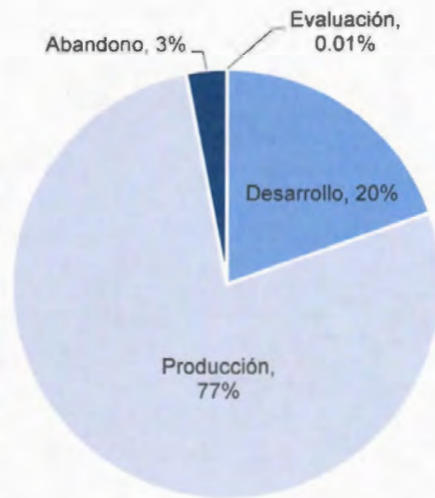


Figura 17. Distribución del Programa de Inversiones y gasto por Actividad Petrolera 643.7 millones de dólares. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Evaluación	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.1
Desarrollo	General	43.1
	Perforación de Pozos	73.3
	Construcción instalaciones	9.8
Producción	General*	283.8
	Pruebas de Producción	23.2
	Construcción instalaciones	67.2
	Intervención de pozos	48.8

⁴ PEP propone inversiones de actividades de abandono hasta 2043. Se considera el monto total de inversiones en abandono en virtud de que tales actividades deberán llevarse a cabo, sin importar la fecha en la que el Asignatario contempla realizarlas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
	Operación de instalaciones de producción	71.2
	Ductos	2.3
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.1
Abandono	Desmantelamiento de instalaciones	19.8
	Total	643.7

* PEP señala que el 73% de este gasto se destinaría a compra de gas para bombeo neumático, gas que posteriormente vende.

PEP además indica que tiene otros egresos por 1.9 millones de dólares, por manejo de la producción y mantenimiento de instalaciones fuera de la Asignación, los cuales corresponden a inversiones.

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Tabla 13. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (millones de dólares).

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación

Al respecto, se revisó y corroboró que la información económica fuera consistente con las actividades propuestas y estuviera presentada de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Hacienda.

d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

PEP presentó la evaluación económica correspondiente al proyecto propuesto en su solicitud de modificación. Al considerar las premisas propuestas por PEP para la alternativa de desarrollo seleccionada (con un horizonte de tiempo de 2018 a 2034) de producción y costos, y al realizar la evaluación económica del proyecto, esta DGEEE⁵, obtiene los siguientes resultados considerando un precio de 60 dólares por barril de aceite y 3 dólares por mpc:

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
VPN (mmUSD)	445	25
TIR	Indefinida	Indefinida
VPI (mmUSD)		226
VPN/VPI	1.97	0.11

Tabla 14. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas e información de PEP.

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

A partir del análisis correspondiente a la evaluación económica, se observa que de las estimaciones propuestas deriva un proyecto rentable y económicamente viable, considerando lo establecido en los Títulos Tercero y Cuarto de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en cuanto al régimen fiscal aplicable; como sin considerarlo.

a) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente el volumen y calidad de los hidrocarburos de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota se determina y asigna de acuerdo con lo establecido en la metodología de balance aprobada mediante el Séptimo Transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH), donde son considerados como Puntos de Medición los presentados en el Anexo 3 de los mismos Lineamientos.

⁵ Considerando los egresos de compra de gas para bombeo neumático y su posterior venta, respecto a los cuales PEP indica no obtiene utilidad alguna, así como considerando los ingresos y egresos por: uso de terceros de su infraestructura, así como el pago a terceros por el uso de infraestructura fuera de la Asignación.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44 de los LTMMH la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por Pemex Exploración y Producción, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Es necesario comentar que para el análisis y evaluación de la información presentada se declara que el objetivo de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo es recuperar, en el horizonte 2018-2034, una producción acumulada de 13.8 MMb de aceite y 55.2 MMMpc de gas asociado, equivalente a 27.1 MMbpce. Para poder recuperar las reservas mencionadas se requiere realizar actividades de mantenimiento a la producción base, así como cuatro terminaciones y cinco reparaciones mayores.

Manejo y Transporte de la Producción

La Asignación A-0046-M - Campo Bellota (en adelante, Asignación Bellota) está integrada por dos bloques de pozos, uno denominado bloque Norte, que se recolectan y procesan en la Batería de Separación Bellota 114 y el bloque Centro que se recolectan y procesan en la Batería de Separación Bellota. La producción de los pozos Bellota Norte se procesan en la Batería de Separación Bellota 114, en conjunto con la producción de las asignaciones de los campos: Yagual, Chinchorro y Palangre.

En la Batería de Separación Bellota 114 se lleva a cabo la separación de fluidos en baja presión, los gases segregados se envían a rectificación para alimentar a los moto-compresores y posteriormente enviarse a la Estación de Compresión Bellota, para lo cual existen dos gasoductos, de 10 pg. y 12 pg. de diámetro x 6.6 km. Los líquidos separados son enviados por gravedad a la Batería de Separación Bellota mediante un oleoducto de 10 pg. de diámetro x 7.3 km.

En la Batería de Separación Bellota donde se maneja la producción de los campos Yagual, Palangre, Chinchorro y Bricol, Chipilín, Cobra, Edén-Jolote, Madrefil y Paché, los gases segregados en baja presión se envían a rectificación y compresión, para finalmente enviarse en presión intermedia a *Estación de Compresión Paredón* mediante un gasoducto de 16 pg. de diámetro x 33.9 km.

En las compresoras Paredón los gases en alta presión son enviados mediante un gasoducto de 36 pg. de diámetro x 21.9 km al *Complejo Procesador de Gas Cactus* para su tratamiento y adecuación para cumplir con las especificaciones comerciales de venta y distribución, los líquidos separados son enviados al proceso de estabilización, donde los vapores generados en la etapa de estabilización, son comprimidos en las unidades recuperadoras de vapor, para ser alimentados a la succión de la primera etapa de los turbo-compresores de la *Estación de Compresión Bellota* y los líquidos estabilizados se envían a almacenamiento, donde por gravedad se separa el agua congénita. El agua congénita es inyectada en el pozo Bellota 1-A y el aceite finalmente se envía al *Centro de Almacenamiento y Bombeo Cactus* para su tratamiento de deshidratación, desalado y almacenamiento, mediante un oleoducto de 16 pg. de diámetro x 51.2 km.

PEP prevé la construcción de nueva infraestructura, dentro de las cuales se incluyen líneas de descarga, en la Figura 18 se presentan la Infraestructura futura de la Asignación del Campo Bellota.

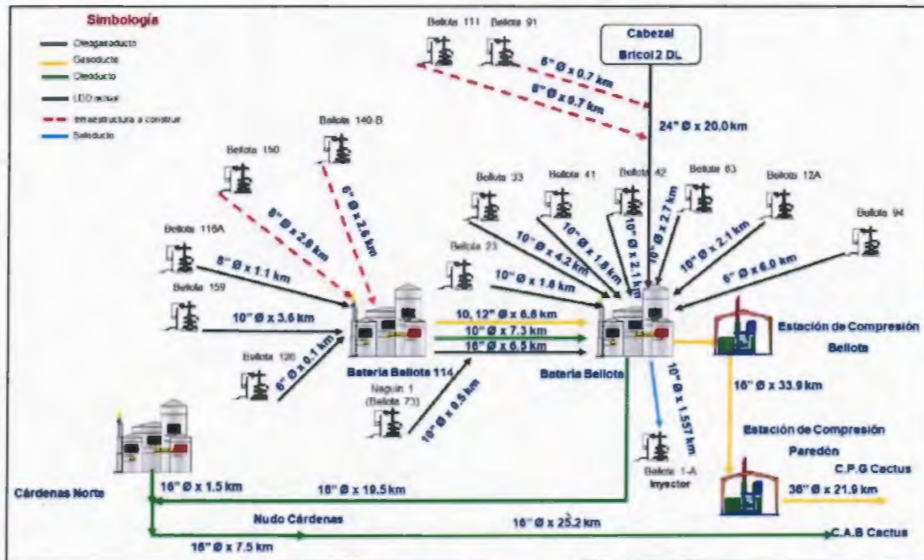


Figura 18. Infraestructura futura de la Asignación.
(Fuente: PEP)

Asimismo, para el caso de medición de Petróleo, PEP considera la instalación de un Sistema de Medición de tipo de transferencia ubicado en la planta Deshidratadora Cárdenas Norte.

Medición de Petróleo

Para la Cuantificación del Petróleo proveniente de la Asignación Bellota, se dispone de mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en los siguientes diagramas se identifican los tipos de medición actuales y futuros involucrados en el manejo y transporte de la producción correspondiente a esta Asignación.

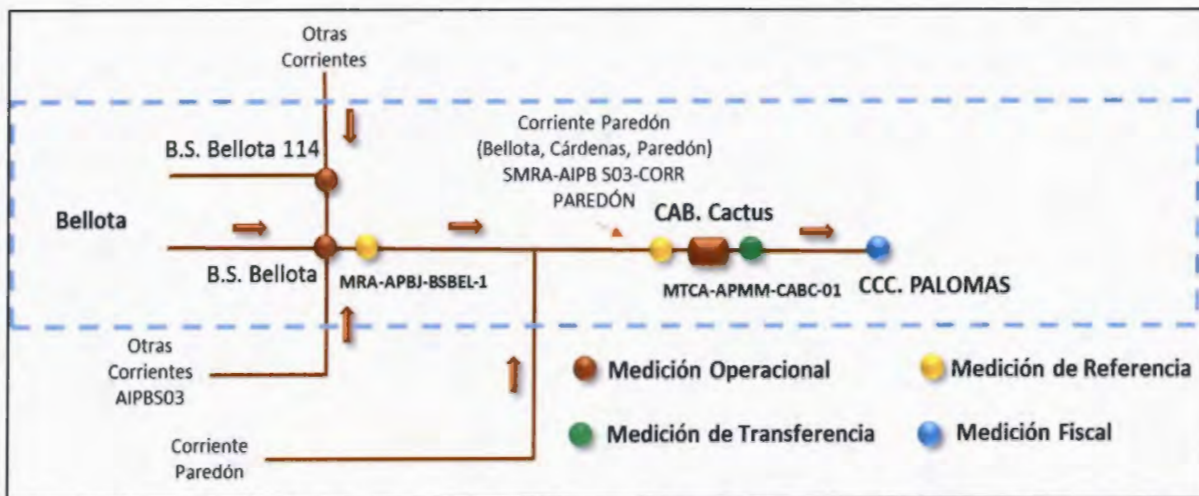


Figura 19. Sistemas de Medición de Líquidos (tipo de medición) correspondiente a la Asignación, estado actual.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

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

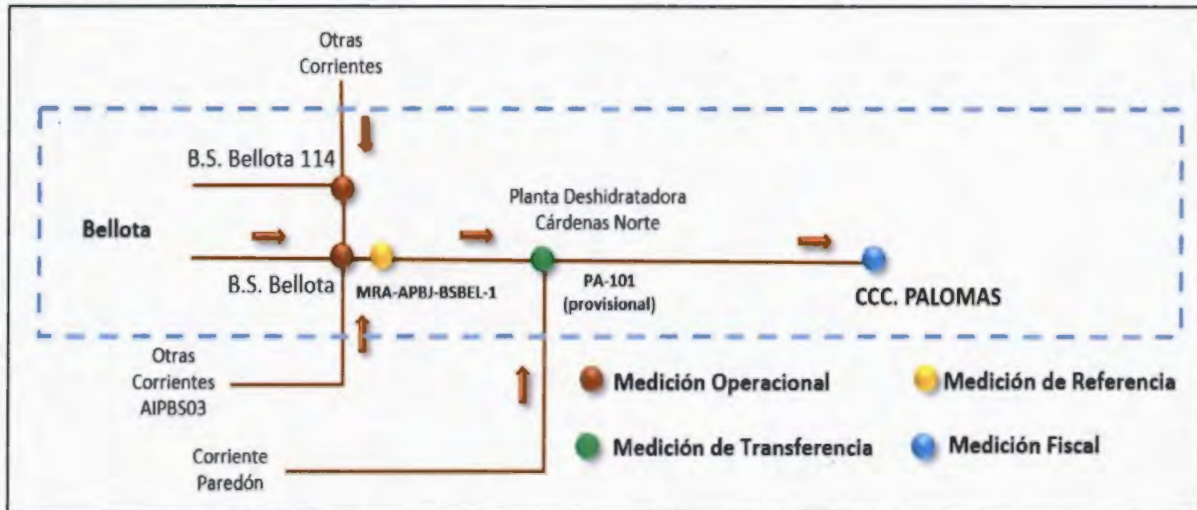


Figura 20. Sistemas de Medición de Líquidos (tipo de medición) correspondiente a la Asignación, estado futuro.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

A continuación, se describen los tipos de medición para petróleo correspondientes a la Asignación Bellota.

- **Medición Operacional**

La Cuantificación de los pozos actualmente se realiza por medio de separadores (bifásicos y/o trifásicos) y/o por medidores multifásicos a boca de pozo, dichos separadores cuentan con sistemas de medición en la descarga de cada fase.

Asimismo, PEP contempla llevar a cabo esta medición bajo el esquema de medición multifásica a boca de pozo, esto con el objetivo de obtener información técnica, oportuna, precisa y confiable para evaluar el comportamiento de los pozos durante su vida productiva que permitan la toma de decisiones en tiempo y forma. Dentro del "Cronograma de atención a Plan Estratégico de Medición 2018" presentado por PEP, se menciona que esta actividad será subcontratada y dicho servicio incluirá los equipos de medición multifásicos, instalación, configuración, calibración, operación, monitoreo, mantenimiento, movilización, apoyo técnico, refaccionamiento de los sistemas, entre otros.

El uso de los medidores multifásico en esta etapa del proceso es adecuado ya que permite obtener porcentajes de cada corriente de (agua, gas y aceite) provenientes de cada pozo. Para el uso de este tipo de medidores, PEP presentó lo correspondiente a lo establecido en el artículo 24 de los LTMMH.

La selección de los medidores multifásicos a emplearse se realizará de acuerdo con las características de los fluidos, condiciones técnicas y operativas del proceso. Las características técnicas, así como el programa de aforo de pozos para la Asignación, deberá de ser presentado a esta Comisión, antes de la entrada en operación de los mismos.

Dentro de la batería de Separación Bellota, se cuenta con un tanque de almacenamiento (TM-1) con capacidad de 5,000 bls, donde se lleva a cabo una medición estática y se obtiene el nivel total de líquido y la identificación del nivel de la interfase agua. Mediante este proceso es posible realizar la medición individual de los pozos y determinar por consiguiente la producción a nivel campo, dicha medición se clasifica de tipo operacional.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '4' at the top, '777' in the middle, and several illegible signatures at the bottom.

- **Medición de Referencia**

Se lleva a cabo en la Batería de Separación Bellota, donde el crudo estabilizado es cuantificado con un Sistema de Medición (TAG - MRA-APBJ-BSBEL-1), el cual cuenta con elemento primario (tipo ultrasónico), elementos secundarios (transmisor indicador de presión, transmisor indicador de temperatura, transmisor de densidad y medidor de corte de agua) y elemento terciario (Computador de Flujo). En la misma corriente se cuenta con producción correspondiente a las asignaciones, Bellota, Chipilín, Bricol, Edén, Jolote, Paché, Palangre, Madrefil y Yagual.

Cabe señalar que en la actualidad se lleva a cabo una segunda medición de referencia, esta se realiza previo a la entrada al proceso de la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, los hidrocarburos líquidos de la Corriente (Baterías Paredón, Bellota y Cárdenas Norte) son cuantificados en un sistema de medición de referencia tipo ultrasónico con Número de identificación TAG SMRA-AIPB S03-CORR PAREDÓN. Sin embargo, PEP dentro de su programa de trabajo plantea la modificación de un Sistema de Medición de transferencia en la Planta Deshidratadora Cardenas Norte.

- **Medición de Transferencia**

Actualmente la medición de transferencia se lleva a cabo en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus (CAB Cactus), en donde se recibe la producción del crudo hidratado de las baterías de Separación Agave, Cactus I, Cactus II, Giraldas, Sunuapa, Muspac y Sitio Grande del Activo Integral de Producción Bloques Sur 01 y las Baterías de Separación Bellota, Cárdenas Norte y Paredón, a una presión de 2.0 a 3.5 kg/cm² (28.4 a 49.78 psi), por medio del Oleoducto de 24 pulgadas de diámetro para su envío hacia los tanques para llevarse a cabo el proceso de deshidratación. El aceite es descargado y cuantificado a través de un Sistema de Medición de 6 pulgadas de diámetro que consta de un elemento primario (tipo ultrasónico), elementos secundarios (transmisor de presión estática, transmisor de temperatura, transmisor de densidad y transmisor analizador de corte de agua) y dos elementos terciarios (computador de flujo maestro y esclavo) que son los que se encargan de contabilizar el volumen que se envía hacia el Centro de Comercialización de Crudo Palomas (C.C.C Palomas). En la Figura 21 se presenta el diagrama de flujo de proceso para la medición de transferencia de aceite en la CAB Cactus.

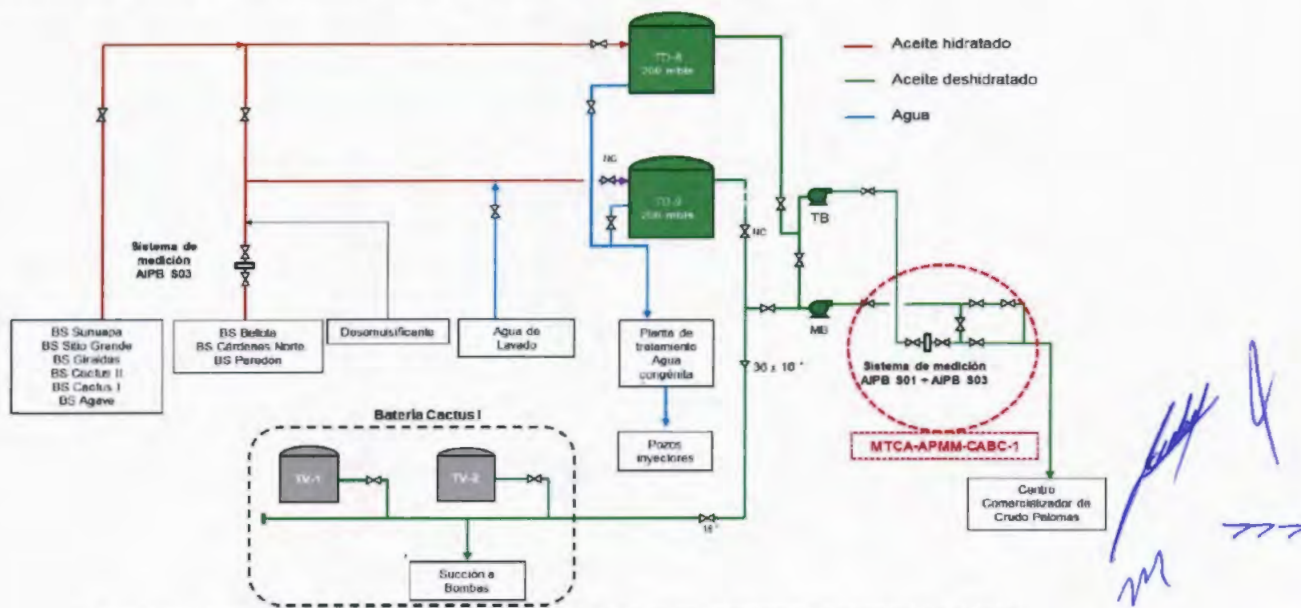


Figura 21. Diagrama de flujo de proceso para la medición de transferencia de Petróleo en la CAB. Cactus, TAG MTCA-APMM-CABC-1.

(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

Ubicación	TAG del Sistema de Medición	Tipo	Cantidad (Trenes de medición)	Tamaño	Incertidumbre
CAB. Cactus	MTCA-APMM-CABC-1	Ultrasónico	1	6 pg.	0.26 %

Tabla 15. Sistemas de Medición, Medición de Transferencia.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

El nuevo esquema de medición de transferencia planteado por PEP considera la medición en la Planta Deshidratadora Cárdenas Norte, donde se contempla llevar a cabo la separación, estabilización, deshidratación y desalado de aceite; tratamiento e inyección de agua congénita, así como los servicios auxiliares requeridos para el proceso, acondicionando el crudo para su envío al C.C.C Palomas sin tener que enviar el crudo a la C.A.B. Cactus para la deshidratación y desalado. El Sistema de Medición identificado (PA-101) cuenta con dos trenes de medición con elementos primarios tipo ultrasónicos, elementos secundarios (transmisor indicador de presión, indicador de presión, transmisor indicador de temperatura, transmisor indicador de densidad). De acuerdo con el cronograma de implementación del Sistema de Medición este entrará en operación a partir del 2019, no se especifica el mes, por lo cual PEP deberá dar aviso a la Comisión de la entrada en operación del Sistema de Medición en los términos de los artículos 48 de los LTMMH.

- **Puntos de Medición (Medición Fiscal)**

La medición fiscal de Petróleo correspondiente a la Asignación Bellota se encuentra en el C.C.C. Palomas, donde se disponen de los Sistemas de Medición SM-100, SM-700 y SM-1700, los cuales cuentan con elementos primarios tipo ultrasónicos, elementos secundarios de (presión, temperatura, densidad y corte de agua), y elementos terciarios (computador de flujo PA-100, PA-200 y PA-300). PEP informa que los Puntos de Medición antes referidos cuentan con sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de Hidrocarburos.

Ubicación	TAG del Sistema de Medición	Tipo	Cantidad (Trenes de medición)	Tamaño	Incertidumbre
CCC Palomas	PA-100	Ultrasónico	5	10 pg.	± 0.35 %
CCC Palomas	PA-700	Ultrasónico	3	8 pg.	± 0.33 %
CCC Palomas	PA-1700	Ultrasónico	3	8 pg.	± 0.35 %

Tabla 16. Sistemas de Medición, Punto de Medición en el CCC Palomas.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

La evaluación de estos Sistemas de Medición para el cumplimiento de los LTMMH, son presentados en el Anexo I del presente Dictamen Técnico.

PEP presentó los valores de incertidumbre asociados a cada tren de medición, así mismo, se presentan los programas correspondientes para la mejora y la actualización de la incertidumbre asociada a los sistemas de medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal, con la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 38 de los LTMMH.

PEP deberá de mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de incertidumbre de medida en los Sistemas de Medición, información que se deberá remitir a esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, fracción III de los LTMMH.

Cabe señalar que estos Puntos de Medición cuantifican la producción de Petróleo proveniente de otras asignaciones.

Medición de Gas

La producción de gas de la Asignación Bellota es manejada en las Baterías de Separación Bellota y Bellota 114 y su posterior envío a las Estaciones de Compresión Bellota y Bellota 114 continuando hacia las Estaciones de Compresión Paredón y Jujo, ambas instalaciones con puntos de medición de gas de transferencia; y finalmente, hacia el Complejo Procesador de Gas Cactus.

En el siguiente diagrama, se identifican los tipos de medición en el manejo y transporte de gas desde los pozos hasta el Punto de Medición (medición fiscal).

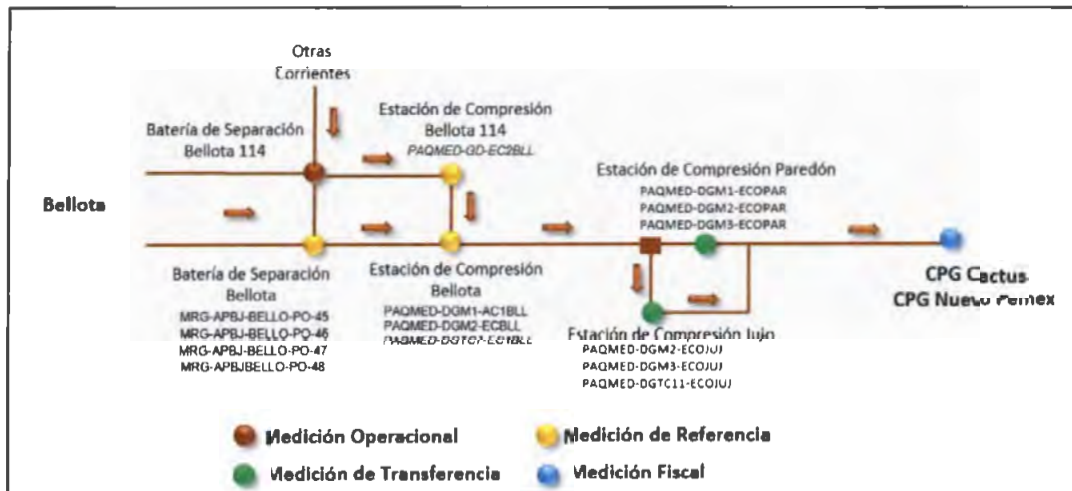


Figura 22. Sistemas de Medición de gas (tipo de medición) correspondiente a la Asignación. (Fuente. Comisión con información presentada por PEP)

A continuación, se describen los tipos de medición de gas correspondientes a la Asignación Bellota.

- **Medición Operacional**

La Cuantificación de los pozos actualmente se realiza por medio de separadores (bifásicos y/o trifásicos) y/o por medidores multifásicos a boca de pozo, dichos separadores cuentan con sistemas de medición en la descarga de cada fase.

Asimismo, PEP contempla llevar a cabo esta medición bajo el esquema de medición multifásica a boca de pozo esto con el objetivo de obtener información técnica oportuna, precisa y confiable para evaluar el comportamiento de los pozos durante su vida productiva, que permitan la toma de decisiones en tiempo y forma. Dentro del "Cronograma de atención al Plan Estratégico de Medición 2018" presentado por PEP, se menciona que esta actividad será subcontratada y dicho servicio incluye los equipos de medición multifásicos, instalación, configuración, calibración, operación, monitoreo, mantenimiento, movilización, apoyo técnico, refaccionamiento de los sistemas, entre otros.

El uso de los medidores multifásico en esta etapa del proceso es adecuado ya que permite obtener porcentajes de cada corriente de agua, gas y aceite provenientes de cada pozo. Para el uso de este tipo de medidores, PEP presentó lo correspondiente con lo establecido en el artículo 24 de los LTMH.

La selección de los medidores multifásicos a emplearse se realizará de acuerdo con las características de los fluidos, condiciones técnicas y operativas del proceso. Las características técnicas, así como el programa de aforo de pozos para la Asignación, deberá de ser presentado a esta Comisión.

Dentro de las Estaciones de Compresión Bellota y Paredón se cuenta con Sistemas de Medición con número de identificación (TAG-MGQ-APBJ-ECBEL-MU-1) y (TAG-MGQ-APBJ-ECPAR-MU-1) respectivamente, los cuales cuentan con elemento primario tipo ultrasónico, que contabilizan el flujo de gas enviado a quemador.

El gas residual para Bombeo Neumático y combustible proviene del gasoducto de 24 pg. de diámetro Ciudad PEMEX-México, con una presión de 58 Kg/cm². El gasoducto se deriva en dos corrientes, una de ellas alimenta a la Batería de Separación Bellota, Batería de Separación Bellota 114 y pozos con sistema artificial de Bombeo Neumático de los campos Bellota y Madrefil. La medición del gas residual para esta Asignación Bellota es cuantificada en la Caseta de Medición de Gas Bellota, mediante un sistema de medición tipo placa de orificio a cargo del Sistema Nacional de Gasoductos.

- **Medición de Referencia**

La medición referencial de gas de la Asignación Bellota se efectúa en la Batería Bellota, así como en las Estaciones de Compresión Bellota y Bellota 114.

Para el manejo y proceso de la producción, se dispone de la Batería de Separación Bellota, que recibe la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite-agua) de los pozos de la Asignación Bellota, en la cual se realiza la medición referencial de gas. El gas separado proveniente de los separadores horizontales de presión intermedia SHIP-1 y 2, ingresa al rectificador vertical de presión intermedia (RVIP- 2), en donde son eliminados los líquidos arrastrados en la corriente de gas, a una presión de operación de 5 kg/cm² y a una temperatura de 42 °C. El gas rectificado es enviado a la Estación de Compresión Bellota. Los módulos de compresión consideran cuatro etapas de compresión para acondicionar el gas a la presión requerida de salida, para su posterior envío a la Estación de Compresión Bellota cada módulo incluye un Sistema de Medición referencial tipo placa de orificio con número de identificación (TAG- MRG-APBJ-BELLO-PO-45), (TAG-MRG-APBJ-BELLO-PO-46), (TAG-MRG-APBJ-BELLO-PO-47) y (TAG-MRG-APBJ-BELLO-PO-48).

El gas de alimentación a la Estación de Compresión Bellota 114, proviene de la Batería de Separación Bellota 114 por medio de la línea de 12 pg. de diámetro con una presión aproximada de 6.6 kg/cm². El gas separado es enviado y medido a la salida de la Estación de Compresión Bellota 114, a través de un sistema de medición de referencia tipo placa de orificio con número de identificación (TAG -PAQMED-GD-EC2BLL).

El gas que entra a la Estación de Compresión Bellota se alinea a los 3 separadores horizontales generales de módulo a una presión de 4.65 kg/cm²; el gas separado alimenta a los turbocompresores a una presión de 4.5 kg/cm² y una temperatura de 36 °C cada uno, cada turbocompresor consta de 3 etapas de rectificación, compresión y enfriamiento. El gas separado es enviado y medido a la salida de la Estación de Compresión Bellota, a través de 3 sistemas de medición de referencia tipo placa de orificio con número de identificación (TAG-PAQMED-DGM1-AC1BLL), (TAG-PAQMED-DGM2-ECBLL) y (TAG-PAQMED-DGTC7-EC1BLL). El gas es enviado a la Estación de Compresión Paredón mediante un gasoducto 16 pg. x 33.9 km.

- **Medición de Transferencia.**

El gas procesado en la Estación de Compresión Bellota es enviado a las Estaciones de Compresión Paredón y Jujo, el cual es cuantificado con los Sistemas de Medición de transferencia tipo placa de orificio. En la Tabla 17 se presentan los Sistemas de Medición de transferencia.

Estación de Compresión	Ubicación	Identificación del Sistema de Medición	Tipo de medidor
Estación de Compresión Paredón	Descarga de Gas Modulo 1	TAG- PAQMED-DGM1-ECOPAR	Placa de Orificio
	Descarga de Gas Modulo 2	TAG-PAQMED-GM2-ECOPAR	
	Descarga de Gas Modulo 3	PAQMED-DGM3-ECOPAR	
Estación de Compresión Jujo	Descarga de Gas Modulo 2	TAG - PAQMED-DGM2-ECOJUJ	Placa de Orificio
	Descarga de Gas Modulo 3	TAG - PAQMED-DGM3-ECOJUJ	
	Descarga de Gas Modulo 11	TAG PAQMED-DGM11-ECOJUJ	

Tabla 17. Sistemas de Medición de gas, tipo referencial.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

• **Puntos de Medición (Medición Fiscal)**

Los Puntos de Medición (**Medición Fiscal**) para la cuantificación de gas correspondiente a la Asignación Bellota, se encuentran en el Complejo Procesador de Gas Cactus (C.P.G. Cactus) y Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex (C.P.G. Nuevo Pemex). En la Tabla 18, se presentan los sistemas de medición empleados para la cuantificación del gas. PEP informa que los Puntos de Medición antes referido cuentan con sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de Hidrocarburos.

Ubicación	Tipo de hidrocarburo	Tag- Sistemas de Medición	Tren de Medición	Incertidumbre	Diámetro
C.P.G. Cactus	Gas	PM-01	FE-116	± 2.36	24 pg.
			FE-117	± 2.28	
			FE-118	S/I	
			FE-119	± 2.55	
		PM-66	FE-100	± 1.39	24 pg.
			FE-110	± 1.17	
			FE-120	± 1.26	
			FE-130	± 1.22	
			FE-140	± 1.3	
			FE-150	± 1.26	
C.P.G. Nuevo Pemex	Gas	PM-11	TM-3501-A	± 4.65 %	16 pg.
			TM-3501-B	± 3.63 %	
			TM-3501-C	± 4.45 %	
			TM-3501-D	± 3.1 %	
			TM-3501-E	± 3.74 %	

Tabla 18. Sistemas de medición en los Puntos de Medición de gas.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

La evaluación de estos Sistemas de Medición para el cumplimiento de los LTMMH, son presentados en el Anexo I del presente Dictamen Técnico.

PEP presentó los valores de incertidumbre asociados a cada tren de medición, así mismo se presentan los programas correspondientes para la mejora y la actualización de la incertidumbre asociada a los sistemas de medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal, con la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 38 de los LTMMH.

PEP, deberá de mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de incertidumbre de medida en los Sistemas de Medición, información que se deberá remitir esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, fracción III de los LTMMH.

Cálculo del volumen de condensados

Derivado de la filosofía de operación de la infraestructura de la Asignación Bellota, en las Baterías de Separación Bellota y Bellota 114 se realiza la determinación del volumen de condensado de la corriente de gas de manera teórica, bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5, ya que, en esta ubicación se cuantifica el volumen total de la producción de gas, sin haber pasado por procesos de compresión, para lo cual se utiliza como insumo los resultados de los análisis de cromatografía en estos puntos de muestreo y el volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición de estas instalaciones.

Cabe aclarar que, en las Baterías de Separación Bellota y Bellota 114, no se generan condensados a reportar.

En el proceso de distribución, los condensados se obtienen posterior a las Baterías de Separación durante las etapas de compresión y durante el transporte, generado por los cambios de presión y temperatura (puntos de aplicación del factor de encogimiento).

Medición de agua.

El agua se cuantifica de manera directa empleado medidores multifásicos a boca de pozo, asimismo, en la Batería de Separación Bellota se efectúa la separación de agua libre mediante el almacenamiento de los fluidos líquidos en los tanques de almacenamiento TV-1, TV-2 y TM-1, donde el aceite es deshidratado. El agua separada por el efecto de segregación gravitacional en los tanques de almacenamiento es enviada al pozo inyector Bellota 1-A.

En la CAB Cactus, se efectúa el proceso de deshidratación y desalado del crudo, en el tanque TDA-8, y posterior Medición de salida con rumbo al C.C.C. Palomas.

El agua congénita separada en el TDA-8, se efectúa mediante el efecto de segregación gravitacional y esta es enviada mediante bombas a pozos para su inyección, los cuales son: Cactus 42, Cactus 82, Cactus 20 (Fuera de operación) y Cactus 64.

Determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos

Para la elaboración del balance de los hidrocarburos producidos en la Asignación Bellota, PEP propone los procedimientos denominados "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Aceite en la Subdirección de Producción Campos Terrestres" y "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Gas Natural en la Subdirección de Producción Bloques Sur", donde se considera la producción de aceite y gas bruta, neta y el corte de agua de la Batería de Separación Bellota, Centro de Almacenamiento y Bombeo Cactus, Centro Comercializador de Crudo Palomas (para aceite), Estaciones de Compresión Bellota, Paredón, Jujo, Complejo Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex (para gas), en los cuales se procesa y se lleva a cabo la distribución de los volúmenes producidos de la Asignación Bellota. Cabe señalar que en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y los Complejos Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex confluye la producción de más de una Asignación, por lo que la corriente de Bellota se

mezcla con otras Asignaciones. Los procedimientos propuestos consideran las actividades, movimientos operativos programados y no programados, aforos de pozos, traspasos, desincorporación de gas (quemado, autoconsumo, sellos, bombeo neumático, entre otros) y los cálculos generales para realizar los balances de la producción.

Así mismo, PEP presentó procedimientos de Asignación y medición de los hidrocarburos, donde se considera la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal, donde confluye la producción de la Asignación Bellota, para la Asignación de los volúmenes de producción para cada uno de los pozos a partir del prorrateo de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición para aceite (Centro Comercializador de Crudo Palomas) y en los Puntos de Medición para gas (CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex), esto debido a que la Asignación Bellota, como ya se mencionó, confluye a los Puntos de Medición en conjunto con otras Asignaciones.

Para la determinación de los volúmenes de condensados equivalentes del gas medido, PEP menciona que realizará el cálculo con base al estándar API MPMS 14.5 (Manual of Petroleum Measurement Standards) mediante el uso del análisis cromatográfico del gas medido.

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 250.604/2018 de fecha 08 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-143 recibido con fecha de 16 de octubre 2018, la SHCP respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por PEP, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida 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 PEP 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 su Anexo correspondiente.

Para el caso de la opinión emitida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), se recomienda que PEP desarrolle e implemente la metodología por bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las Áreas de Asignación o Áreas Contractuales, en cumplimiento con las premisas solicitadas por la misma SHCP, para lo cual se deberá realizar un programa y cronograma de actividades que den cumplimiento a esto, e informando y presentando a esta Comisión del desarrollo del programa y su implementación.

b) Comercialización de Hidrocarburos

Conforme a la información presentada por el Asignatario en la solicitud de modificación al Plan relacionada con Comercialización de Hidrocarburos, después de revisar y analizar dicha información por parte de la Comisión se determinó que la Asignación-0046-M-Campo-Bellota envía la producción de gas a las Baterías de Separación Bellota y Bellota 114 y su posterior envío a las Estaciones de Compresión Bellota y Bellota 114, donde continua hacia las Estaciones de Compresión Paredón y Jujo ambas instalaciones con puntos de medición de gas de transferencia; y finalmente al punto de medición fiscal (Complejo Procesador de Gas Cactus y Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex) para su tratamiento y adecuación, es importante mencionar que en el C.P.G Cactus también se maneja la producción de los campos Yagual, Palangre, Chinchorro y Bricol, también maneja la producción de Chipilín, Cobra, Edén-Jolote, Madrefil y Paché,

derivado de lo anterior, se aclara el cumplimiento de las especificaciones comerciales de venta y distribución.

Para efectos del transporte de los hidrocarburos líquidos (aceite neto más agua producida) se utiliza un oleoducto de 16" ø x 19 km desde la Batería de Separación Bellota hasta el nudo Cárdenas que después se interconecta al oleoducto de 16" ø Paredón-C.A.B. Cactus de 24.2 km, donde finalmente llegará al tanque deshidratador y almacenamiento TDA-8 y con salida a C.C.C. Palomas con las condiciones de calidad y venta.

El esquema de extracción de la Asignación A-0046-M–Campo Bellota considera la recolección, procesamiento y el transporte de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, mediante un sistema de ductos, instalaciones de proceso que van desde los pozos hasta su punto de transferencia de custodia de la Subdirección de Producción Bloques Sur, a la Interconexión Nudo Cárdenas administrada por la Gerencia de Operaciones de Tratamiento y Logística Primaria Sur (GOTLPS) correspondiente a la Dirección de PEMEX Logística. A partir del punto de transferencia, la GOTLPS tiene establecido un Acuerdo de tarifas para la prestación de los servicios logísticos en los sistemas de Tratamiento y Logística Primaria; PXL-SC-134-2017, para acondicionamiento, almacenamiento y transporte, hasta los distintos puntos de comercialización.

c) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0186-M fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, por lo que en esta solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo, el Asignatario presenta la actualización a dicho programa, la cual se muestra a continuación.

El Asignatario presentó la actualización al Programa de Aprovechamiento de Gas, la cual fue analizada por esta Comisión y se llegó a la conclusión que considera las mismas acciones e inversiones aprobadas por la Comisión. El objetivo del Asignatario planteado es la conservación y el uso eficiente del gas natural asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución de este en condiciones técnicas y económicamente viables.

Considerando lo establecido en las disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos el cálculo de la meta de aprovechamiento anualizado se calcula con la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \left[\frac{A+B+C+T}{GP+GA} \right] \times 100$$

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

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

Por lo que la meta de aprovechamiento de gas natural asociado (MAG) de la Asignación para el año 2018 es la siguiente:

$$MAG_{18} = \left[\frac{1.23 + 9.04 + 3.57}{3.64 + 10.26} \right] \times 100 = 99.5\%$$

En la Tabla 19 y Figura 23 se muestran los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma anual para el resto de la vigencia perteneciente a la Asignación.

Programa de Gas (MMpcd)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de gas*	4.22	3.91	4.76	6.67	6.84	5.75	4.92	4.22	3.64
Autoconsumo	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
Bombeo Neumático (propio)	13.52	11.01	12.83	14.12	13.80	12.17	10.17	9.39	9.04
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	4.13	3.82	4.69	6.60	6.78	5.69	4.85	4.15	3.57
Gas Adicional	14.74	12.24	14.06	15.34	15.03	13.39	11.39	10.62	10.26
Gas Natural no Aprovechado	0.089	0.09	0.07	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069
% de aprovechamiento	99.53%	99.45%	99.64%	99.69%	99.69%	99.64%	99.58%	99.54%	99.51%

Programa de Gas (MMpcd)	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de gas*	3.15	2.73	2.80	19.47	20.90	20.71	21.32	15.12
Autoconsumo	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
Bombeo Neumático (propio)	7.99	7.92	7.43	6.76	5.56	2.72	2.41	0.41
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	3.08	2.66	2.73	19.40	20.83	20.65	21.25	15.05
Gas Adicional	9.21	9.14	8.65	7.98	6.79	3.94	3.64	1.64
Gas Natural no Aprovechado	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069
% de aprovechamiento	99.44%	99.42%	99.40%	99.75%	99.75%	99.72%	99.72%	99.59%

*Gas producido asociado (no considera nitrógeno)

Tabla 19. Porcentajes de aprovechamiento para el Plan.
(Fuente. PEP)

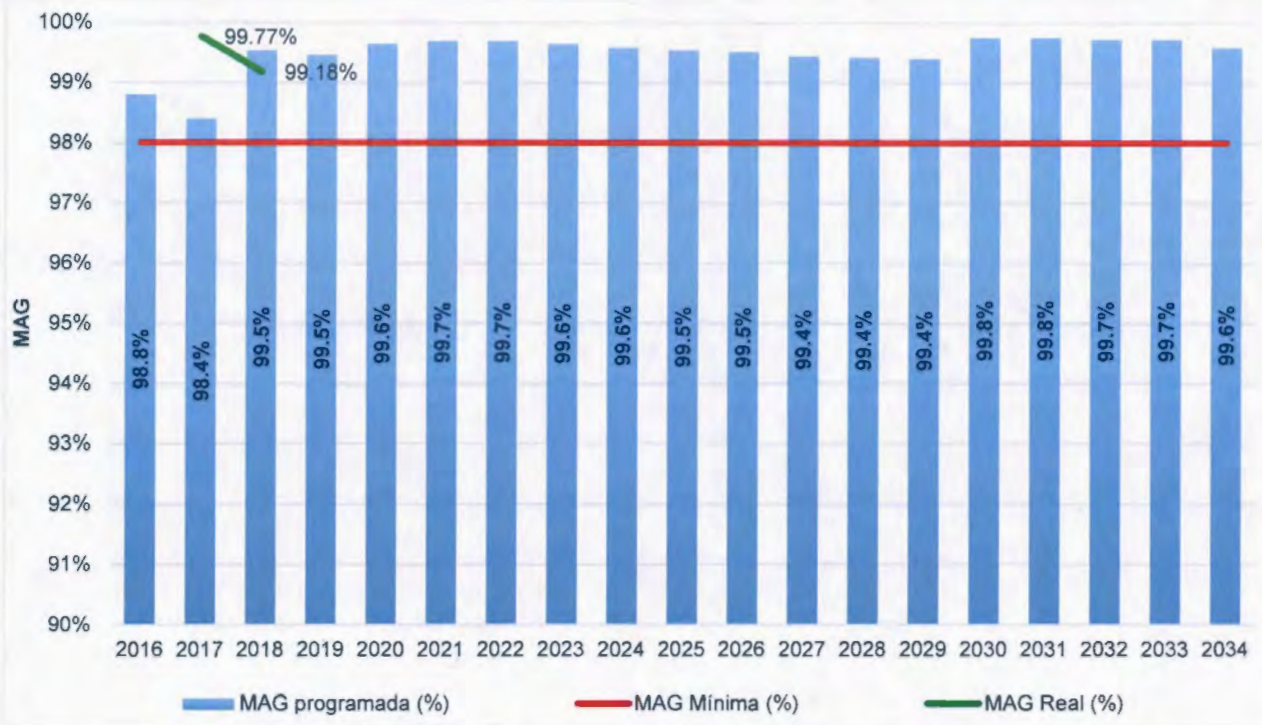


Figura 23. Porcentaje de cumplimiento de aprovechamiento de gas en la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Como acciones a realizar para incrementar el aprovechamiento de gas en la Asignación, el Asignatario considera el mantenimiento preventivo y predictivo a los equipos que manejan el gas Tabla 20, para incrementar la confiabilidad de estos y el manejo de pozos.

No se tiene visualizado llevar a cabo infraestructura nueva para el aprovechamiento del Gas, sólo considera continuar con el manejo eficiente del gas en la instalación Estación de Compresión Bellota que maneja el gas de la Asignación, apoyados en los programas de mantenimiento de los equipos para manejo de gas (Continuidad Operativa).

Instalación	Equipo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Estación de Compresión Bellota	TC-01			A		T			S			T		4
	TC-02		T			S			T			A		4
	TC-03	T			S		T			A			T	5
	TC-04	A			T		S			T			A	5
	TC-05			T			S		T			A		4
	TC-06		T		A			T			S		T	5
	TC-07	M	A		M	T	M		S	M	T		M	9
	RV1		A		B			B		S		B		5
	RV2	B		A			B		B		S		B	6
	RV3		B		B			S		B		B	A	6
Total		4	5	3	6	4	6	2	6	4	4	4	5	53

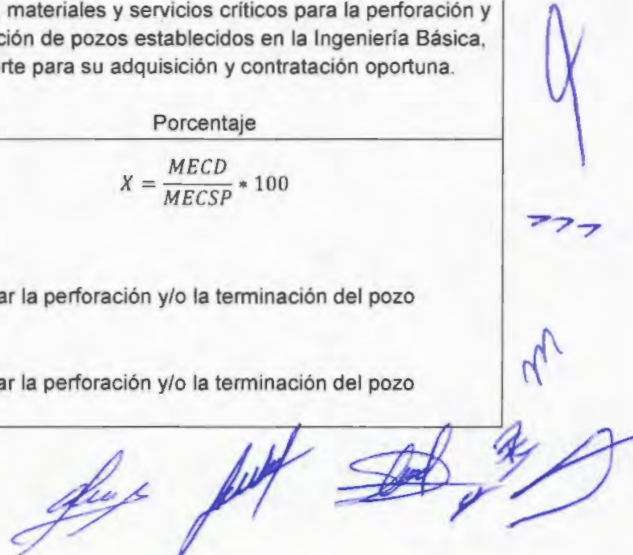
A= Anual M= Mensual B= Bimestral T=Trimestral S= Semestral

Tabla 20. Programa de mantenimiento con impacto en el aprovechamiento de gas.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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 las Tablas 21 y 22 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo a lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Característica	Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Visualización	Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Conceptualización
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Visualización garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto.	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Conceptualización garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$	$X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Característica	Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Definición	
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Definición garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto.	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$	
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Característica	Cumplimiento del tiempo real de entrega de Programa de Intervención autorizado a UNP	Grado de disponibilidad de equipos, materiales y servicios (EMS) de perforación y terminación.
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la entrega del Programa Autorizado a UNP, tiempo medido antes del inicio de la intervención del pozo.	El propósito de este indicador es gestionar la procura de los equipos, materiales y servicios críticos para la perforación y terminación de pozos establecidos en la Ingeniería Básica, soporte para su adquisición y contratación oportuna.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T \text{ Estimado}}{T \text{ Real de entrega}} * 100$	$X = \frac{MECD}{MECSP} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y/o la terminación del pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y/o la terminación del pozo



Característica	Nivel de convergencia al Limite Técnico	Lecciones aprendidas
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el grado aproximación del tiempo de perforación y terminación real al tiempo establecido en el Limite Técnico.	El propósito de este indicador es evaluar en qué grado se documentan y difunden las Lecciones Aprendidas identificadas en la etapa de Evaluación del VCDSE de pozos
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T (Perf + Term) real}{T (Lt)} * 100$	$X = \frac{L. A Difundidas}{L. A Identificadas} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la terminación del pozo	Al finalizar la perforación y terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la terminación del pozo	Al finalizar la perforación y terminación de un pozo
Característica	Cumplimiento del gasto inicial de producción	Éxito de desarrollo
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el grado de certeza en la estimación del gasto inicial de producción del pozo.	El propósito de este indicador es evaluar el cumplimiento del compromiso de éxito de desarrollo.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{Gip real}{Gip esperado} * 100$	$X = \frac{N. pozose}{T. pozosperf} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la terminación de un pozo	Al finalizar la perforación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la terminación de un pozo	Al finalizar la perforación de un pozo
Característica	Éxito en costo de perforación del pozo	
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del costo programado de perforación del pozo.	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{CReal.Perf}{C. Prog. Perf} * 100$	
Frecuencia de medición	Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo	
Característica	Éxito en costo de terminación del pozo	Éxito en el tiempo de perforación del pozo
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del costo programado de terminación del pozo.	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del tiempo programado de perforación del pozo
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{CReal.Term}{C. Prog. Term} * 100$	$X = \frac{TReal.Perf}{T. Prog. Perf} * 100$
Frecuencia de medición	Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo	Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo	Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo
Característica	Éxito en el tiempo de terminación del pozo	Objetivos geológicos alcanzados
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del tiempo programado de terminación del pozo	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de cumplimiento de los objetivos del proyecto pozo.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{TReal.Term}{T. Prog. Term} * 100$	$OGA = \frac{NObj - alcanzd}{N. Obj - Prog.} * 100$

Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión	Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo	Al finalizar la perforación del pozo Al finalizar la perforación del pozo
Característica	Éxito geométrico del pozo	
Metas o parámetros de medición Unidad de medida	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad de la geometría del diseño real del pozo. Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión	$EG = \frac{\sum_{i=1}^n [OD_i^2 (MD_i - MD_{i-1})]_{Progl}}{\sum_{i=1}^n [OD_i^2 (MD_i - MD_{i-1})]_{real}}$ Al finalizar la perforación del pozo Al finalizar la perforación del pozo	
Característica	Producción	Producción
Metas o parámetros de medición Unidad de medida	Determinar diariamente el contenido de agua y sedimentos en la corriente de hidrocarburos líquidos, de acuerdo a la metodología de análisis y frecuencia de muestreo seleccionado según especificaciones contractuales aplicables o de control de proceso locales. Definir el estatus de cada día como dentro o fuera de especificación.	Determinar el contenido de Nitrógeno en la corriente de hidrocarburos gaseosos, de acuerdo a la metodología de análisis y frecuencia de muestreo seleccionado según especificaciones contractuales aplicables o de control de proceso locales. Definir el estatus de cada análisis cromatográfico como dentro o fuera de especificación.
Fórmula o descripción del indicador	% días = (NF/N)*100	% días = (NF/N)*100
Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión	% días= Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos. NF= Número de días fuera de la especificación máxima de contenido de agua y sedimentos. N= Número de días totales del mes. Dato fuera de especificación >13% Anual	% días= Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de Nitrógeno en hidrocarburos gaseosos. NF= Número de días fuera de la especificación máxima de contenido de Nitrógeno. N= Número de días totales del mes. Dato fuera de especificación >7% Anual

Tabla 21. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo.
(Fuente: Asignatario)

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

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

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

Tabla 22. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo.
(Fuente: CNH)

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 Asignatario en la Asignación, 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.

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

- 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 23.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	4		
Terminación	4		
Reparación Mayor	5		
Reparación Menor			
Estimulaciones	201		
Limpiezas	293		
Ductos	2		
Abandono de pozos	20		

Tabla 23. 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 24.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Evaluación			
i. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.1		
Desarrollo			
ii. General	43.1		
iii. Perforación de Pozos	73.3		
iv. Construcción instalaciones	9.8		
Producción			
v. General*	283.8		
vi. Pruebas de Producción	23.2		
viii. Construcción instalaciones	67.2		
ix. Intervención de pozos	48.8		
x. Operación de instalaciones de producción	71.2		
xi. Ductos	2.3		
xii. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.1		
Abandono			
xiii. Desmantelamiento de instalaciones	19.8		

Tabla 24. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión)

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 25.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de aceite programada (mbd)	2.90	2.88	3.51	4.19	4.11	3.46	2.95	2.52	2.16	1.87
Producción de aceite real (mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas programada (mmpcd)	4.21	3.91	4.76	6.67	6.85	5.76	4.92	4.22	3.64	3.15
Producción de gas real (mmpcd)										
Porcentaje de desviación										

Fluido	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total 2018-2034 (MMb y MMMpc)
Producción de aceite programada (mbd)	1.63	1.46	2.12	1.26	0.44	0.25	0.02	13.80
Producción de aceite real (mbd)								
Porcentaje de desviación								
Producción de gas programada (mmpcd)	2.73	2.80	19.47	20.90	20.71	21.32	15.12	55.20
Producción de gas real (mmpcd)								
Porcentaje de desviación								

Tabla 25. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.
(Fuente: Comisión)

- iv) De igual manera se verificará la ejecución de las actividades Planeadas por el Asignatario que están encaminadas a cumplir con la MAG en la Asignación. La Comisión dará seguimiento a la producción real de gas, al volumen de gas aprovechado y a la MAG que se obtenga derivada de ejecución de las actividades de manera mensual para los tres primeros años, como se muestra en las Tablas 26, 27 y 28, respectivamente.

Programa de Gas (2018)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Producción de gas + adicional (MMPCD)	19.11	17.89	19.6	18.47	18.89	19.07	19.55	19.57	18.04	19.53	18.74	18.91
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	19	17.8	19.55	18.4	18.85	18.95	19.44	19.44	17.9	19.45	18.72	18.82
% de aprovechamiento	99.4%	99.5%	99.7%	99.6%	99.8%	99.4%	99.4%	99.3%	99.2%	99.6%	99.9%	99.5%
Producción de gas + adicional (MMPCD)												
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)												
% de aprovechamiento												
Porcentaje de desviación												

Tabla 26. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.
(Fuente: Comisión)

Programa de Gas (2019)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Producción de gas + adicional (MMPCD)	15.84	15.11	15.98	15.49	15.73	15.03	15.49	15.46	15.25	18.47	17.83	17.89
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	15.72	15.03	15.92	15.43	15.69	14.9	15.38	15.33	15.11	18.39	17.8	17.8
% de aprovechamiento	99.2%	99.5%	99.6%	99.6%	99.7%	99.1%	99.3%	99.2%	99.1%	99.6%	99.8%	99.5%
Producción de gas + adicional (MMPCD)												
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)												
% de aprovechamiento												
Porcentaje de desviación												

Tabla 27. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.
(Fuente: Comisión)

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

Programa de Gas (2020)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Producción de gas + adicional (MMPCD)	18.12	17.44	18.02	17.47	17.79	16.61	19.32	20.51	19.98	20.53	19.87	19.98
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	18.03	17.37	17.98	17.43	17.77	16.51	19.24	20.41	19.87	20.48	19.87	19.91
% de aprovechamiento	99.5%	99.6%	99.8%	99.8%	99.9%	99.4%	99.6%	99.5%	99.4%	99.8%	100.0%	99.6%
Producción de gas + adicional (MMPCD)												
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)												
% de aprovechamiento												
Porcentaje de desviación												

Tabla 28. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.

(Fuente: Comisión)

- v) Asimismo, la Comisión dará seguimiento a la producción real de gas, al volumen de gas aprovechado y a la MAG se obtenga derivada de ejecución de las actividades de manera anual para el periodo de 2021-2034, como se muestra en la Tabla 29.

Programa de Gas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de gas + adicional (MMPCD)	22.01	21.87	19.14	16.31	14.84	13.9	12.36
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	21.95	21.81	19.09	16.25	14.77	13.84	12.3
% de aprovechamiento	99.7%	99.7%	99.7%	99.6%	99.5%	99.6%	99.5%
Producción de gas + adicional (MMPCD)							
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)							
% de aprovechamiento							
Porcentaje de desviación							

Programa de Gas	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de gas + adicional (MMPCD)	11.87	11.45	27.45	27.69	24.65	24.96	16.76
Volumen de gas aprovechado (MMPCD)	11.81	11.39	27.39	27.62	24.6	24.89	16.69
% de aprovechamiento	99.5%	99.5%	99.8%	99.7%	99.8%	99.7%	99.6%
Producción de gas + adicional (MMPCD)							
Volumen real de gas aprovechado (MMPCD)							
% de aprovechamiento							
Porcentaje de desviación							

Tabla 29. Indicador de desempeño del porcentaje de aprovechamiento en función de la producción y volumen de gas aprovechado reportado.

(Fuente: Comisión)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller ones, some with the letter 'M'.

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 de la Asignación A-0064-M-Campo Bellota, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1255/2018, de fecha 30 de octubre de 2018, informó lo siguiente:

- La Asignación A-0064-M-Campo Bellota, se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/ AI0417, del Sistema de Administración del REGULADO, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: Activo Integral de Producción Bloque 503, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/ AI0417-03.

Por lo anteriormente expuesto, esta DGGEERC le hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la autorización número: ASEA-PEM16001C/ AI0417, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas dentro de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0046-M-Campo Bellota, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. Cumplir con lo establecido en el RESUELVE TERCERO del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, mismo que a la letra dice:

RESUELVE TERCERO. - Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue.

2. Ajustarse a lo establecido en 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, publicadas el 13 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (LINEAMIENTOS); ingresando ante la AGENCIA el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "A viso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", del Registro Federal de Trámites y Servicios de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparados en la autorización número ASEA- PEM16001C/ AI0417.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

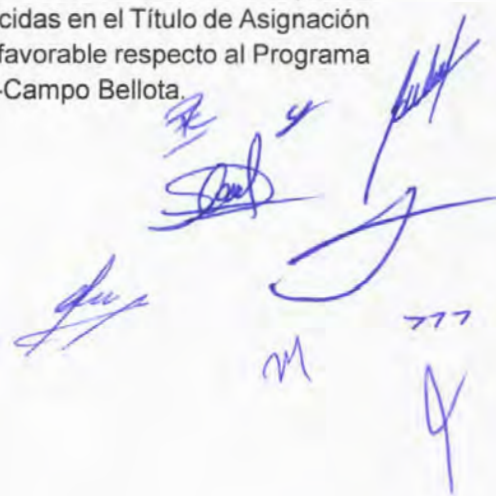
Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0064-M-Campo Bellota, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En la información presentada por el Asignatario se observa el siguiente porcentaje de cumplimiento de Contenido Nacional:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Porcentaje de Contenido Nacional	32.15%	33.24%	34.15%	35.28%	36.57%	37.21%	39.10%	40.75%

Tabla 30. Porcentaje de Contenido Nacional.
(Fuente: SE)

En relación a la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2018.432 de fecha 23 de noviembre de 2018, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional, informa que es probable que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2018-2025, en consecuencia, tienen una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación A-0064-M-Campo Bellota.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right, a signature on the left, and initials 'M' and '777' at the bottom.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6, 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b), h) y 41 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 Título de Asignación.

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

La toma de información propuesta durante la realización de actividades de extracción dentro de la Asignación, a través de las perforaciones e intervenciones de pozos programadas permitirán identificar las causas, problemática y riesgos existentes en los yacimientos, desarrollar un mejor conocimiento sobre los yacimientos Plioceno superior, Cretácico Superior-Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Bellota. Aunado a lo anterior, dicha propuesta de toma de información técnica ayudará a tener una adecuada administración del campo y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos del Campo Bellota, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

De acuerdo con la estrategia de extracción y el desarrollo de las actividades físicas propuestas en la modificación al Plan de Desarrollo por el Asignatario consiste en la perforación de 4 pozos, 5 RMA con objetivo de explotar los yacimientos del Cretácico y Jurásico, 494 RME, consistentes en la limpiezas y estimulaciones, para el mantenimiento de la producción y la construcción de 2 ductos, contribuyen a elevar los factores de recuperación, llegando a una producción final acumulada de 202.3 mmb de aceite y 437.9 mmmpc de gas natural, lo cual equivale a factores finales de recuperación de aceite y de gas natural de 33.3% y de 44.4% respectivamente, para la vigencia de la Asignación en 2034.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en la perforación y terminación de 4 pozos, la construcción de 2 ductos, la realización de 5 RMA y 494 RME. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción mediante el desarrollo de nueva infraestructura y la información de los yacimientos permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que la estrategia de explotación que se presenta en la modificación del Plan de Desarrollo para los yacimientos de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota se basa en un plan de administración de yacimientos sustentado en mejores prácticas, aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas.

Las tecnologías a utilizar por el Asignatario respecto a la terminación de Pozos, a la ingeniería de yacimientos y producción, como es la utilización del sistema artificial de Bombeo Neumático, la instalación de sensores de presión de fondo, la utilización de infraestructura existente para llevar a cabo las actividades del Plan propuesto, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en los yacimientos de la Asignación.

Asimismo, de concluye que las tecnologías propuestas, como la aplicación de sistemas artificiales de producción, estimulaciones trazadas con marcadores radiactivos y Sensores de superficie y de fondo permanentes, a utilizar por el Asignatario son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro de la Asignación, las cuales, contribuyen a maximizar los factores de recuperación, puesto que el factor de recuperación de aceite incrementaría de 31.1 a 33.3 % y el factor de recuperación de gas incrementaría de 38.8 a 44.4% en el periodo de enero 2018 a agosto 2034. Asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutará en condiciones económicamente viables.

e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la Solicitud, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18, a la fecha de aprobación la Asignación daba cumplimiento a la MAG.

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó en la solicitud de modificación al Plan diversa información relacionada con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, la cual fue analizada por esta Comisión y se llegó a la conclusión que no modifica la meta de aprovechamiento de gas, manteniendo las acciones e inversiones que originalmente fueron aprobadas en la Resolución de referencia.

Cabe hacer mención que la Solicitud no considera modificación respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

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

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0046-M - Campo Bellota en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, presentados mediante la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, dicha evaluación se realizó conforme lo establecido en el Artículo 43, fracciones I, II, III, IV de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, se consideran técnicamente y cumplen con los requerimientos solicitados en los artículos 42, 43, 44 y 46 de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la implementación de los Mecanismos de Medición se consideran técnicamente viables a las actividades propuestas conforme lo establecido en el presente Anexo I, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por PEP en el Plan de Desarrollo:

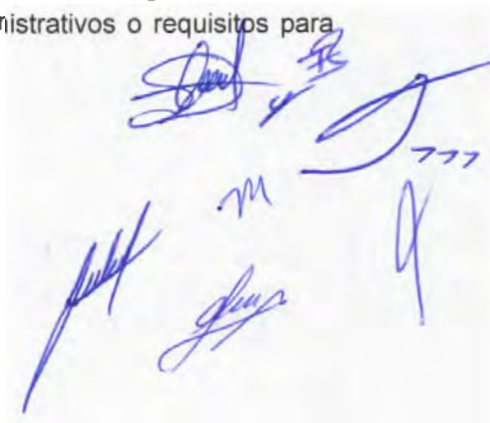
- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 8, 9, 19 fracciones I, II, III, IV y V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- ii. Se analizó la información proporcionada por PEP 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 PEP.
- 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 250.604/2018 de fecha 08 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-143 recibido con fecha 16 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 pueden determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementada.
- v. En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, 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 está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.
- vi. La propuesta de los Mecanismos de Medición es viable y adecuada en su implementación para la Asignación;
- vii. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- viii. 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 el apartado IV de la presente evaluación.
- ix. Se determina que PEP deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.

- x. Respecto a la propuesta y justificación para la utilización de medidores multifásicos como medición operacional en los pozos, se establece que dicha propuesta es viable conforme lo establecido el artículo 24 de los LTMMH.
- xi. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que serán presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado XI del presente Anexo I.
- xii. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se aprueban los Diagnósticos que serán presentados por PEP, conforme al análisis establecido en el apartado XI del documento referente a Medición que acompaña al Anexo Único de la presente Dictamen Técnico, y
- xiii. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0046-M - Campo Bellota en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16, así como no se podrá considerar los Puntos de Medición del Anexo 3 de dichos LTMMH, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A--0064-M-Campo Bellota, con una vigencia hasta el año 2034, en virtud de que resulta técnicamente viable y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Lo anterior en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la presente Asignación, Incluyendo las relativas al Abandono, Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente, en términos de lo dispuesto en el Título de Asignación, así como la normativa aplicable.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable.

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, a smaller one below it, and several initials scattered around.

IX. Recomendaciones

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

Acelerar las actividades para actualizar el modelo estático de los yacimientos, así como los estudios y pruebas de laboratorio que permita diseñar pruebas piloto, con el objetivo de seleccionar e implementar el método de recuperación adicional al primario, y así asegurar el mantenimiento de presión del yacimiento.

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

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

Adecuar y optimizar infraestructura, para evitar el sobredimensionamiento y de esta forma asegurar la estabilidad del flujo.

Administrar el ritmo de vaciamiento, así como de las actividades de desarrollo de los yacimientos Plioceno superior, Cretácico Superior-Medio-Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano correspondientes a la Asignación A-0064-M-Campo Bellota, lo anterior considerando que el campo se encuentra en declinación debido a la disminución de presión como resultado del volumen extraído de hidrocarburos, dando como resultado el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite y la disminución de la ventana operativa de aceite, lo cual podría afectar la estrategia de desarrollo a largo plazo.

Evaluar escenarios para la aplicación de procesos de recuperación mejorada de producción, así como considerar la evaluación integral de campos vecinos que comparten características similares del sistema roca-fluido, mecanismos de producción de los yacimientos, y el uso infraestructura, con la finalidad de optimizar los procesos de producción y administración de yacimientos.

Una vez que se apruebe la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0064-M-Campo Bellota, PEP deberá actualizar los Programas Anuales de Trabajo correspondientes.

En relación con lo señalado con antelación y derivado el análisis realizado por esta Comisión a la estrategia de extracción de hidrocarburos de la Asignación materia del presente Dictamen, en específico con lo referente a la extracción del gas contenido en el casquete, se recomienda que el Asignatario de seguimiento a la producción de aceite y gas, así como evalué la factibilidad de realizar un nuevo planteamiento respecto a la fecha de inicio de la extracción de casquete de gas, lo anterior debido al comportamiento dinámico y a que la segregación gravitacional que se presenta en los yacimientos resulta ser el mecanismo de empuje más eficiente para desplazar el aceite contenido en la matriz hacia los pozos productores.

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente 5S.7.DGDE.0112/2018 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0064-M-Campo Bellota.

X. Opinión de la modificación al Anexo 2 del Título de Asignación

Con respecto al Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Título de Asignación, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por PEP no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo.

No obstante, lo anterior esta Comisión observa que debido al comportamiento dinámico de los yacimientos se redujeron de 6 a 5 RMA, de acuerdo con el Compromiso Mínimo de Trabajo y con la modificación de Plan de Desarrollo propuesto, es decir, en el transcurso del periodo comprendido de los años 2014 al 2018 se observó aumento en el corte de agua así como la disminución de la presión del yacimiento cretácico del bloque sur, por lo que resultan técnicamente viables las actividades propuestas por PEP, motivo por el cual la Comisión analizó la factibilidad de recomendar a la SENER modificar el Anexo 2 del Título de Asignación.

En este sentido, se advierte que las condiciones no son óptimas para realizar la totalidad de las RMA contempladas inicialmente en el Compromiso Mínimo de Trabajo. Sin perjuicio de lo anterior, se observa que la información técnica obtenida mediante la ejecución de las actividades presentadas en la modificación al Plan de Desarrollo objeto del presente dictamen, se ayudará a tener una adecuada administración del campo y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos de la Asignación Bellota.

Por lo antes expuesto, resulta técnicamente procedente recomendar a la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea coincidente con las actividades propuestas por PEP en el Plan de Desarrollo, en los siguientes términos:

Metas físicas (número)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perforaciones	-	1	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones	-	1	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones mayores	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3

Metas físicas (número)	2031	2032	2033	2034	Total
Perforaciones	-	-	-	-	4
Terminaciones	-	-	-	-	4
Reparaciones mayores	-	-	-	-	5

Tabla 31. Actividades programadas en la modificación del Plan de Desarrollo.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

La propuesta se alinea a las reparaciones mayores proyectadas en el Plan de Desarrollo en el horizonte 2018-2034 las cuales consisten en 5 reparaciones mayores con objetivos Cretácico y Jurásico con las cuales pretender recuperar 0.73 mmb a la vigencia de la Asignación. Asimismo, con las actividades de perforación contempladas en la modificación al Plan de Desarrollo objeto del presente dictamen represa una recuperación final estimada de 8.82 mmb. Respecto a las reparaciones menores programadas buscan mantener la producción de hidrocarburos.

En consecuencia, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se somete a consideración de la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación en los términos referidos con antelación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Elaboró

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

Elaboró

Ing. Mariana Sánchez Colín
Director de Área
Dirección General de Medición

Elaboró

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

Elaboró

Ing. Yusam De Jesús Anguiano Alvarado
Subdirectora de Área
Dirección General de Comercialización de
Producción

Revisó

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

Revisó

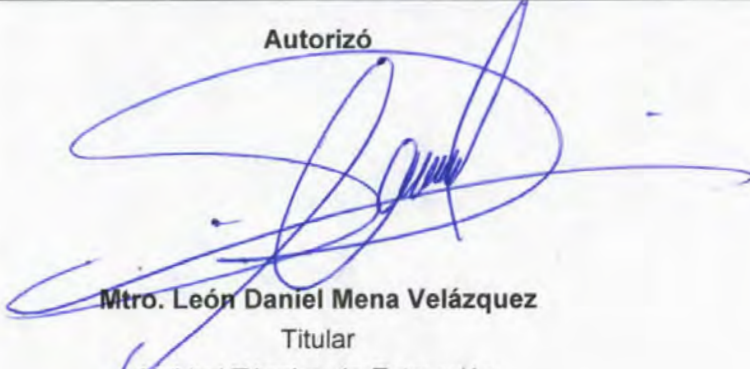
Mtra. Ana Bertha González Moreno
Directora General
Dirección General de Medición

Revisó

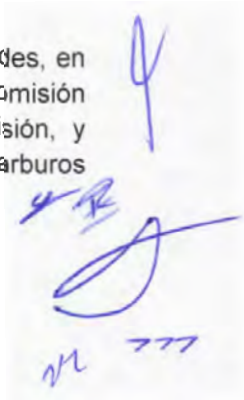

Ing. Julio César Trejo Martínez
Director General
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó

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

Autorizó

Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Titular
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 19, 29, 31, 31BIS y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0064-M-Campo Bellota.

Anexo I



	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

Introducción

Se hace referencia a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 29 de diciembre de 2015 y modificados mediante Acuerdos CNH.E.32.001/15, CNH.E.29.002/16 y CNH.E.61.005/17, publicados en el DOF los días 11 de febrero, 2 de agosto del 2016 y 11 de diciembre de 2017 respectivamente.

Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), mediante el oficio PEP-DG-SAPEP-GRC-1041-2018 el día 18 de mayo del 2018, solicitó a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, así mismo los días 02 de julio, 18 de octubre y 05 de noviembre del 2018 mediante los oficios PEP-DG-SAPEP-GRC-1450-2018, PEP-DG-SAPEP-GRC-2250-2018 y PEP-DG-SAPEP-GRC-2390-2018 respectivamente PEP ingresa información adicional, con base en los procedimientos establecidos en 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.

Al respecto la Dirección General de Medición realizó el análisis y evaluación técnica de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición correspondientes a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, propuestos por PEP como parte de la modificación al Plan de Desarrollo antes referido, dicha evaluación se realizó con base en lo establecido en los LTMMH.

Objetivo

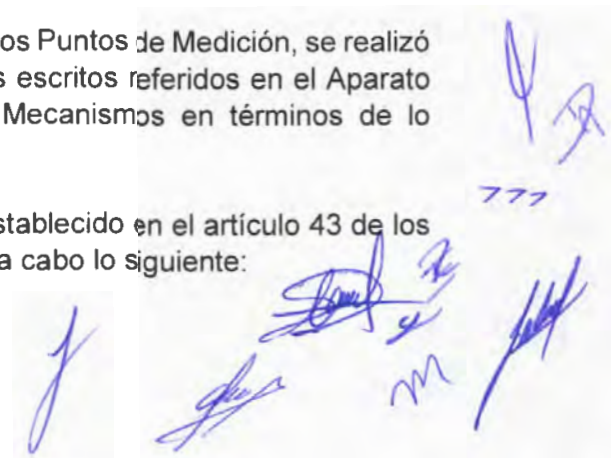
Evaluar la propuesta de Mecanismos de Medición y de Puntos de Medición presentados por PEP como parte de la modificación del Plan del Desarrollo de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, en términos con lo establecido en los LTMMH.

Evaluación Técnica

El análisis y evaluación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición correspondientes a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, se realizó a partir de la información remitida a esta Comisión por parte de PEP mediante los oficios antes mencionados.

El análisis y evaluación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición, se realizó conforme a la información remitida por PEP mediante los escritos referidos en el Aparato anterior, a fin de establecer los resultados de dichos Mecanismos en términos de lo establecido en el artículo 46 de los Lineamientos.

La evaluación técnica se realizó de conformidad con lo establecido en el artículo 43 de los LTMMH, el cual menciona que la Comisión deberá llevar a cabo lo siguiente:



- I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo 42 de los Lineamientos;
- II. Analizar la información proporcionada por el Operador y su cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición, en los términos de lo establecido en artículo 44 de los Lineamientos.
- III. Analizar la congruencia de los diferentes componentes de los Mecanismos de Medición con el Plan de Desarrollo, y
- IV. Considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

En virtud de lo anterior, y en términos de lo establecido en el numeral (I) antes citado, se llevó a cabo la evaluación de lo siguiente:

Antecedentes

La Asignación A-0046-M - Campo Bellota, tiene un área de asignación de 110.5 km², el campo se localiza geográficamente a 20 km al suroeste de la ciudad de Comalcalco, en el municipio de Cunduacán, Tabasco. En la siguiente figura 1 se presenta la ubicación del Área de Asignación.



Figura 1. Ubicación Geográfica Asignación A-0046-M - Campo Bellota
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

I. Política de Medición

PEP presentó el documento donde se establece la declaratoria de la Política de Medición, la cual se respalda con la aplicación del "Plan Rector para la Medición de los hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020", en dicho documento se establecen las directrices que se implementaran en las instalaciones pertenecientes a PEP, con la finalidad de que los Sistemas de Medición (Operacionales, Referenciales, transferencia y Puntos de

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

Medición), cuenten con confiabilidad sustentable, a través de una efectiva administración y con personal debidamente capacitado. El Plan Rector cuenta con la filosofía establecida en la Norma NMX-CC-10012-INMC-2004.

La política presentada por PEP cumple con lo establecido en el artículo 6 y 42 fracción I de lo LTMMH, dicha política deberá de ser transmitida a todo el personal técnico y operativo encargado de los Mecanismos de Medición, así mismo deberán de contar con las evidencias que respalden esta actividad.

II. De los Procedimientos

Con la finalidad de contar con aseguramiento operativo y correcta Medición de los Hidrocarburos en los diversos Sistemas de Medición empleados en el trayecto de los hidrocarburos provenientes de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, PEP presentó los siguientes procedimientos en los términos que señala el artículo 42 fracción II incisos a. b. c. d. de los LTMMH.

a) Procedimientos de Mantenimiento de los Sistemas de Medición y sus instrumentos

El procedimiento "*Procedimiento Operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción*", detalla las actividades que se llevarán a cabo para el mantenimiento a los elementos primarios, secundarios y terciarios de los Sistemas de Medición y los Puntos de Medición, todo esto en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente en cada instrumento. Así mismo, se establece que al final de cada mantenimiento se realizará un informe operativo de los resultados obtenidos. PEP presentó un programa de mantenimiento para los Sistemas de Medición (Operacional, Referencia, Transferencia) que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, dicho programa se presenta en la siguiente figura 2.



**Comisión Nacional de Hidrocarburos
Unidad Técnica de Extracción
Dirección General de Medición**

Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota

Programa de Mantenimiento de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos																
estación	unidades de medición	TAG del Sistema de Medición	P/R	2019												Comentarios
				E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Batería de Separación Bellota	Referencia de gas	MRG-APBU-BELLO-PO-46	P		T			S				T			S	
			R													
	Referencia de gas	MRG-APBU-BELLO-PO-46	P				S			T				S		
			R													
	Referencia de gas	MRG-APBU-BELLO-PO-47	P		S				T			S				T
			R													
Luzerna Paredón (Baterías Cárdenas Noche Rubera v)	Referencia de gas	MRG-APBU-BELLO-PO-48	P				T			S				T		
			R													
	Referencia de aceite	MRA-APBU-BYBEL-1	P		T			S				T			A	
			R													
	Operacional gas (descarga de separadores)	MDE-APBU-BYBEL-MM-1	P			T			S				T			S
			R													
Estación de Compresión Paredón	Referencia de aceite	SMRA-APBSO-CORR-PAREDON	P					S				T			A	
			R													
	Referencia de gas	MRG-APBU-BSS114-PO	P				T			S				T		S
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGM1-ECOPAR	P	S				T			A				T	
			R													
Estación de Compresión Japo	Transferencia de gas	PAQMED-DGM2-ECOPAR	P	S				T			A				T	
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGM3-ECOPAR	P					S				T			A	
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGM2-ECOJU	P						S				T			A
			R													
Estación de Compresión Bellota	Transferencia de gas	PAQMED-DGM3-ECOJU	P					S				T			A	
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGTC11-ECOJU	P	S				T			A				T	
			R													
	Referencia de gas	PAQMED-DGM1-ECIBLL	P			S			T				A			T
			R													
Estación de Compresión Bellota	Referencia de gas	PAQMED-DGM2-ECIBLL	P			S			T				A			T
			R													
	Referencia de gas	PAQMED-DGTC7-ECIBLL	P		S				T				A			T
			R													
	Referencia de gas	PAQMED-DG02-ECIBLL	P						S				T			A
			R													

Se realizarán los mantenimientos con la misma secuencia del programa 2032

Donde:
T: Trimestral
S: Semestral
A: Anual

Figura 2. Programa de mantenimiento de los Sistemas de Medición - Asignación A-0046-M - Campo Bellota (Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

b) Confirmación Metrológica

El Procedimiento denominado "PO-PO-OP-0144-2017- Procedimiento Operativo para realizar la confirmación metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción", tiene por objetivo asegurar las características metrológicas de los equipos de medición empleados en los diversos Sistemas de Medición y Punto de Medición en apego con lo requerido en la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004.

El procedimiento presentado incluye las actividades correspondientes para definir las calibraciones, verificaciones, ajustes o reparación necesarios en los Sistemas de Medición instalados.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

c) Para la elaboración del Balance.

Para la elaboración del balance de los hidrocarburos producidos en la Asignación Bellota, PEP propone los procedimientos denominados "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Petróleo en la Subdirección de Producción Campos Terrestres" y "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Gas Natural en la Subdirección de Producción Bloques Sur", donde se considera la producción de Petróleo y gas bruta, neta y el corte de agua de la Batería de Separación Bellota, Centro de Almacenamiento y Bombeo Cactus, Centro Comercializador de Crudo Palomas (para petróleo), Estaciones de Compresión Bellota, Paredón, Jujo, Complejo Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex (para gas), en los cuales se procesa y se lleva a cabo la distribución de los volúmenes producidos de la asignación Bellota. Cabe señalar que en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y los Complejos Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex confluye la producción de más de una Asignación, por lo que la corriente de Bellota se mezcla con otras Asignaciones. Los procedimientos propuestos consideran las actividades, movimientos operativos programados y no programados, aforos de pozos, traspasos, desincorporación de gas (quemado, autoconsumo, sellos, bombeo neumático, entre otros) y los cálculos generales para realizar los balances de la producción.

Así mismo, PEP presentó procedimientos de asignación y medición de los hidrocarburos, donde se considera la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal donde confluye la producción de la Asignación Bellota, para la asignación de los volúmenes de producción para cada uno de los pozos a partir del prorrateo de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición para Petróleo (Centro Comercializador de Crudo Palomas) y en los Puntos de Medición para gas (CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex), esto debido a que la Asignación Bellota, como ya se mencionó, confluye a los Puntos de Medición en conjunto con otras Asignaciones

Para la determinación de los volúmenes de condensados equivalentes del gas medido, PEP menciona que realizará el cálculo con base al estándar API MPMS 14.5 (Manual of Petroleum Measurement Standards) mediante el uso del análisis cromatográfico del gas medido.

d) Para la Calibración de los Instrumentos de Medida

El procedimiento "PE-PE-OP-0134-2017 - Procedimiento Operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" detalla las actividades llevadas a cabo antes, durante y después de la calibración de los elementos primarios, secundarios y terciarios en los diversos Sistemas de Medición y el Punto de Medición para la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota. Cabe destacar que las calibraciones las llevará a cabo un tercero independiente, quién deberá contar con la acreditación emitida por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (ema) o en su caso por algún organismo internacional. Así, mismo PEP presentó un programa de calibración para los Sistemas de Medición (Operacional, Referencial y

Transferencia) que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos, dicho programa se presenta en la siguiente figura 3.

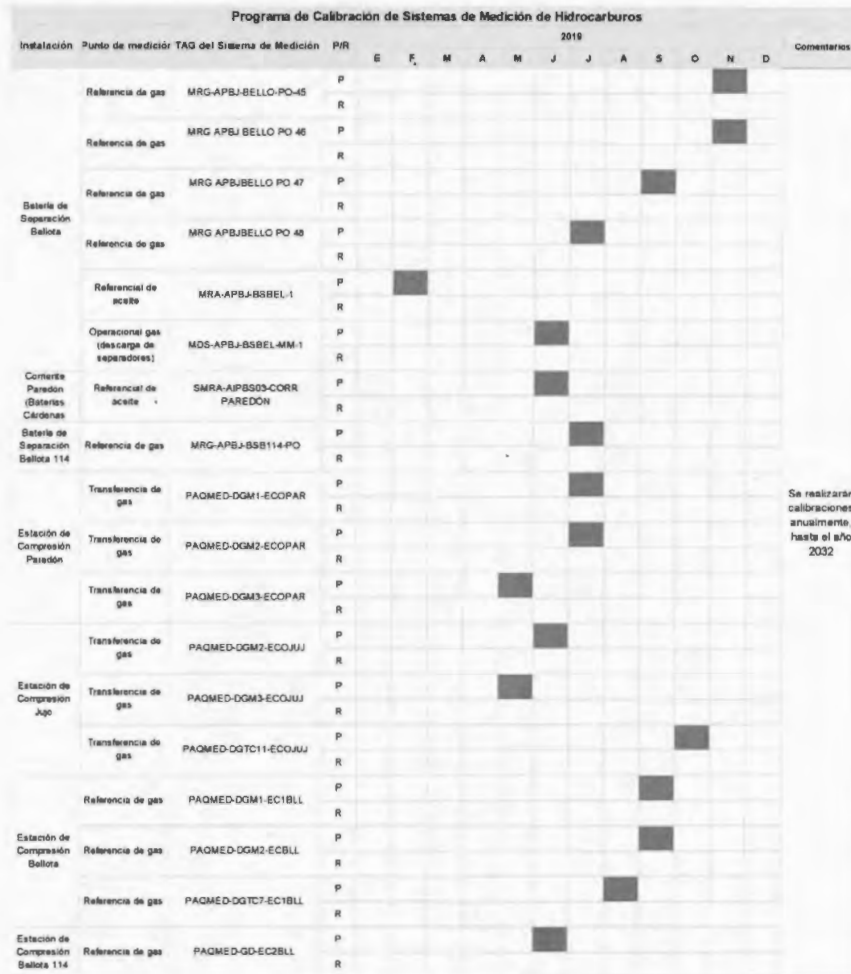


Figura 3. Programa de Calibración de los Sistemas de Medición - Asignación A-0046-M - Campo Bellota. (Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

Es importante mencionar que, para las actividades establecidas en los laboratorios de ensayos, pruebas y calibración, PEP deberá demostrar que estos laboratorios cuentan con acreditación vigente y que tiene la facultad para llevar a cabo las tareas descritas, contando con personal capacitado y acreditado. Así mismo, deberá de considerar la normatividad aplicable vigente para la determinación volumétrica en cada una de las etapas de medición (operacional, referencia, transferencia y fiscal).

III. Diagramas Generales de Infraestructura.

PEP presentó esquemas donde se identifican las diversas instalaciones asociadas al manejo y medición de los hidrocarburos de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, los Punto de Medición, así como las diferentes Asignaciones que confluyen a los mismos, estos diagramas se encuentran conforme lo requerido en el fracción III, del artículo 42 de los LTMMH, en las siguientes figuras se presentan los tipos de medición empleada para la cuantificación de la producción (Petróleo y gas) correspondiente a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, así como la condición futura para la medición de líquidos con la implementación del Sistema de Medición tipo transferencia.

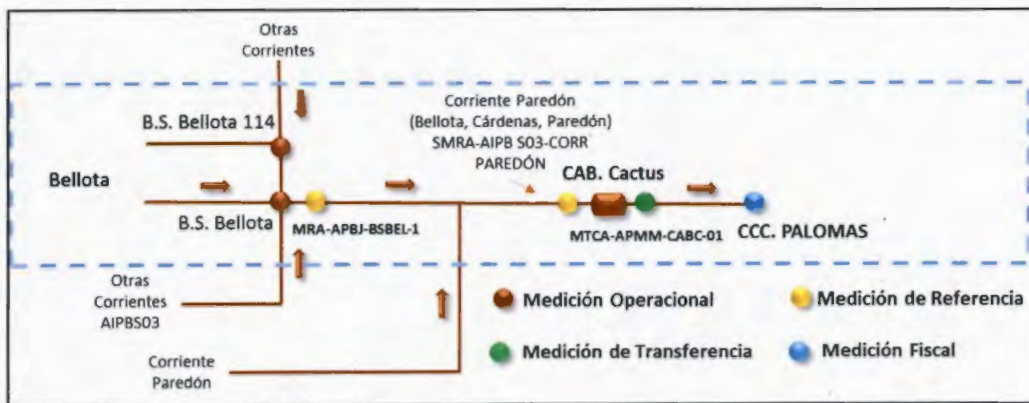


Figura 4. Sistemas de Medición de líquidos (tipo de medición) correspondiente a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, estado actual. (Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

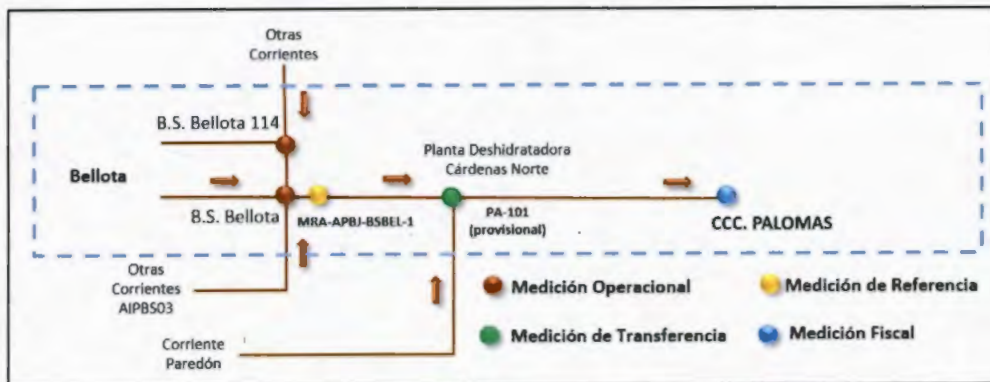


Figura 5. Sistemas de Medición de líquidos (tipo de medición) correspondiente a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, estado futuro. (Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

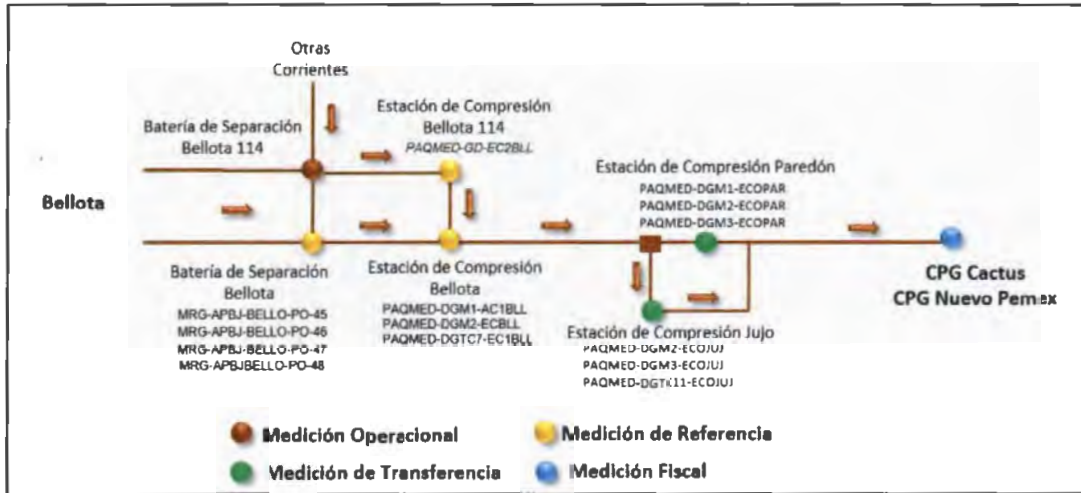


Figura 6. Sistemas de Medición de gas (tipo de medición) correspondiente a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota. (Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

IV. Ubicación de los Instrumentos de Medición

PEP presentó las coordenadas geográficas de las instalaciones donde se llevarán a cabo las Mediciones de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal de los hidrocarburos producidos en el Área de Asignación A-0046-M - Campo Bellota, en la siguiente tabla se presentan las coordenadas de las instalaciones y el tipo de medición.

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

**Comisión Nacional de Hidrocarburos
Unidad Técnica de Extracción
Dirección General de Medición**

Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota

Instalación	Tipo de Medición	Tipo de Hidrocarburo	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Batería de Separación Bellota 114	Operacional	Petróleo / Gas	Cabezal	-93.32536319	18.11689176
Batería de Separación Bellota	Operacional	Petróleo	Medición Estática (tanque TM-1)	-93.31512319	18.06247979
	Referencia	Petróleo	MRA-APBJ-BSBE-1		
	Referencia	Gas	(TAG- MRG-APBJ-BELLO-PO-45) (TAG-MRG-APBJ-BELLO-PO-46) (TAG-MRG-APBJ-BELLO-PO-47) (TAG-MRG-APBJ-BELLO-PO-48).		
Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus	Referencia	Petróleo	Sistema de Medición Actual SMRA-AIPB S03-CORR PAREDÓN)	-93.19874827	17.89563655
	Transferencia	Petróleo	Sistema Actual MTCA-APMM-CABC-1		
Planta Deshidratadora Cárdenas Norte	Transferencia	Petróleo	Sistema Futuro MTCA-APMM-CABC-1	-93.450738	18.002386
Estación de compresión Bellota	Referencia	Gas	(TAG-PAQMED-DGM1-AC1BLL) (TAG-PAQMED-DGM2-ECBLL) (TAG-PAQMED-DGTC7-EC1BLL)	-93.31377305	18.06226713
Estación de Compresión Bellota 114	Referencia	Gas	(PAQMED-GD-EC2BLL)	-93.32517875	18.11616463
Estación de Compresión Paredón	Transferencia	Gas	(PAQMED-DGM1-ECOPAR PAQMED-DGM2-ECOPAR PAQMED-DGM3-ECOPAR)	-93.37439269	17.90815976
Estación de Compresión Jujo	Transferencia	Gas	(PAQMED-DGM2-ECOJUJ PAQMED-DGM3-ECOJUJ PAQMED-DGTC11-ECOJUJ)	-93.50074379	17.86647159

Tabla 1. Coordenadas geográficas WGS84 de las instalaciones y el tipo de medición Operacional, Referencia y Transferencia correspondientes a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota (Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

La ubicación de los Puntos de Medición (medición fiscal) propuestos por PEP correspondientes a la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, se presentan a continuación:

Instalación	Tipo de Medición	Tipo de Hidrocarburo	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Centro Comercializador de Crudo Palomas	Punto de Medición (medición fiscal)	Petróleo	SM-100 SM-700 SM-1700	-94.29820576	18.07655068
Centro de Proceso de Gas Cactus	Punto de Medición (medición fiscal)	Gas	PM-01 PM-66	-93.18586705	17.89934089
Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex	Punto de Medición (medición fiscal)	Gas	PM-11	-94.29820576	17.850714

*Tabla 2. Coordenadas geográficas WGS84 de los S.M. Medición fiscal (Punto de Medición) correspondientes de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)*

V. Diagramas de los Instrumentos de Medida.

PEP presentó los diagramas de los instrumentos de medida correspondientes a los Sistemas de Medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota.

Los diagramas incluyen los Sistemas de Medición por tipo de medición (operacional, Referencial, transferencia y fiscal), ubicados en las diferentes instalaciones, así mismo se presentó el Diagrama de Tubería e Instrumentos (DTI) del sistema de medición considerado de Transferencia en la Batería Cárdenas Norte (condición futura).

Cabe mencionar que los diagramas presentados como información anexa a la presentación de los Mecanismos de Medición, son representativos a las condiciones físicas actuales de los diferentes Sistemas de Medición que forman parte del proceso del manejo de los Hidrocarburos.

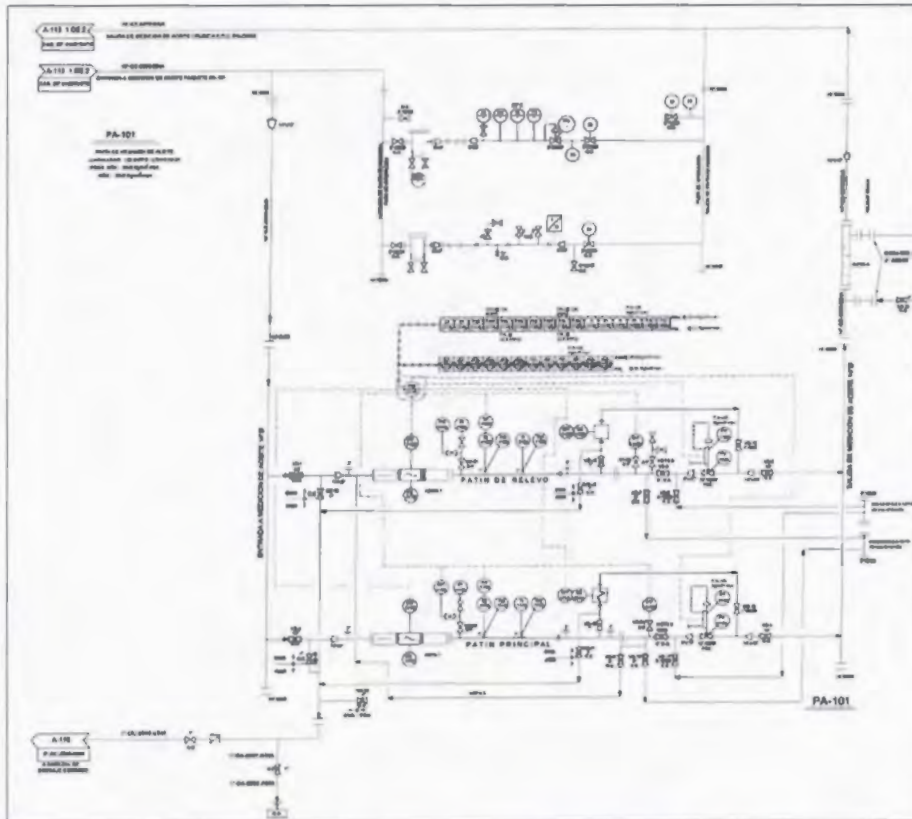


Figura 8.- Diagrama de Tubería e instrumentos del sistema de medición Referencial la Batería Cárdenas Norte (condición futura).

(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

VI. Uso compartido del Punto de Medición

PEP manifestó que los Puntos de Medición (medición fiscal) no son de uso Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, todas las asignaciones que confluyen a los Sistemas de Medición señalados en la tabla 2 se encuentran bajo el cargo de PEP, mismo que presentó los procedimientos necesarios para la determinación volumétrica y asignación de la producción desde pozos hasta los Puntos de Medición, referido en el numeral II del presente Anexo I.

VII. Programas de Implementación de los Mecanismos de Medición y de las Instalaciones de Producción que influyen en la Medición de Hidrocarburos

Como parte de la implementación de los Mecanismos de Medición, PEP presentó el Programa de Trabajo sustentado en el Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción correspondiente al Activo Integral de Producción Bloque S03, donde se establecen las siguientes actividades:

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

Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición		
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

- a) Implementar los conocimientos a los sistemas de medición de los puntos de medición fiscal, operacional, referencial y transferencia de custodia y el registro de información estadística.
- b) Actualizar y mantener actualizado el censo personal de PEP encargado de los sistemas de medición.
- c) Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los puntos de medición fiscal, operacional, referencia y transferencia.
- d) Designar al personal que realizará los diagnósticos a los sistemas de medición.
- e) Adquirir y proveer al personal que realiza los diagnósticos, equipo y herramientas necesarias.
- f) Elaborar programa para realizar los diagnósticos a los sistemas de medición.
- g) Realizar diagnósticos a los sistemas de medición.
- h) Entregar a los activos de producción los informes técnicos de los diagnósticos realizados a los sistemas de medición.
- i) Gestionar los recursos necesarios para atender las recomendaciones resultantes de los diagnósticos.
- j) Realizar las obras para atender las recomendaciones resultantes de los diagnósticos.
- k) Impartir capacitación en metrología básica al personal técnico-manual que interviene los sistemas de medición de flujo.
- l) Impartir capacitación especializada en metrología de flujo al personal profesionalista encargado de los sistemas de medición de flujo.
- m) Impartir capacitación general en metrología de flujo a mandos medios y superiores que se relacionan con el proceso de medición de flujo.
- n) Actualizar los valores de incertidumbre de los Puntos de Medición fiscal y transferencia.
- o) Implementar la telemetría en los puntos de medición fiscal y transferencia
- p) Implementar la estrategia para homologar el uso de unidades del SGUM en los puntos de medición fiscal, operacional, referencia y transferencia con los que se reporta la producción.

Las actividades presentadas por PEP relacionan los principales aspectos que intervienen en los Mecanismos de Medición como son los procedimientos, equipos y personas.

Adicionalmente PEP presentó el cronograma de actividades correspondiente a la Planta Deshidratadora Cárdenas Norte, de acuerdo con el cronograma el Sistema de Medición entrará en operación a partir del 2019 no se especifica el mes; PEP deberá dar aviso a la Comisión de la entrada en operación del Sistemas de Medición, de acuerdo con lo referido en el artículo 48 de los LTMMH.

No obstante a lo anterior, es importante señalar que PEP debe de mantener los Sistemas de Medición en buen estado, asegurando la confiabilidad y el funcionamiento operativo de los mismos, así mismo toda la información correspondiente como procedimientos, manuales de fabricante, actividades de mantenimiento, calibración, etc., deberán de ser registrados y actualizados en la bitácora de registro, el personal involucrado en las actividades de Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes,

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'R' at the top, a 'G' below it, and several other illegible signatures at the bottom right.

Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición		
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones, todas las actividades deberán de hacerse de conformidad con la Normatividad Aplicable, brindando la certidumbre a la Comisión de los datos de producción reportados.

VIII. Incertidumbre de Medida.

PEP presentó información de incertidumbre asociadas a los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencia, Transferencia y Fiscal, en la siguientes tabla 3 se presenta los datos de incertidumbre asociados a los Sistemas de Medición en los Puntos de Medición (medición fiscal) de petróleo y gas, cabe señalar que los datos de incertidumbre presentados no cumplen con lo establecido en el artículo 38 de los LTMMH, sin embargo PEP dentro del “Programa de Trabajo del Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020” contempla la actualización del valor de incertidumbre en los puntos de medición fiscal y transferencia, esto con la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 38 de los LTMMH; así mismo se presenta el programa donde se contempla la ejecución de los presupuestos y actualización de la incertidumbre en los sistemas de medición de tipo Operacional, Referencia y Transferencia asociados a la medición de los hidrocarburos (Petróleo y gas) en la Asignación A-0046-M - Campo Bellota

Por lo anterior, PEP deberá de mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de Incertidumbre de Medida en los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencia, Transferencia y Fiscal, información que se deberá remitir a esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, fracción III de los LTMMH. La Comisión dará seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de PEP, de acuerdo con lo referido en el Título IV, de los LTMMH.

**Comisión Nacional de Hidrocarburos
Unidad Técnica de Extracción
Dirección General de Medición**

Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota

Ubicación	Tipo de hidrocarburo	Tag-Sistemas de Medición	Tren de Medición	Incertidumbre	Tipo/Marca	Diámetro
CCC Palomas	Petróleo	PA-100	FE-111	± 0.35 %	Ultrasónico / Faurer Herman	10 pg.
			FE-121			
			FE-131			
			FE-141			
			FE-151			
		PA-700	FE-711	± 0.33 %	Ultrasónico / G.E.	8 pg.
			FE-721			
			FE-731			
		PA-1700	FE-1711	± 0.35 %	Ultrasónico / G.E.	8 pg.
			FE-1721			
			FE-1731			
		C.P.G. Cactus	Gas	PM-01	FE-116	± 2.36 %
FE-117	± 2.28 %					
FE-118	S/I					
FE-119	± 2.55 %					
PM-66	FE-100			± 1.39 %	Daniel	24 pg.
	FE-110			± 1.17 %		
	FE-120			± 1.26 %		
	FE-130			± 1.22 %		
	FE-140			± 1.3 %		
	FE-150			± 1.26 %		
	FE-160			S/I		
FE-170	S/I					
C.P.G. Nuevo Pemex	Gas			PM-11	TM-3501-A	± 4.65 %
		TM-3501-B	± 3.63 %			
		TM-3501-C	± 4.45 %			
		TM-3501-D	± 3.1 %			
		TM-3501-E	± 3.74 %			

Tabla 3. Incertidumbre de Medida en los Puntos de Medición (medición fiscal).
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "m g", "777", and other illegible marks.]

**Comisión Nacional de Hidrocarburos
Unidad Técnica de Extracción
Dirección General de Medición**

Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota

Programa de Estimación de incertidumbre asociada a Medición de Hidrocarburos																
Instalación	Tipo de medición	TAG del Sistema de Medición	P/R	2019												Comentarios
				E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Batería de Separación Bellota	Referencia de gas	MRG APBJ BELLO PO 45	P													
			R													
	Referencia de gas	MRG APBJ BELLO PO 46	P													
			R													
	Referencia de gas	MRG APBJ BELLO PO 47	P													
			R													
	Referencia de gas	MRG APBJ BELLO PO 48	P													
			R													
Referencia de aceite	MRA-APBJ-85BEL-1	P														
		R														
Operacional gas (descarga de separadores)	MDS-APBJ-88BEL-MM-1	P														
		R														
Corriente Paredón (Baterías Cárdenas Norte, Reilota v)	Referencia de aceite	SMRA-AIPBS03-CORR PAREDÓN	P													
			R													
Batería de Separación Bellota 114	Referencia de gas	MRG-APBJ-88B114-PO	P													
			R													
Estación de Compresión Paredón	Transferencia de gas	PAQMED-DGM1-ECOPAR	P													
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGM2-ECOPAR	P													
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGM3-ECOPAR	P													
			R													
Estación de Compresión Jujo	Transferencia de gas	PAQMED-DGM2-ECOJUJ	P													
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGM3-ECOJUJ	P													
			R													
	Transferencia de gas	PAQMED-DGTC11-ECOJUJ	P													
			R													
Estación de Compresión Bellota	Referencia de gas	PAQMED-DGM1-EC1BLL	P													
			R													
	Referencia de gas	PAQMED-DGM2-ECBLL	P													
			R													
	Referencia de gas	PAQMED-DGTC7-EC1BLL	P													
			R													
Estación de Compresión Bellota 114	Referencia de gas	PAQMED-GD-EC2BLL	P													
			R													

Se realizara anualmente hasta el 2032 previo a la calibración.

Figura 9. Cronograma de Actualización de incertidumbre. (Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

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

Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición		
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

IX. Evaluación Económica.

PEP presentó una propuesta de evaluación económica, donde menciona las inversiones y costos de operación estimados como insumos para las actividades relacionadas con la medición de hidrocarburos durante 2018 a 2024.

Año	Costo por Concepto en pesos MN				Total
	Mantenimiento	Calibración	Capacitación	Diagnósticos	
2018	835,400	319,439	14,456	57,893	1,227,188
2019	626,636	240,463	10,957	43,603	921,659
2020	738,777	284,173	13,010	51,560	1,087,520
2021	718,743	278,521	12,972	50,653	1,060,889
2022	554,717	216,167	10,167	39,356	820,407
2023	418,797	163,656	7,752	29,826	620,031
2024	295,264	115,556	5,511	21,087	437,417

Tabla 4. Inversiones y costos de operación para los sistemas de medición en millones de pesos de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

X. Programa de Implementación de la Bitácora de Registro.

PEP actualmente se encuentra instalado un sistema de Bitácora Electrónica para la Gestión y el Gerenciamiento de la Medición (BEGyGM), esta herramienta está basada en la Norma NMX-CC-10012-IMNC-2004: Sistemas de gestión de las mediciones, Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición, y está orientada a atender los rubros en personas, equipos e instrumentos y procedimientos, a nivel ejecutivo, táctico y operativo.

La Bitácora Electrónica cuenta con protocolos de seguridad para el acceso, el mantenimiento, integridad de la información, el respaldo y la preservación de la actividad y consta de cinco (5) módulos básicos los cuales se mencionan a continuación:

1. Gestión ejecutiva
 - a. Capital humano (personal involucrado en el proceso de medición)
 - b. Sistemas de medición (información condensada)
2. Gestión operativa
 - a. Sistemas de medición (información en extenso)
 - b. Área de mejora o mantenimiento
3. Configuración

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

- a. Biblioteca de documentos técnicos (marco normativo)
4. Gestión de cursos (desarrollo y administración de competencias técnicas)
5. Registro de eventos (Relacionados con el proceso de medición)

Los principales beneficios resultantes de la aplicación de la BEGyGM, son:

- Facilitar la gestión y gerenciamiento de la medición en los niveles estratégico, táctico y operativo.
- Censo e inventario actualizado de los elementos que integran los sistemas de medición y sistemas auxiliares.
- Integrar y mantener un expediente documental conforme a las mejores prácticas y requerimientos regulatorios.
- Facilitar la elaboración de cartas de control y el desarrollo de presupuestos de incertidumbre de medida asociada por cada sistema de medición de hidrocarburos y por paquete.
- Mantener el registro diario de los eventos que inciden en los procesos de medición, como calibraciones, confirmación metrológica, incidentes e intervenciones a los sistemas de medición, entre otros.
- Registro del capital humano relacionado con el proceso de medición y el desarrollo de sus competencias especializadas en metrología de hidrocarburos.
- Disponibilidad de procedimientos de operación, mantenimiento y calibración.

En la siguiente figura se presenta el programa de implementación del sistema de Bitácora Electrónica.



**Comisión Nacional de Hidrocarburos
Unidad Técnica de Extracción
Dirección General de Medición**

Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota

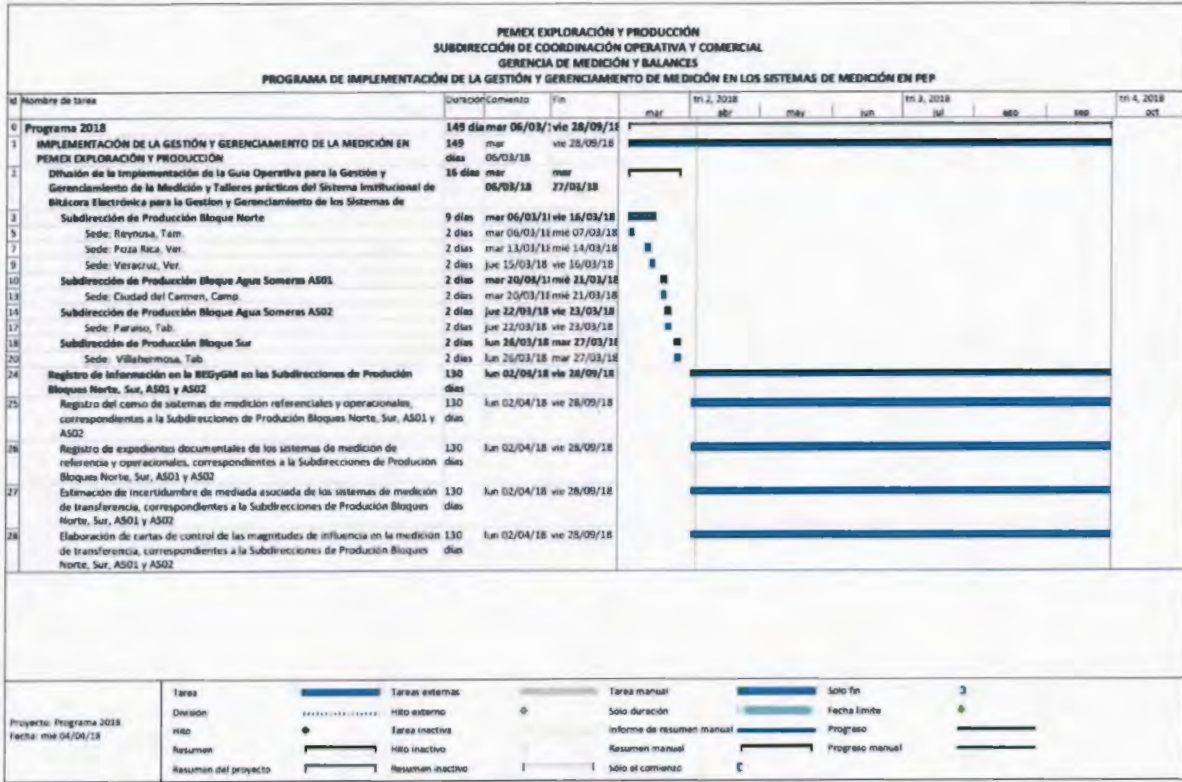


Figura 10 Programa de Implementación de la BEG y GM
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

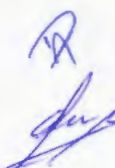
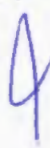

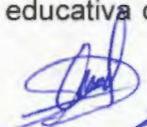

Las actividades presentadas en el programa para la implementación de la BEGyGM dan cumplimiento con lo establecido en los artículos 7, 10, 42 y 50 de los LTMMH.

La Comisión se reserva su derecho a realizar las verificaciones correspondientes, para lo cual PEP deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 10, fracción IV de los LTMMH.

XI. Programa de Diagnósticos.

PEP presentó Programas de verificaciones y de diagnósticos a los Sistemas de Medición involucrados en la cuantificación de los hidrocarburos (Petróleo y gas) correspondientes a la Asignación Bellota, dichos programas se encuentran referidos al año 2019, sin embargo, se incluye la siguiente nota en cada uno de estos "Se realizarán verificaciones anualmente, hasta el año 2032".

PEP deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos. Dichos documentos deberán ser emitidos por organismos nacionales o internacionales, laboratorios primarios o secundarios, o por una institución educativa que

Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición		
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

cuenta con las competencias técnicas en la formación de personal para llevar a cabo auditorías internas o de primera parte. Todo esto en cumplimiento con lo establecido en el artículo 59 de los LTMMH.

XII. Competencias Técnicas.

PEP presentó la estructura organizacional del personal involucrado en la Administración, Mantenimiento y Operación de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos, presentando los currículums de cada persona, sin embargo, no se cuentan con evidencias como certificados, evaluación de competencias y cursos, entre otros, donde se demuestren las competencias de los mismos, sin embargo, PEP, incluyó un programa de capacitación el cual está referido hasta el año 2033, cabe mencionar que los programas de capacitación deben de ser actualizado de acuerdo con las necesidades y competencias técnicas del personal involucrado.

XIII. Indicadores de Desempeño.

PEP presenta el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de las fichas técnicas de indicadores de desempeño:

1. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos.
2. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Calidad en el Componente Nitrógeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos.
3. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Incertidumbre de medida asociada a la medición de hidrocarburos.

Los artículos que PEP pretende atender con los indicadores de desempeño son los siguientes:

1. Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos (artículos 26,28,29,30,33)
2. Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de humedad en hidrocarburos gaseosos. (Artículos 27,28,31,32,33)
3. Incertidumbre asociada de los sistemas de medición de hidrocarburos (líquidos y gaseosos). (Artículo 10)

Adicional a esta información PEP presentó programas de implementación y obtención de resultados de indicadores de desempeño para los sistemas de medición de tipo Operacional, referencial y transferencia en la Asignación A-0046-M - Campo Bellota.

XIV. Responsable Oficial.

PEP presento los datos del Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota, siendo los siguientes:

Administrador	Correo	Puesto
Ing. Ángel Cid Munguía	angel.cid@pemex.com	Administrador del AIPBS 03

*Tabla 1. Datos de Responsable Oficial
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)*

En cuanto a cursos, diplomados y capacitación del Responsable Oficial, PEP deberá presentar los documentos que avalen que está capacitado para asumir tal responsabilidad, esto de acuerdo con lo establecido en el Artículo 9 de los LTMMH.

XV. Opinión de Secretaría de Hacienda y Crédito Público

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 250.604/2018 de fecha 08 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-143 recibido con fecha de 16 de octubre de 2018, dicha SHCP respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por PEP, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida 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 PEP 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 su Anexo correspondiente.

XVI. Obligaciones:

1. PEP deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión de conformidad con lo establecido en el presente Anexo I.
2. La política de medición deberá de darse a conocer a todo el personal involucrado en la operación de los Mecanismos de Medición, así mismo se recomienda contar con las evidencias que respalden dicha actividad.

Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición		
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

3. Dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se inicie y se finalice alguna actividad relacionada con la Medición de los Hidrocarburos ejecutada por el PEP en el Plan de Desarrollo.
4. Todas las actividades relacionadas con la Medición de los Hidrocarburos deberán efectuarse dando pleno cumplimiento con los LTMMH.
5. El volumen y calidad de los hidrocarburos a medir, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
6. PEP 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 resguardara la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición.
7. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá reportar los datos de producción, diaria, mensual y anual, proporcionando el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección.
8. Mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los puntos de medición fiscal, operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Anexo I.
9. PEP deberá presentar 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.
10. En cuanto a los Indicadores de desempeño, PEP deberá considerar lo estipulado en los LTMMH en sus artículos (10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33) y así mismo deberá de mantener actualizados dicha información, con la finalidad de obtener la mayor información que respalde y demuestre el control y desempeño de los instrumentos de conformidad con lo establecido en los LTMMH
11. PEP 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.
12. PEP deberá dar aviso a la Comisión de la entrada en operación del Sistemas de Medición tipo de tranferencia ubicado en la planta deshidratadora cardenas norte, en los términos de los artículos 48, 53 al 55 de los presentes LTMMH.

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

PEP deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de o 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 Dictámen Técnico y el presente Anexo I.

Así mismo es necesario que PEP 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.

Es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los Lineamientos Técnicos, PEP 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.

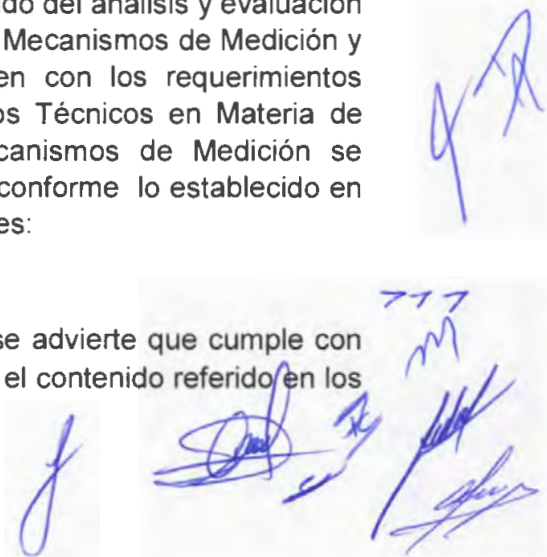
Por último, y en seguimiento a las obligaciones de PEP, la Comisión supervisará el cumplimiento de los LTMMH y de los Mecanismos de Medición con base en lo establecido en los artículos 54 al 60 de los mencionados LTMMH.

Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0046-M - Campo Bellota en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, presentados mediante la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, dicha evaluación se realizó conforme lo establecido en el Artículo 43, fracciones I, II, III, IV de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, se consideran técnicamente y cumplen con los requerimientos solicitados en los artículos 42, 43, 44 y 46 de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la implementación de los Mecanismos de Medición se consideran técnicamente viables a las actividades propuestas conforme lo establecido en el presente Anexo I, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- 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



	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

artículos 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, 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.

- ii. Se analizó la información proporcionada por PEP 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 PEP.
- 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 250.604/2018 de fechas 08 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-143 recibido con fecha 16 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 pueden determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementada.
- v. En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, 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 está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.
 - i. La propuesta de los Mecanismos de Medición es viable y adecuada en su implementación para la Asignación;
- vi. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- vii. 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

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en el apartado IV de la presente evaluación.

- viii. Se determina que PEP deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- ix. Respecto a la propuesta y justificación para la utilización de medidores multifásicos como medición operacional en los pozos, se establece que dicha propuesta es viable conforme lo establecido el artículo 24 de los LTMMH.
- x. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que serán presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado XI del presente Anexo I.
 - i. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se aprueban los Diagnósticos que serán presentados por PEP, conforme al análisis establecido en el apartado XI de presente documento.
- xi. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0046-M - Campo Bellota en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16, así como no se podrá considerar los Puntos de Medición del Anexo 3 de dichos LTMMH, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0046-M - Campo Bellota		

Elaboró

Ing. David Nuñez Andrade

Subdirección de Monitoreo de Producción y Seguimiento de la Telemetría

Ing. Mariana Sánchez Colín

Dirección de Gestión y Evaluación de Los Mecanismos de Medición

Revisó

Ing. José Antonio Gallardo Medina

Director General Adjunto en la Dirección General de Medición

Aprobó

Mtra. Ana Bertha Gonzalez Moreno

Directora General de Medición