



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato
CNH-R01-L02-A1/2015

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para
la Extracción

ENI México, S. de R.L. de C.V.

[Handwritten signatures and initials]
Julio 2018
[Handwritten initials]
[Handwritten initials]
[Handwritten initials]
[Handwritten initials]

Contenido

CONTENIDO.....	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATO.....	5
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	8
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS.....	9
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN.....	10
A) SITUACIÓN ACTUAL.....	10
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS.....	11
C) OBJETIVO DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	12
D) ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	12
E) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	30
F) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	31
G) ACTIVIDAD FÍSICA.....	51
H) TECNOLOGÍA.....	58
I) APROVECHAMIENTO DE GAS.....	60
J) MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	65
K) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	80
L) ANÁLISIS ECONÓMICO.....	84
L.1 PROGRAMA DE INVERSIONES.....	84
L.2 INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	90
M) CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL.....	95
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN.....	99
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	103
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA.....	104
VIII. COMPROMISOS DEL CONTRATISTA.....	105
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	106
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....	106
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.....	107
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS.....	107
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	107
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	107
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	107
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	108

Lista de Tablas

Tabla 1. Datos generales del Contrato.....	5
Tabla 2. Vértices del Área Contractual.....	7
Tabla 3. Pozos perforados en el Área Contractual y su estado actual.....	10
Tabla 4. Características generales del Área Contractual 1.....	11
Tabla 5. Alternativas para el desarrollo de los campos.....	13
Tabla 6. Perfil de producción de las alternativas analizadas.....	16
Tabla 7. Perfil de producción de las alternativas analizadas (Resumen).....	17
Tabla 8. Selección de Sistema Artificial de Producción.....	17
Tabla 9. Bloques de Construcción.....	18
Tabla 10. Identificación de las configuraciones analizadas por Infraestructura.....	19
Tabla 11. Configuraciones de desarrollo analizadas y sus principales características.....	20
Tabla 12. Producción de Aceite y Gas (Promedio diario).....	26
Tabla 13. Producción de Aceite y Gas (Total por año).....	26
Tabla 14. Inversiones y Gastos de Operación por Año.....	27
Tabla 15. Criterios considerados para seleccionar la mejor alternativa.....	29
Tabla 16. Reservas remanentes a la vigencia del Contrato (2040).....	30
Tabla 17. Reservas remanentes de los yacimientos del Área Contractual.....	31
Tabla 18. Volumen original, acumulado y remanente de los yacimientos del Área Contractual.....	31
Tabla 19. Límite económico por campo y categoría.....	32
Tabla 20. Comparación de producción acumulada para casos por tipo de recuperación.....	34
Tabla 21. Sensibilidad de alternativas de explotación.....	35
Tabla 22. Sensibilidad de estrategias de producción considerando FPSO.....	36
Tabla 23. Cálculo de gasto crítico.....	37
Tabla 24. Volúmenes a recuperar para el plan propuesto.....	42
Tabla 25. Factores de recuperación e hidrocarburos originales a nivel campo.....	43
Tabla 26. Factores de recuperación e hidrocarburos originales a nivel yacimiento.....	43
Tabla 27. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso.....	45
Tabla 28. Actividades físicas.....	51
Tabla 29. Tipos de Pozos para el Plan de Desarrollo.....	54
Tabla 30. Nombres de los Pozos, ubicación y tipo.....	55
Tabla 31. Actividades de Abandono asociadas al Plan de Desarrollo.....	57
Tabla 32. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono (Valor corriente) en base a 70 USD/b.....	58
Tabla 33. Tecnologías por implementar en el Área Contractual 1.....	59
Tabla 34. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2018.....	61
Tabla 35. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2019.....	61
Tabla 36. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2020.....	61
Tabla 37. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2021.....	62
Tabla 38. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2022-2038 (Límite económico).....	62
Tabla 39. Valores máximos de RGA esperados en el Área Contractual.....	63
Tabla 40. Componentes para el cálculo de gas combustible.....	64
Tabla 41. Capacidad disponible para tratamiento del gas.....	64
Tabla 42. Características metrológicas de los medidores propuestos en la etapa inicial.....	69
Tabla 43. Puntos de Medición, etapa inicial.....	71
Tabla 44. Actividades físicas – Etapa de Desarrollo.....	71
Tabla 45. Características metrológicas de los medidores propuestos en la etapa de desarrollo.....	74
Tabla 46. Ubicación Puntos de Medición, etapa de Desarrollo.....	77
Tabla 47. Puntos de Entrega etapa inicial.....	80
Tabla 48. Puntos de Entrega etapa de desarrollo.....	81
Tabla 49. Componentes para el cálculo de gas combustible.....	82
Tabla 50. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera (Montos en millones de dólares de Estados Unidos).....	88
Tabla 51. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.....	90
Tabla 52. Indicadores económicos.....	90
Tabla 53. Cumplimiento Contractual.....	95
Tabla 54. Cronograma de Actividades de Abandono.....	96
Tabla 55. Actividades y Costo de Abandono.....	96
Tabla 56. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono (Valor corriente) en base a 70 USD/b.....	97
Tabla 57. Lista de Permisos de Autoridades Gubernamentales.....	98
Tabla 58. Indicadores Clave de Desempeño.....	100
Tabla 59. Indicadores Clave de Desempeño.....	100
Tabla 60. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.....	101
Tabla 61. Indicador de desempeño del Programa de Inversiones en función de las erogaciones ejercidas.....	101
Tabla 62. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.....	102
Tabla 63. Valores máximos de RGA esperados en el Área Contractual.....	108

Handwritten signatures and initials are present on the right side of the page, including a large signature at the bottom right and initials 'M' and 'FTR' near the bottom right corner.

Lista de Figuras

Figura 1. Ubicación del Área Contractual.....	6
Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución.....	8
Figura 3. Desarrollo de actividades.....	13
Figura 4. Comparación de las alternativas de desarrollo (Tipo de Recuperación) - Producción de Aceite.....	14
Figura 5. Comparación de las alternativas de desarrollo (Tipo de Recuperación) - Producción de Gas.....	14
Figura 6. Sección del Yacimiento de Amoca.....	15
Figura 7. Configuración – FPSO.....	21
Figura 8. Configuración – Plataforma de Producción.....	22
Figura 9. Configuración – Envío Multifase con Procesamiento a Tierra / Nueva Batería de Separación + Plataforma de Inyección de Agua.....	23
Figura 10. Comparación de las configuraciones de desarrollo (Infraestructura) – Producción de Aceite.....	28
Figura 11. Comparación de las configuraciones de desarrollo – Producción de Gas.....	28
Figura 12. Pronóstico de Producción de Aceite – Tipo de Recuperación.....	33
Figura 13. Pronóstico de Producción de Gas – Tipo de Recuperación.....	33
Figura 14. Sensibilidad de estrategias de producción considerando FPSO.....	36
Figura 15. Factor de Recuperación por mecanismo de empuje.....	38
Figura 16. Mecanismos de empuje existentes en Play Cinco Presidentes AM2 (Campo: Amoca).....	39
Figura 17. Mecanismos de empuje existentes en Play Cinco Presidentes AM1-AM3 (Campo: Amoca).....	39
Figura 18. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca Pesado (Campo: Amoca).....	40
Figura 19. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca Liviano (Campo: Amoca).....	40
Figura 20. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca-2 (Campo: Amoca).....	41
Figura 21. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca-2 (Campo: Miztón).....	41
Figura 22. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca-2 (Campo: Tecoailli).....	42
Figura 23. Comparativo Reservas 2P – Aceite – Campos Costa afuera México.....	44
Figura 24. Comparativo Nacional/Internacional – Factor de Recuperación.....	44
Figura 25. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso.....	45
Figura 26. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Cinco Presidentes AM2 (Campo: Amoca).....	47
Figura 27. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Cinco Presidentes AM1-AM3 (Campo: Amoca).....	47
Figura 28. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca Pesado (Campo: Amoca).....	48
Figura 29. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca Liviano (Campo: Amoca).....	48
Figura 30. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca-2 (Campo: Amoca).....	49
Figura 31. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca-2 (Campo: Miztón).....	49
Figura 32. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca-2 (Campo: Tecoailli).....	50
Figura 33. Actividades físicas.....	52
Figura 34. Secuencia de terminación de pozos y sus respectivos objetivos.....	53
Figura 35. Aprovechamiento de Gas.....	60
Figura 36. <i>Etapa inicial, manejo de los hidrocarburos provenientes de los pozos correspondientes al campo Miztón, etapa inicial.</i>	66
Figura 37. <i>Esquema ubicación de los Sistemas de Medición (tipo de medición)</i>	69
Figura 38. <i>Esquema general manejo y medición de los hidrocarburos producidos - Desarrollo completo.</i>	75
Figura 39. Primera etapa de Manejo y comercialización del gas y Manejo y disposición de fluidos.....	80
Figura 40. Segunda etapa de Manejo y comercialización del gas y Manejo y disposición de fluidos (líquidos).....	81
Figura 41. Opciones para seleccionar comparativo de referencia.....	85
Figura 42. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera.....	86
Figura 43. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo.....	86
Figura 44. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción.....	86
Figura 45. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono.....	87
Figura 46. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Desarrollo.....	89
Figura 47. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Producción.....	89
Figura 48. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Abandono.....	89
Figura 49. Valor presente esperado a favor del Contratista vs precio del aceite.....	91
Figura 50. Valor presente esperado a favor del Contratista vs. Precio del aceite.....	92
Figura 51. Valor presente esperado a favor del Contratista vs volumen.....	92
Figura 52. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen.....	93
Figura 53. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen.....	93
Figura 54. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales.....	94

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

I. Datos generales del Contrato

El Contrato CNH-R01-L02-A1/2015 (Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Producción Compartida, se celebró el 30 de noviembre de 2015 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) y por la otra parte ENI México, S. de R.L. de C.V., (referido como Contratista).

La vigencia del Contrato es de veinticinco (25) años para la fase de desarrollo y producción a partir de la fecha efectiva del Contrato, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización y a la seguridad industrial y protección al medio ambiente. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, hasta dos prórrogas de hasta cinco (5) años cada una.

Contratista	ENI México, S. de R.L. de C.V.
Contrato	CNH-R01-L02-A1/2015
Estado y municipio	Tabasco – Región Marina Sureste
Superficie	67.2 kilómetros cuadrados (km ²)
Fecha de emisión / firma	30-noviembre-2015
Vigencia	30-noviembre-2040 (25 años)
Tipo de Contrato	Extracción de Hidrocarburos Bajo la modalidad de Producción Compartida
Contratista y socios con porcentaje de participación	ENI México, S. de R.L. de C.V. – 100%
Profundidad para extracción	Amoca: Sin restricción Miztón: Sin restricción Tecoalli, Polígono A: Sin restricción Tecoalli, Polígono B: Todas las formaciones geológicas, con excepción de aquellas que forman parte del Campo donde se ubican los objetivos del Pozo Tecoalli-1001 (Plioceno Inferior).
Yacimientos y/o Campos	Amoca, Miztón, Tecoalli
Colindancias	Veracruz, Tabasco y Campeche
Otras características	N/D

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de ENI México, S. de R.L. de C.V.)

El Área Contractual 1 se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a profundidades de agua de 10 m a 40 m, y cubre una superficie total de 67.2 km² subdividida en tres sub-áreas que incluyen tres descubrimientos: Amoca, Tecoalli y Miztón. La ubicación y vértices del Área Contractual se muestran en la Figura 1 y Tabla 2.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the letters "TTE" and "M" and several illegible signatures.

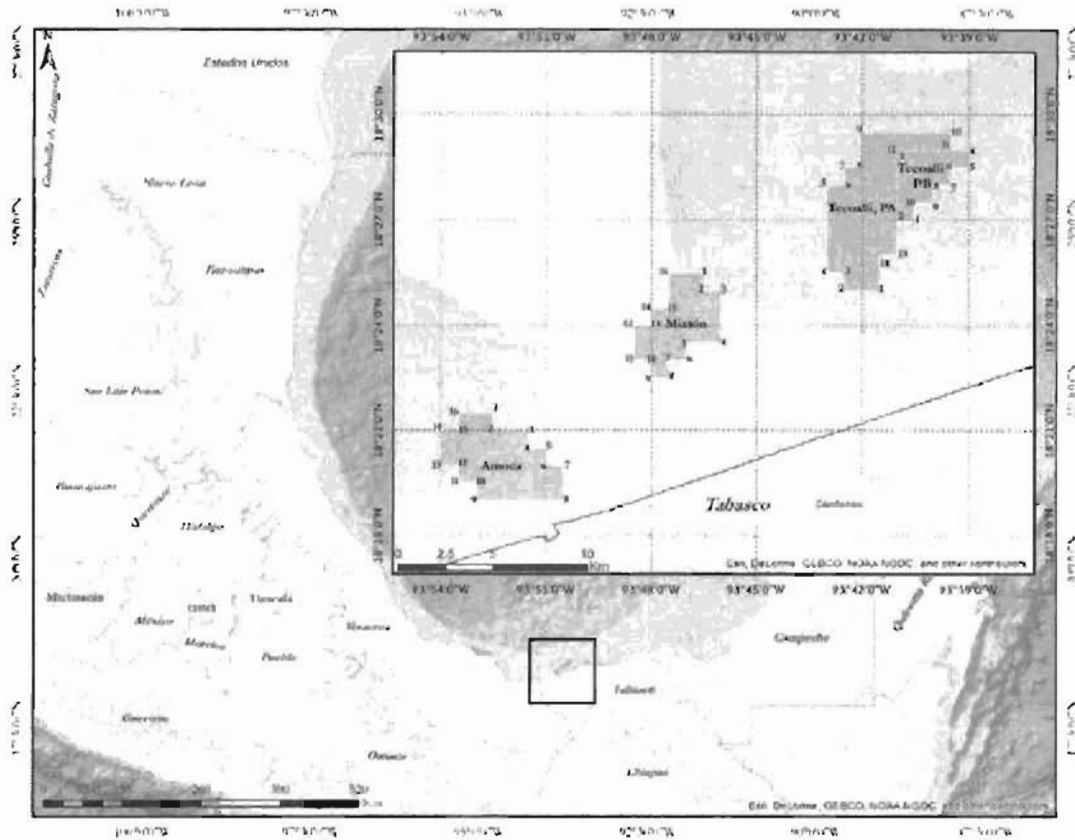


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.

(Fuente: Comisión)

Área Contractual	Campo / Polígono	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	Amoca	1	93° 52' 30"	18° 21' 30"
		2	93° 52' 30"	18° 21' 00"
		3	93° 51' 30"	18° 21' 00"
		4	93° 51' 30"	18° 20' 30"
		5	93° 51' 00"	18° 20' 30"
		6	93° 51' 00"	18° 20' 00"
		7	93° 50' 30"	18° 20' 00"
		8	93° 50' 30"	18° 19' 00"
		9	93° 53' 00"	18° 19' 00"
		10	93° 53' 00"	18° 19' 30"
		11	93° 53' 30"	18° 19' 30"
		12	93° 53' 30"	18° 20' 00"
		13	93° 54' 00"	18° 20' 00"
		14	93° 54' 00"	18° 21' 00"
		15	93° 53' 30"	18° 21' 00"
		1	Miztón	1
2	93° 46' 30"			18° 25' 00"
3	93° 46' 00"			18° 25' 00"
4	93° 46' 00"			18° 23' 30"
5	93° 47' 00"			18° 23' 30"
6	93° 47' 00"			18° 23' 00"

Handwritten notes and signatures on the right side of the table, including the number '777' and several illegible signatures.

		7	93° 47' 30"	18° 23' 00"
		8	93° 47' 30"	18° 22' 30"
		9	93° 48' 00"	18° 22' 30"
		10	93° 48' 00"	18° 23' 00"
		11	93° 48' 30"	18° 23' 00"
		12	93° 48' 30"	18° 24' 00"
		13	93° 48' 00"	18° 24' 00"
		14	93° 48' 00"	18° 24' 30"
		15	93° 47' 30"	18° 24' 30"
		16	93° 47' 30"	18° 25' 30"
	Tecoalli, Polígono A	1	93° 41' 30"	18° 25' 00"
		2	93° 42' 30"	18° 25' 00"
		3	93° 42' 30"	18° 25' 30"
		4	93° 43' 00"	18° 25' 30"
		5	93° 43' 00"	18° 28' 00"
		6	93° 42' 30"	18° 28' 00"
		7	93° 42' 30"	18° 28' 30"
		8	93° 42' 00"	18° 28' 30"
		9	93° 42' 00"	18° 29' 30"
		10	93° 39' 30"	18° 29' 30"
		11	93° 39' 30"	18° 29' 00"
		12	93° 41' 00"	18° 29' 00"
		13	93° 41' 00"	18° 28' 00"
		14	93° 41' 30"	18° 26' 00"
	Tecoalli, Polígono B	1	93° 40' 30"	18° 27' 00"
		2	93° 41' 00"	18° 27' 00"
		3	93° 41' 00"	18° 29' 00"
		4	93° 39' 00"	18° 29' 00"
		5	93° 39' 00"	18° 28' 30"
		6	93° 39' 30"	18° 28' 30"
		7	93° 39' 30"	18° 28' 00"
		8	93° 40' 00"	18° 28' 00"
		9	93° 40' 00"	18° 27' 30"
		10	93° 40' 30"	18° 27' 30"

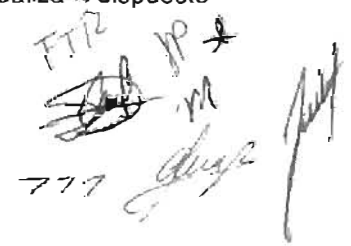
Tabla 2. Vértices del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de ENI México, S. de R.L. de C.V.)

El descubrimiento comercial del Área Contractual 1 no se extiende más allá del área definida en el Contrato, la configuración seleccionada para la infraestructura de producción en el Plan de Desarrollo cubre la totalidad del Área Contractual 1 con los campos Amoca, Miztón y Tecoalli.

Con relación al requerimiento establecido en el inciso (c) del numeral 4 del Anexo 9 del Contrato, referente a Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo – Programa esperado de devolución del Área Contractual o de cualquier parte de ella, es importante realizar las siguientes precisiones

- El Plan de Desarrollo contempla la totalidad del Área Contractual. Por tal razón, no se contempla la devolución de ningún porcentaje ni superficie de la misma, por lo que no se actualiza lo dispuesto en el inciso b) de la Cláusula 6.1 del Contrato.

FTZ

 777

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

El proceso de evaluación técnica y económica, a efecto de emitir el presente Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción (Plan o Plan de Desarrollo) propuesto por ENI México, S. de R.L. de C.V., involucró la participación de cinco unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización de Producción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, la Secretaría de Economía (Economía) llevó a cabo la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), evaluó el Sistema de Administración de Riesgos, por ser la autoridad competente.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0071/2017 DICTAMEN TÉCNICO DEL PLAN DE DESARROLLO CNH-R01-L02-A1/2015 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión

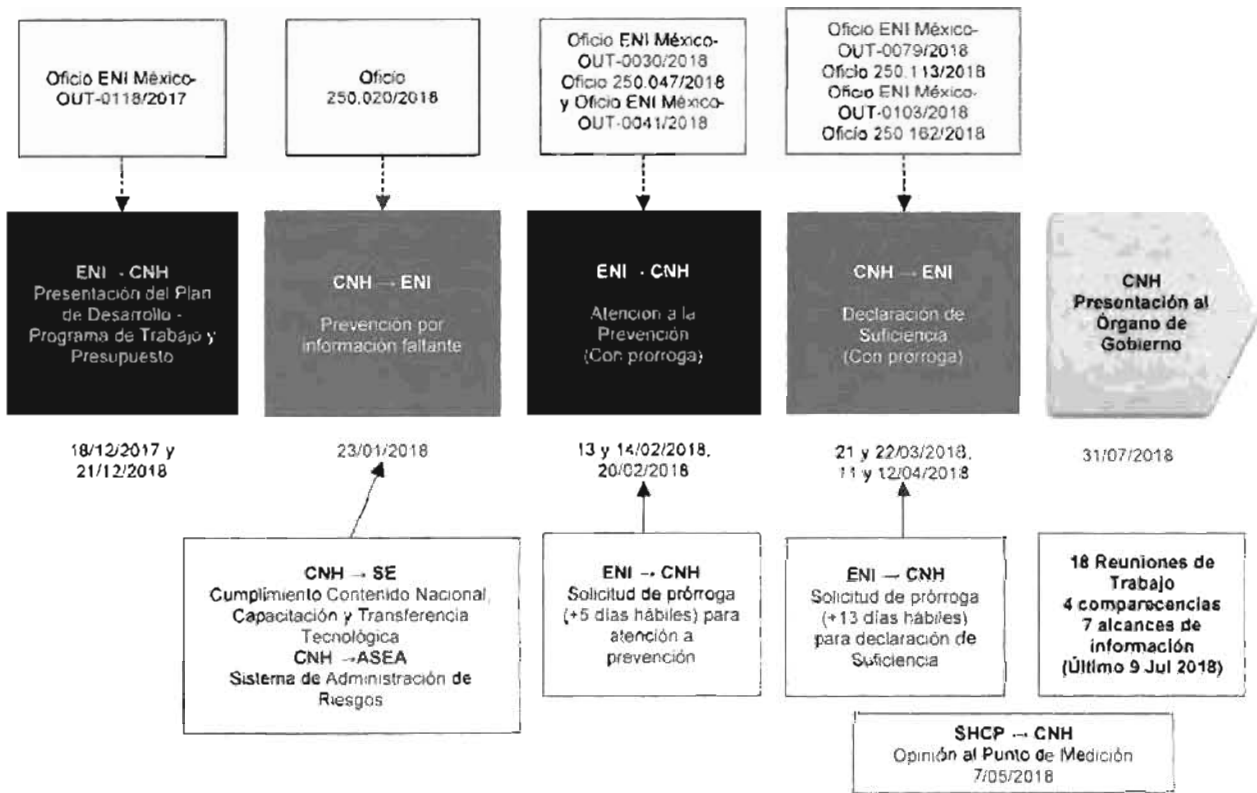


Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución.

(Fuente: Comisión).

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

III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que el Plan de Desarrollo propuesto por ENI México, S. de R.L. de C.V. sea congruente y dé cumplimiento al artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permita maximizar el Factor de Recuperación, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos a evaluar contenidos en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y los artículos 7 y 8 de los "LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo.

Al respecto, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII y XIII y el Anexo 2 de los Lineamientos. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en las Cláusulas 5.1, 5.2, 11.1, 11.2, 11.3, 13.2, 14.1, 17.1, 18.3, 18.5 y Anexo 5 de Contrato. Adicionalmente, el Plan de Desarrollo cumple con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) y las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the letters "TR" and several illegible signatures.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Situación actual

El campo Amoca se ubica aproximadamente a 7.5 km de la línea de costa y a 75 km al oeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) en Paraliso, Tabasco.

Los campos Amoca, Tecoalli y Miztón, presentan tres pozos perforados por PEMEX Exploración y Producción en los años 2002, 2008 y 2012, respectivamente. Entre enero 2017 y diciembre 2017, ENI México perforó cinco pozos de evaluación: Amoca-2, Amoca-3DEL, Miztón-2DEL, Tecoalli-2DEL y Amoca-4DEL.

	Pozo	Tipo	Geometría	Estado	Operador / Contratista
1	Amoca-1	Exploración	Vertical	Taponado definitivo	PEMEX
2	Miztón-1	Exploración	Vertical	Taponado definitivo	PEMEX
3	Tecoalli-1	Exploración	Vertical	Taponado definitivo	PEMEX
4	Amoca-2	Evaluación	Desviado	Taponado temporal	ENI
5	Amoca-3DEL	Evaluación	Desviado	Taponado temporal	ENI
6	Miztón-2DEL	Evaluación	Vertical	Taponado temporal	ENI
7	Tecoalli-2DEL	Evaluación	Vertical	Taponado temporal	ENI
8	Amoca-4DEL	Evaluación	Desviado	Taponado temporal	ENI

Tabla 3. Pozos perforados en el Área Contractual y su estado actual.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Con tales pozos se han ampliado significativamente las estimaciones de volúmenes en sitio de aceite Amoca-2 y 3-DEL documentaron 116.5 m y 413 m de espesor neto de arenas con aceite, respectivamente, comprobando la presencia de hidrocarburos en la secuencia profunda de la formación Cinco Presidentes también en el sector sur del campo, así como en el yacimiento Orca-2 en el sector norte. Las pruebas de producción realizadas en el pozo Amoca-3-DEL tanto en la formación Orca como en la Cinco Presidentes confirmaron alta productividad de estos yacimientos. Entre agosto y septiembre 2017 se perforó el pozo Miztón-2DEL donde se encontraron 187.5 m de espesor neto de arenas con aceite, 90 m más que el pozo descubridor Miztón-1. En el pozo Tecoalli-2DEL, el último del programa de evaluación inicial, se encontraron un total de 64 m de arenas netas con aceite, de los cuales, 38 m en dos arenas de la formación Orca-2 y 26 m en dos arenas posiblemente de edad Mioceno Superior. En los pozos Tecoalli-2DEL y Miztón-2DEL se efectuaron pruebas de producción entre diciembre 2017 y enero 2018.

En noviembre de 2017, la Comisión aprobó la solicitud de ENI México de extender por un (1) año adicional el periodo de evaluación a los fines de perforar el pozo delimitador Amoca-4DEL, caracterizando mejor algunos sectores del yacimiento Cinco Presidentes.

Con toda la información recabada, pudo lograrse una mejor caracterización de los yacimientos de los Campos del Área Contractual 1; por lo que el Contratista estimó que los descubrimientos son comerciales, razón por la cual es presentado Plan de Desarrollo correspondiente, para análisis de la Comisión.

De acuerdo con la Cláusula 5.1 del Contrato, el Contratista informó a la Comisión Continuación de Actividades mediante Oficio S/N recibido con fecha del 7 agosto 2017, cumpliendo con lo establecido en dicha Cláusula en la que se estipula que el Contratista deberá de presentar a más tardar treinta (30) días después de la terminación del Periodo de Evaluación (30 noviembre 2018), si desea continuar con las Actividades Petroleras en el Área Contractual.

Handwritten signatures and initials, including "TR", "P", "M", "J", and "777".

b) Características Generales y propiedades de los yacimientos

En el Área Contractual 1 las deformaciones estructurales se asocian principalmente a la influencia de la tectónica salina, debido a la existencia de domos de sal evacuados en el Triásico Superior, los cuales se han desplazado hasta alcanzar las rocas terciarias del Mioceno. El resto de la columna conocida está constituida por una secuencia arcillo-arenosa.

El tipo de trampa presente es combinada: estructural-estratigráfica, y la roca almacén de estos yacimientos son areniscas de cuarzo, feldspatos y fragmentos de roca de granos muy finos y finos a medios subangulosos a subredondeados, regularmente seleccionados. Las areniscas tienen cementante calcáreo y presentan buena porosidad intergranular. Las rocas sello de estos yacimientos están constituidos por paquetes de arcillas y lutitas laterales y verticales. Los yacimientos del proyecto se ubican principalmente en las arenas de edad Reciente-Pleistoceno y Plioceno Medio-Superior y se encuentran a una profundidad entre 1,100 y 4,500 m. Las rocas generadoras en el área del proyecto están representadas por lutitas bituminosas y calizas arcillosas de edad Jurásico Superior Tithoniano, las cuales tienen distribución regional y son generadoras de aceite y gas.

Los datos actuales de yacimientos confirman la no presencia de H₂S. Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, registradas en el Área Contractual se muestran en la Tabla 4.

Campo	Amoca			Miztón	Tecoalli
Área Contractual (km ²)	67.2				
Área Campo (km ²)	19.4			14.6	33.2
Año de descubrimiento	2003			2013	2009
Yacimiento	Orca Pesado	Orca Ligero	Orca-2	Cinco Presidentes	Orca 2
Era	Plioceno Medio			Plioceno Inferior	Plioceno Medio
Profundidad promedio (m)	1,060	2,080-2,320		3,660	2,950
Elevación o tirante de agua (m)	29				33
Volumen Original (MMbbls)	913.3			500	56
Sistema Artificial de Producción (SAP)					
Densidad del Aceite (°API)					
Porosidad Primaria (%)					
Permeabilidad (mD)					
Presión inicial y actual (kg/cm ²)					
Presión saturación (kg/cm ²)					
Mecanismos de empuje principal					
Metodos de recuperación secundaria					

Tabla 4. Características generales del Área Contractual 1.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures: "777 FTR" and other illegible scribbles.

c) Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista tiene como objetivo el desarrollo de los recursos identificados durante la etapa de evaluación del Área Contractual 1, con una estrategia de desarrollo escalonada que permitirá monetizar en forma acelerada dichos recursos comenzando con una producción anticipada en el primer trimestre del año 2019 (1T-2019), para luego continuar sumando recursos y mitigando riesgos en las etapas sucesivas. Todo esto siguiendo las mejores prácticas de la industria aplicando la experiencia del Contratista, así como la información, estudios, análisis y resultados adquiridos durante el Periodo de Evaluación, tanto en áreas técnicas como de seguridad y medio ambiente, incluyendo el aprovechamiento del gas y los objetivos de Contenido Nacional.

El Plan de Desarrollo prevé la perforación de treinta y dos (32) pozos de los cuales diez (10) son para Inyección de Agua como estrategia de Recuperación Secundaria.

El costo estimado de las actividades de desarrollo por el Contratista es de 1,816 mmUSD, desde el 2017 (fecha en que inician actividades para preparación de Plan de Desarrollo por el Contratista) y hasta el 2025. Con la puesta en marcha del desarrollo e inicio de producción en el primer trimestre del año 2019 (1T-2019) y hasta la finalización del periodo contractual en noviembre del año 2040, se estima un gasto de operación por el Contratista de 5,507 mmUSD.

Dentro del costo total de inversión 1,020 mmUSD son para la Perforación y Terminación de pozos de desarrollo, se incluye un total de 290.8 mmUSD para la perforación de 10 pozos inyectores de agua considerados como Recuperación Secundaria.

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

ENI México, S. de R.L. de C.V. presentó un total de 20 alternativas, las cuales fueron revisadas técnica y económicamente por parte de CNH. Alternativas con visión de explotación desde el yacimiento, con dos diferentes combinaciones por tipo de Recuperación Secundaria (Inyección: Agua / Gas), alternativas por tipo de infraestructura y con diferentes estrategias de producción; basándose en un desarrollo escalonado del Área Contractual 1, Tabla 21.

El primer paso de este enfoque escalonado es llamado Producción inicial o anticipada, el cual tiene como objetivo lograr la producción comercial, minimizando los impactos económicos y la posible demora en el tiempo. Asimismo, ayudará a proporcionar información adicional que permitirá la optimización del esquema de desarrollo para el campo completo.

El esquema escalonado de la producción permite la producción comercial en el tiempo más corto y mantiene los niveles de producción diarios deseados. Las actividades de construcción de infraestructura y perforación de pozos van desde el último trimestre de 2018 hasta el último trimestre del 2025. La producción inicial parte en el primer trimestre de 2019 y la producción del desarrollo completo, se logra en el último trimestre del año 2020; siendo materia de este Dictamen Técnico desde la fecha de aprobación del mismo, hasta la vigencia del Contrato 30 noviembre 2040 Figura 3.

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner of the page, including a large signature and the number '777'.

Producción Anticipada
1T-2019

Desarrollo Completo
4T 2020 al 4T 2025



Figura 3. Desarrollo de actividades.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Las alternativas analizadas se dividen en dos rubros:

- Selección de la alternativa que permita la maximización del Factor de Recuperación (Yacimiento).
- Selección de la configuración para las instalaciones de producción (Infraestructura).

Alternativas analizadas para la maximización del Factor de Recuperación (Yacimiento).

La selección de la alternativa para explotación del Área Contractual 1 realizada por el Contratista, se contemplan con el objetivo de maximización de la reserva, partiendo desde el análisis de tipo de recuperación de hidrocarburos para los Campos de Amoca, Miztón y Tecoailli.

- Primaria,
- Primaria + Sistema Artificial de Producción,
- Recuperación Secundaria + Sistema Artificial de Producción.

Las alternativas propuestas por el Contratista consideran el esquema de inyección de agua y flujo natural, junto la implementación de Sistemas Artificiales de Producción.

La alternativa de Recuperación Secundaria supone la inyección de agua en yacimientos con factibilidad de inyección (Campos Amoca y Miztón), así como la instalación de Bombas Electro-Centrífugas (BEC), también nombradas Electrical Submersible Pumps (ESP), en los pozos de los citados Campos.

Debido a que el Campo Tecoailli presenta una alta presión original de yacimiento, no es contemplado por el Contratista la aplicación de un método de Recuperación Secundaria ni la aplicación de Sistemas Artificiales de Producción.

La Tabla 5 resume las tres diferentes alternativas propuestas por el Contratista para el desarrollo de los campos, desde el punto de vista de extracción (yacimiento) mientras que las figuras 4 y 5 muestran los perfiles de producción de aceite y gas estimados como resultado de la posible implementación de cada una de las alternativas.

Tabla 5. Alternativas para el desarrollo de los campos.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

FTR
10 + M
777



*Figura 4. Comparación de las alternativas de desarrollo (Tipo de Recuperación) - Producción de Acelte.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)*



*Figura 5. Comparación de las alternativas de desarrollo (Tipo de Recuperación) - Producción de Gas.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)*

FTR
711
711

Del estudio por el Contratista a las alternativas, se desprende que el escenario de flujo natural (Recuperación Primaria) presenta un bajo rendimiento (170 MMbbls), frente a las otras dos alternativas, principalmente debido a la baja producción de las arenas menos profundas (Orca). En este caso predomina la expansión monofásica y poco aprovechamiento de empuje por gas disuelto, por lo que esta alternativa fue descartada por el Contratista.

Por cuanto hace a la Recuperación Secundaria fueron propuestos los siguientes esquemas por el Contratista.

- Inyección de agua.
- Inyección de gas.

La inyección de gas fue descartada por el Contratista debido al insuficiente volumen de gas para inyectar (1/5 gas producido, del volumen necesario), requerimiento de construcción de instalaciones de tratamiento y debido a que el BEC resulta sensible a la presencia de gas libre, así como también debido a la presencia de un casquete de gas para lograr una mayor eficiencia de barrido.

Por lo que la inyección de agua fue seleccionada por el Contratista como método de Recuperación Secundaria a ser implementado en el Área Contractual 1, mismo que es desarrollado a detalle en el apartado previsto.

Se necesitan diversos puntos de drenaje debido a la alta compartimentalización del campo Amoca y su heterogeneidad vertical. La Figura 6 muestra una sección del campo de Amoca.

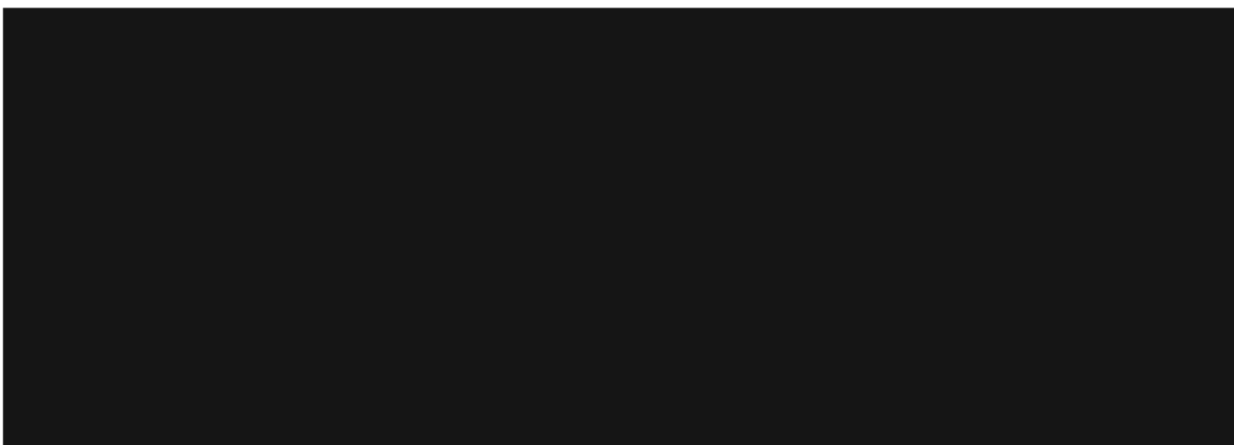


Figura 6. Sección del Yacimiento de Amoca.

(Fuente. Comisión con información presentada por ENI México, S. de R L. de C V.)

La Tabla 6 y Tabla 7 describen el perfil de producción hasta el año 2040 para las tres alternativas desde el punto de vista de extracción de yacimiento, así como los valores acumulados de reservas.

Handwritten notes and signatures in the bottom right corner, including the text "TTR.", "10 x", "777", and "deja".

Producción de Aceite y Gas (Diario)		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Aceite (mbd)		6.71	20.54	69.98	90.06	90.00	90.00	89.98	80.17	87.96	55.57	47.48	39.73	33.69	29.85	26.67	22.56	19.53	17.05	15.03	14.02	10.70	10.21
Gas (mmmpod)		5.37	18.43	52.55	62.05	54.66	53.38	50.20	45.98	43.32	38.52	34.89	30.09	25.11	21.74	18.74	14.48	10.07	8.32	7.15	6.42	3.98	3.68
Aceite (mbd)		6.71	20.54	69.98	89.66	90.73	79.52	75.09	60.63	45.86	35.14	27.51	22.28	18.22	15.04	12.40	10.15	8.30	7.15	5.78	5.24	4.14	3.72
Gas (mmmpod)		5.37	16.43	52.51	75.26	105.40	110.36	112.58	108.59	99.69	85.72	72.91	62.42	52.84	44.74	37.44	30.83	23.97	20.53	17.53	14.74	7.97	7.08
Aceite (mbd)		6.28	15.47	46.17	59.82	59.05	48.05	43.70	37.63	32.94	26.54	20.06	15.74	13.57	11.07	8.73	6.57	4.61	3.71	3.01	2.49	0.26	0.23
Gas (mmmpod)		5.03	12.38	33.91	44.99	53.38	59.53	59.04	54.19	53.26	50.65	46.96	45.13	44.38	39.94	36.60	31.03	23.63	20.47	17.48	15.05	0.11	0.10

Producción de Aceite y Gas (Acumulada)		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Aceite (MMb)		2.45	8.94	35.49	68.36	101.21	134.06	166.90	196.15	220.96	241.25	258.58	273.06	285.37	296.27	308.00	314.24	321.37	327.59	333.08	338.20	342.10	345.83
Gas (mmmpc)		1.96	7.96	27.14	49.79	69.73	89.22	107.54	124.33	140.14	154.20	166.93	177.91	187.08	195.01	201.86	207.14	210.82	213.86	216.47	218.81	220.26	221.60
Aceite (MMb)		2.45	9.94	35.49	68.21	101.33	130.35	157.76	179.89	196.63	209.46	219.50	227.63	234.28	239.77	244.29	248.00	251.03	253.64	255.75	257.66	259.17	260.63
Gas (mmmpc)		1.96	7.96	27.12	54.59	93.06	133.34	174.44	214.07	250.46	281.75	308.36	331.14	350.43	366.76	380.42	391.68	400.43	407.92	414.32	419.70	422.61	425.19
Aceite (MMb)		2.30	7.94	24.80	45.66	68.22	85.76	101.71	115.44	127.47	137.16	144.48	150.22	155.17	159.22	162.40	164.80	165.48	167.84	168.54	169.85	169.94	170.03
Gas (mmmpc)		1.84	6.35	18.73	35.15	54.64	76.37	97.92	117.69	137.14	155.70	172.83	189.31	205.50	220.08	233.44	244.77	253.46	260.94	267.32	272.61	272.85	272.68

Tabla 6. Perfil de producción de las alternativas analizadas.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

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

Producción de Aceite		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total acumulado a 2040
	Aceite (MMb)	2.4	7.5	26.1	31.7	32.5	32.0	33.9	346
		2.4	7.5	26.1	30.8	31.8	29.2	29.2	261
		2.4	7.5	25.7	26.2	26.2	22.1	18.0	170

Tabla 7. Perfil de producción de las alternativas analizadas (Resumen).

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Respecto a la aplicación de Sistemas Artificiales de Producción, se analizaron diferentes alternativas de producción por el Contratista, Tabla 8.

- Bombeo Cavidades Progresivas,
- Bombeo Neumático,
- Bombeo Electro-Centrífugo (BEC).

	Bombeo Electro-Centrífugo (BEC)	Bomba Cavidad Progresiva	Bombeo Neumático
Rango de producción			
Adaptabilidad a diferentes gravedades Aceite ("API)			
Enfriamiento por expansión gas, origina problemas con parafinas/hidratos metano			
Adaptabilidad a pozos altamente desviados, incluyendo horizontales			
Manejo de profundidad y temperatura			
Resistencia a abrasivos y sólidos			
Manejo de RGA			
Rendimiento con incremento corte de agua			
Uso de espacio en superficie			

Tabla 8. Selección de Sistema Artificial de Producción.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)



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

La inyección de agua y las bombas BEC permiten una recuperación creciente por medio de un desplazamiento más eficiente.

Finalmente, la alternativa seleccionada por el Contratista para la maximización de las reservas desde la perspectiva de explotación del yacimiento es la implementación de *Recuperación Secundaria con Inyección de Agua y Sistema Artificial de Producción BEC*; esperando un volumen a recuperar de 346 MMbbls de aceite y 222 MMMpc, permitiendo maximizar las reservas y optimizar el desarrollo del yacimiento.

Configuraciones analizadas para las instalaciones de producción (Infraestructura).

Posteriormente y una vez seleccionada por el Contratista la alternativa de Recuperación Secundaria con BEC como Sistema Artificial de Producción; se procedió a analizar por el mismo, la infraestructura a emplear para la extracción de los hidrocarburos en los Campos Amoca, Miztón y Tecoailli, aplicando un enfoque por etapas para hacer frente a las incertidumbres, riesgos de superficie y subsuelo que identificó hasta este momento.



Por lo que, del total de las 5 configuraciones estudiadas por el Contratista, en términos de Infraestructura, tres (3) fueron analizadas por el mismo con una mayor profundidad (técnica y económicamente); principalmente diferenciadas por la infraestructura de procesamiento y puesta en marcha para la producción.

Para las 3 configuraciones presentadas por el Contratista en el Plan de Desarrollo referentes al análisis para las instalaciones de producción, fueron considerados los siguientes bloques de construcción:

Bloques de Construcción	Característica Principal o Descripción
[Redacted content]	

Tabla 9. Bloques de Construcción.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

TTR
4
[Handwritten signatures and initials]

Como se observa en la Tabla 9, las plataformas de pozos y el ducto a tierra son bloques de construcción que son comunes a todas las configuraciones analizadas

La Tabla 10 describe la principal característica de las configuraciones analizadas:

Descripción de la Infraestructura
[Redacted content]

Tabla 10. Identificación de las configuraciones analizadas por Infraestructura.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

La producción inicial tiene como alcance la instalación de una plataforma de pozos en el área de Miztón, la instalación de un ducto de exportación de gas (para uso multifásico inicialmente por un tiempo limitado) desde la plataforma hasta tierra, pasando por las instalaciones necesarias para recibir el flujo (Aceite, Agua y Gas) y luego a las instalaciones de PEMEX Exploración y Producción en Bateria de Separación San Ramón. El inicio de la producción será de flujo natural (multifásico).

La fase del desarrollo completo del Área Contractual fue analizada por el Contratista revisando la instalación y puesta en marcha de alguna de las instalaciones de procesamiento mencionadas en cada una de las configuraciones, seguido de la instalación de tres (3) plataformas adicionales en los campos de Amoca (2) y Tecoalli (1).

Las principales diferencias de las configuraciones analizadas por el Contratista se pueden observar en la Tabla 11.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the text "TTR 18" and "777".

Características	
Actividades Físicas	Número de Pozos
	Ductos
	Infraestructura (Costa Fuera)
	Infraestructura (En Tierra)
Producción (bpd)	
Incorporación de Reservas @ 2040 (MMb / MMm3pc)	
Gastos de Operación @ 2040	
Inversiones @ 2040	
Tecnologías	
Inicio de Producción:	





 FTIR

Tabla 11. Configuraciones de desarrollo analizadas y sus principales características.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)



Configuración – Unidad flotante de procesamiento, almacenamiento y descarga de producción (FPSO) – Alternativa seleccionada por el Contratista.

En esta configuración está prevista la instalación de una unidad flotante de procesamiento, almacenamiento y descarga de producción (FPSO), la cual será instalada dentro en el Área Contractual 1. ubicada costa afuera, a 2.5 km de la Plataforma WHP Miztón.

El FPSO tratará y exportará completamente según especificación de exportación el aceite y gas producido. El aceite será descargado en alta mar para ser transportado via tanqueros para la comercialización, mientras el gas se exportará a tierra, entrando en la red de gas de PEMEX Exploración y Producción Estación de Compresión (ECO) San Ramón. Figura 7

El tiempo para diseño, procura, construcción, instalación y puesta en operación previsto por el Contratista para la infraestructura del FPSO es de 1.8 años, a partir de la aprobación del Plan de Desarrollo.

La producción de la etapa inicial o puesta en marcha se tiene prevista para el primer trimestre del 2019 (1T-2019) desde el campo Miztón, a través de la plataforma de pozos de Miztón (WHP) con 7 pozos productores y 5 pozos inyectores de agua. La producción total de la etapa de desarrollo (cuarto trimestre 4T-2020) con la entrada y puesta en operación de la Unidad FPSO, incluirá a Amoca y Tecoalli con 15 pozos productores y 5 pozos inyectores de agua; para un total de 32 pozos a perforar en el desarrollo completo (22 productores y 10 inyectores de agua).

La unidad FPSO está prevista como una instalación de tratamiento con un esquema contractual que permite la transferencia definitiva de propiedad a la Comisión (al igual que todo el sistema), una vez finalizado el periodo contractual.

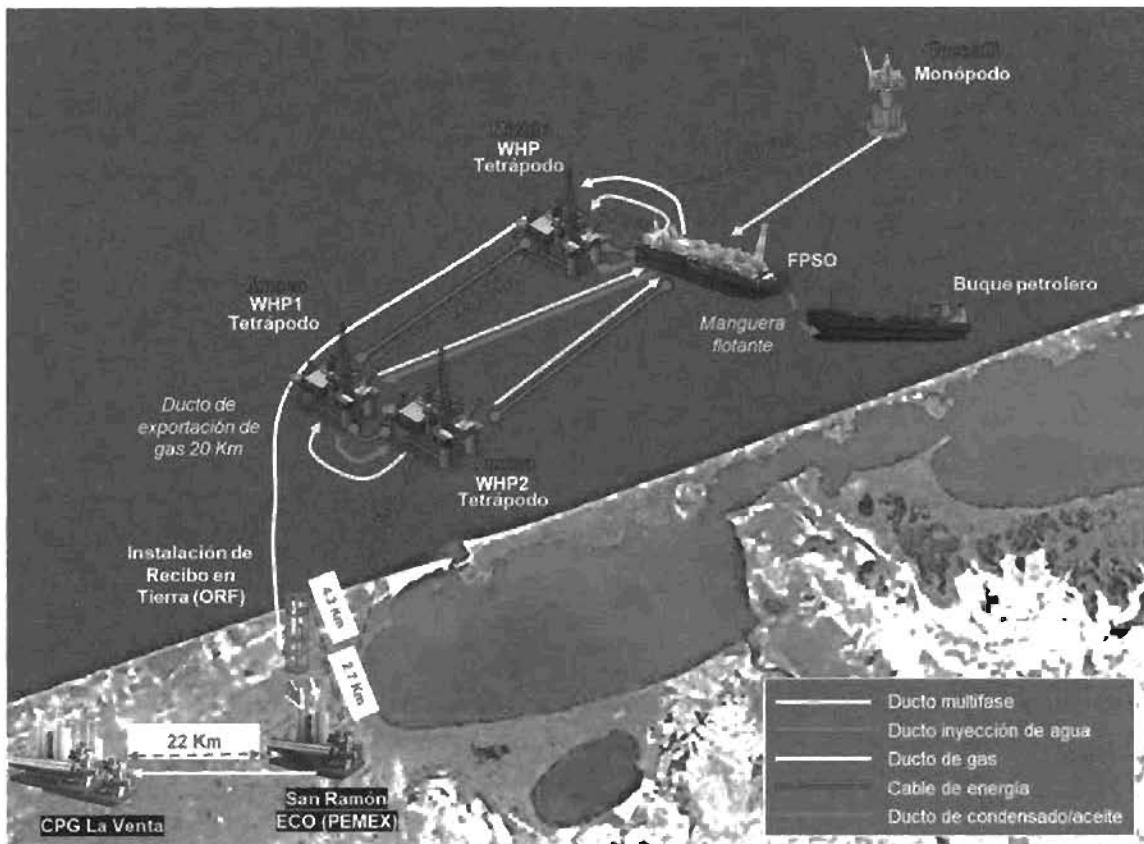
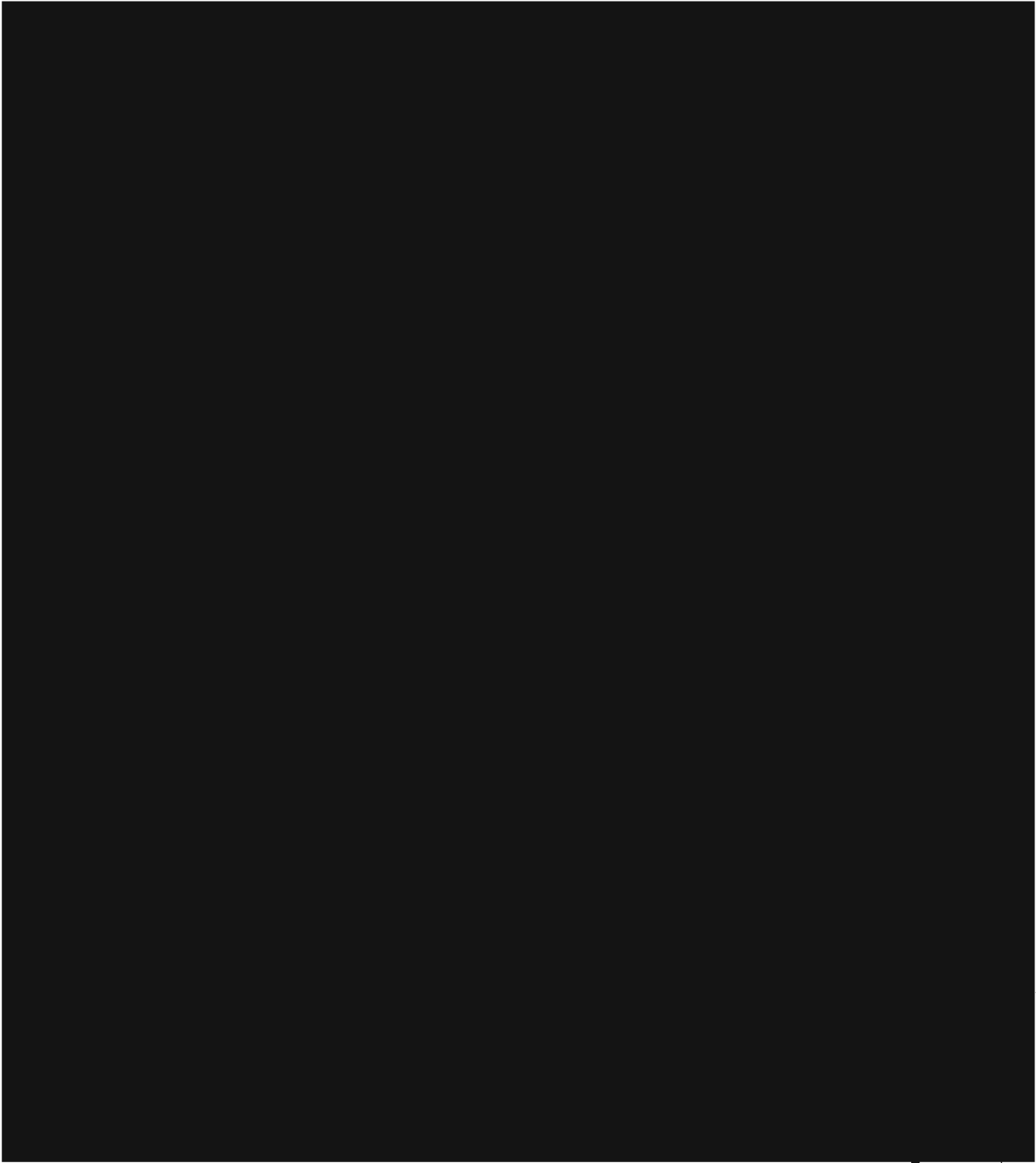


Figura 7. Configuración – FPSO.

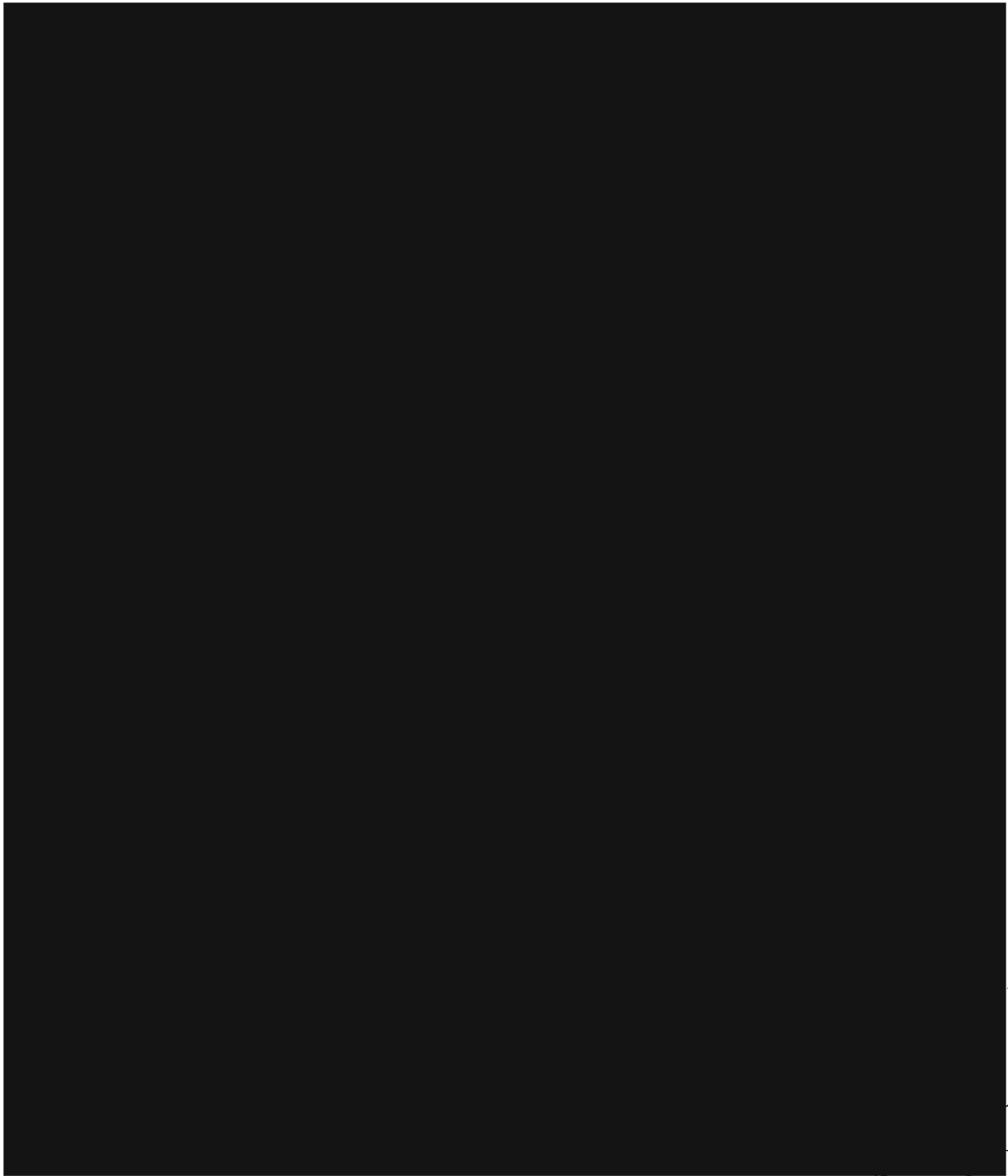
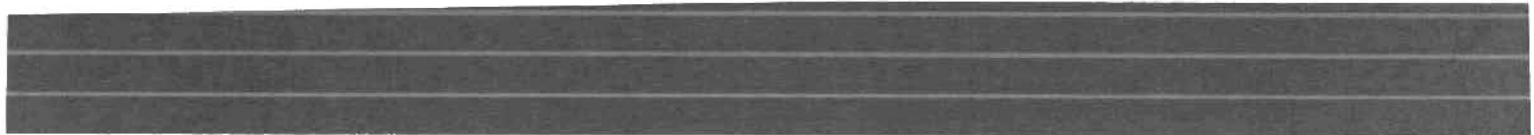
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures in the bottom right corner, including "FTR 4", "777", and several illegible signatures.



2
/

7
LV
[Handwritten signature]
777
[Handwritten signature]



TR
4
J
J
J

Se puede observar que, en las configuraciones presentadas por el Contratista, el tiempo de ejecución y puesta en operación de éstas es lo que determina que, durante la vigencia del Contrato, sea la alternativa del FPSO aquella que presenta una mayor recuperación de Hidrocarburos y, a su vez, genera una mayor rentabilidad, de acuerdo con el análisis efectuado por el Contratista.



Principales criterios para la selección de la Configuración de desarrollo:

Los principales criterios técnicos y económicos para la selección de la Configuración de desarrollo evaluados por el Contratista Tabla 15, se basan en.

- La maximización del Factor de Recuperación de los hidrocarburos a lo largo del ciclo de vida de los yacimientos y campos, y en línea con el Periodo de Desarrollo, en condiciones económicamente viables;
- La selección de las mejores prácticas de la Industria;
- El uso eficiente del área con base en la tecnología disponible;
- El tiempo para la puesta en marcha o inicio de producción, junto a la mitigación de incertidumbres en el tiempo de ejecución del programa de trabajo, y
- La minimización de interferencias por la no disponibilidad de instalaciones de procesamiento/comercialización propiedad de tercero.

Con base en los criterios definidos previamente, se puede concluir que las principales razones para la selección de la configuración de la Unidad FPSO, realizada por el Contratista son:

- Comercialización de hidrocarburos a plena capacidad productiva (90 mbd) en un tiempo más corto con respecto a las otras dos configuraciones;
- Máximo valor comercial del aceite que se puede obtener por su venta en el mercado internacional. Casos alternativos (plataforma y Batería de Separación) consideran el vínculo del aceite producido con la red PEMEX Exploración y Producción. – El caso del FPSO con descarga costa afuera permitirá la comercialización del petróleo a su precio máximo sin un ajuste de calidad, por mezcla de corrientes con otros Campos Petroleros en tierra, y
- El tiempo mínimo de comercialización y el precio máximo del petróleo implican un valor máximo de los activos tanto para el Contratista como para el Estado.

Handwritten notes and signatures in the bottom right corner, including "FTR", "IP", "A", "CM", and "777".

Con base en el análisis realizado por el Contratista y puntos descritos anteriormente, la configuración de la Unidad del FPSO resulta la alternativa seleccionada para el desarrollo del Área Contractual 1.

FIR + P

m


777

Comparación de las configuraciones de desarrollo de desarrollo desde el punto de vista producción de hidrocarburos.

Producción de Aceite y Gas (Diario)		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Aceite (mbd)		6.7	23.4	62.9	89.9	89.9	89.7	89.7	77.8	66.8	54.6	46.5	38.6	32.8	29.2	26.1	22.2	19.2	16.3	14.7	13.7	10.5	10.0
Gas (mmmpcd)		5.4	17.7	61.0	60.0	54.9	53.3	49.8	45.2	42.7	38.1	34.5	29.1	24.4	21.3	18.3	14.7	10.0	7.9	6.8	6.2	3.8	3.5
Aceite (mbd)		6.7	20.5	70.0	90.1	90.0	90.0	90.0	80.2	68.0	55.6	47.5	39.7	33.7	29.9	26.7	22.6	19.5	17.0	15.0	14.0	10.7	10.2
Gas (mmmpcd)		5.4	16.4	52.6	62.0	54.7	53.4	50.2	46.0	43.3	38.5	34.9	30.1	25.1	21.7	18.7	14.5	10.1	8.3	7.1	6.4	4.0	3.7
Aceite (mbd)		6.7	8.0	8.0	69.9	85.8	90.1	91.0	90.0	82.5	69.3	58.0	49.3	42.5	34.9	29.3	26.0	21.7	19.2	17.0	15.2	11.6	10.8
Gas (mmmpcd)		5.4	6.4	6.4	53.0	56.4	59.3	52.8	50.4	49.2	45.0	40.2	35.7	31.5	25.5	20.8	17.3	11.8	10.0	8.4	7.3	4.7	4.2
Aceite (mbd)		6.7	8.0	8.0	38.7	80.3	89.9	90.0	90.0	87.5	73.9	61.9	52.7	45.1	37.5	32.0	27.1	23.9	20.6	17.8	15.4	11.9	11.3
Gas (mmmpcd)		5.4	6.4	6.4	30.3	56.8	60.8	53.5	51.5	51.6	47.1	42.0	37.4	32.8	27.0	22.5	17.8	13.2	10.8	8.8	7.3	4.8	4.4

Tabla 12. Producción de Aceite y Gas (Promedio diario).

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Producción de Aceite y Gas (Acumulada)		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Aceite (MMb)		2.45	10.98	41.22	74.03	106.84	139.58	172.32	200.75	225.13	245.08	262.05	276.13	288.08	298.74	308.27	316.39	323.38	329.32	334.70	339.72	343.55	347.21
Gas (mmmpc)		1.96	8.43	30.71	52.61	72.63	92.07	110.25	126.73	142.31	156.21	168.79	179.42	188.34	196.12	202.82	208.17	211.82	214.70	217.19	219.45	220.85	222.14
Aceite (MMb)		2.45	9.94	35.49	68.36	101.21	134.06	166.90	196.16	220.98	241.25	258.58	273.08	285.37	296.27	306.00	314.24	321.37	327.59	333.08	338.20	342.10	345.83
Gas (mmmpc)		1.96	7.96	27.14	49.79	69.73	89.22	107.54	124.33	140.14	154.20	166.93	177.91	187.08	195.01	201.86	207.14	210.82	213.86	216.47	218.81	220.26	221.60
Aceite (MMb)		2.45	5.38	8.30	33.82	65.06	97.94	131.18	164.04	184.15	219.44	240.61	258.60	274.11	286.84	297.54	307.04	314.96	321.97	328.19	333.74	337.98	341.94
Gas (mmmpc)		1.96	4.30	6.64	25.97	46.55	68.18	87.45	105.83	123.79	140.22	154.87	167.91	179.39	186.69	196.30	202.61	206.93	210.58	213.66	216.32	218.03	219.58
Aceite (MMb)		2.45	5.38	8.30	22.42	51.73	84.53	117.40	150.26	182.21	209.18	231.78	251.02	267.48	281.20	292.88	302.76	311.48	319.01	325.50	331.12	335.48	339.60
Gas (mmmpc)		1.96	4.30	6.64	17.71	38.46	60.63	80.17	98.95	117.78	134.98	150.30	163.94	175.91	185.78	193.96	200.49	205.32	209.27	212.49	215.16	216.91	218.52

Tabla 13. Producción de Aceite y Gas (Total por año).

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

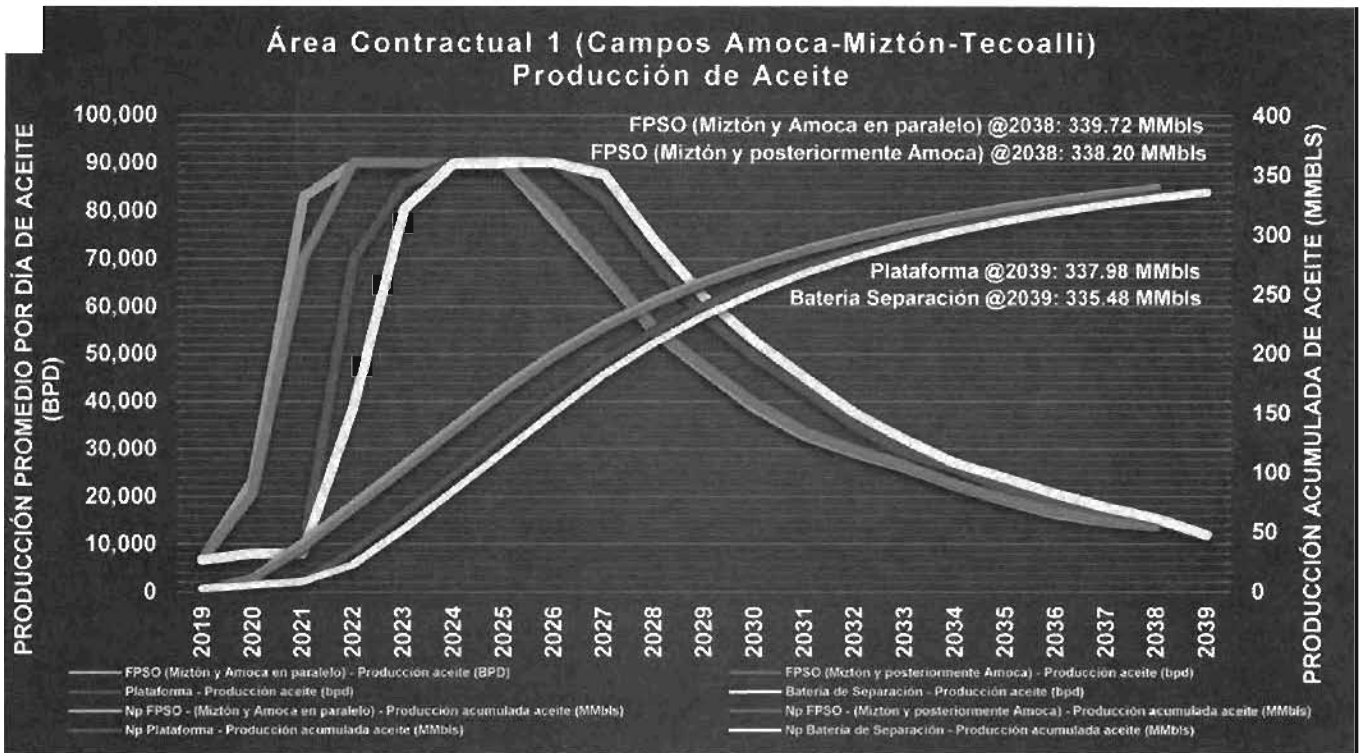


Figura 10. Comparación de las configuraciones de desarrollo (Infraestructura) – Producción de Aceite.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

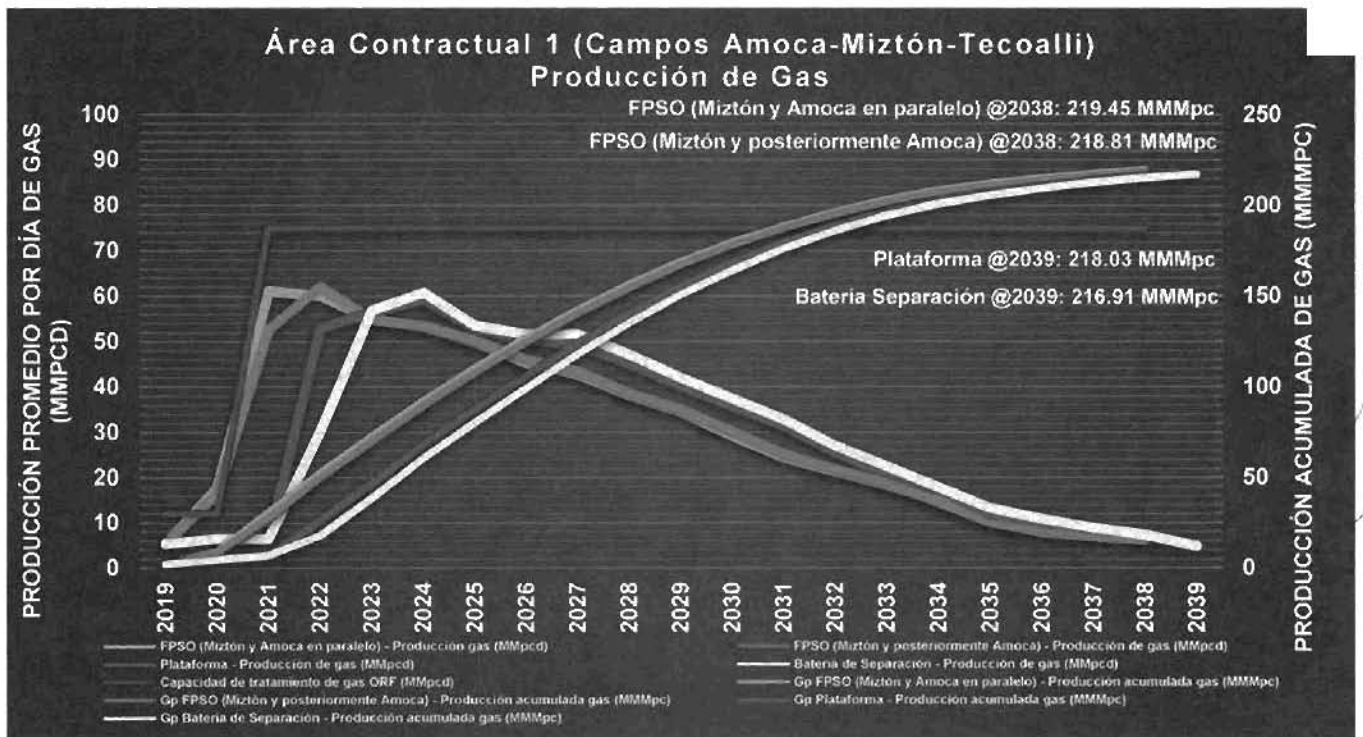


Figura 11. Comparación de las configuraciones de desarrollo – Producción de Gas.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

* 10 FTR
 m
 g
 777

Criterios de Selección	
Impactos en Salud, seguridad y ambiente	
Valor del Activo	
Factor de Recuperación	
Valor del Barril de Petróleo	
Tiempo para la puesta en marcha o inicio de producción 90,000 bpd de capacidad	
Incertidumbre en el programa de trabajo (Plan)	
Contenido local	
Disponibilidad de instalaciones de propiedad de terceros	

Tabla 15. Criterios considerados para seleccionar la mejor alternativa. *Bo*
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.) *717*
717 *FTR*

e) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Los factores de recuperación en el caso de las reservas "2P" (Probadas más Probables) fueron estimados mediante los modelos de simulación 3D construidos para cada yacimiento en los campos Amoca, Miztón y Tecoailli. El escenario "2P" es considerado el caso base del Plan de Desarrollo del Área Contractual 1 e incluye inyección de agua para el mantenimiento de la presión en los principales yacimientos, así como la implementación de levantamiento artificial asistido con bombas electro-centrífugas.

Los factores de recuperación en el caso de las reservas "1P" o Probadas consideran solo producción primaria sin inyección de agua (declinación natural de los yacimientos) y están limitados a las áreas conocidas (POES P1).

Los factores de recuperación en el caso de las reservas "3P" (Probadas más Probables más Posibles) consideran un posible mejor desempeño de la inyección de agua y de las bombas electro-centrífugas. Se utiliza así mismo una base volumétrica mayor que considera un llenado total de la trampa en Amoca hasta el "spill point".

Las reservas 1P, 2P y 3P fueron estimadas por el Contratista según los principios establecidos en el PRMS (Petroleum Resources Management System) de la SPE (Society of Petroleum Engineers). Cabe resaltar que las cifras propuestas de reservas documentadas en el Plan de Desarrollo relativo al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015, son las primeras estimaciones presentadas por este Contratista; lo anterior refleja una variación a la alza en los volúmenes originales y en las cifras de reservas de hidrocarburos respecto a las cifras presentadas previo a la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L02/2015, el incremento del volumen de reservas de hidrocarburos se deriva de una reevaluación que realizó el Contratista de los campos incluidos en el Área Contractual antes mencionada.

La cuantificación se ha cerrado a mayo del 2018 en línea con el ciclo de consolidación de reservas de la Comisión y está basado en la alternativa propuesta en este plan con excepción de la aceleración de cinco meses del campo Amoca. Se estima que la aceleración del campo Amoca podría tener un impacto marginal de 0.3% en las reservas.

El Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista pretende recuperar un volumen de aceite de 347 mmb y 222 mmmmpc de gas a la fecha del término de la vigencia del Contrato (a 2040), lo cual representa aproximadamente el 94% de las reservas 2P de aceite y el 94% para el caso de las reservas 2P de gas al límite económico* 369 MMb y 237.3 MMb.

El volumen de hidrocarburos a recuperar planteado por el Contratista no representa la totalidad de las cifras de reservas 2P de aceite y gas, debido a que la recuperación de dicho volumen de reservas excede el tiempo de la vigencia del Contrato (2040).

Se han identificado 1,469.3 mmb (2P) de aceite y 747.7 MMMpc (2P) de gas en sitio que son objeto del presente plan. El Factor de Recuperación para toda el área previsto es de 25% para el aceite y de 32% para gas, al límite económico a nivel Reservas (2047), con una reserva de 369 MMb para aceite y 237.3 MMMpc para gas. El 86% del volumen recuperable de este plan propuesto se recuperaría dentro del período contractual inicial de 25 años. Los volúmenes originales y reservas de los yacimientos presentes en los campos del Área Contractual estimados por el Contratista al 1 de enero de 2018, se presentan en las Tabla 16, Tabla 17 y Tabla 18.

Contrato	Ultimo Año Certificación	Categoría	Reservas remanentes a la vigencia del Contrato (2040) al 1 de enero 2018			
			Aceite mmb	Gas mmmmpb	Condensado mmb	PCE mmb
CNH-R01-L02-A1/2015 (Área Contractual 1)	NA	1P	86.4	141.7	0.0	122.4
	NA	2P	346.4	228.3	0.0	388.3
	NA	3P	542.5	389.1	0.0	615.8

*Último Año Certificación NA Debido a que dicha solicitud de información se refiere al año de certificación previo a la presentación de las presentes cifras, siendo que en el caso del presente Contrato no aplica, debido a que este es el primer año de certificación de reservas por el actual Contratista.

Tabla 16. Reservas remanentes a la vigencia del Contrato (2040).

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including "777" and various scribbles.

Contrato	Ultimo Año Certificación	Categoría	Reservas remanentes al limite económico* al 1 de enero 2018			
			Aceite mmb	Gas mmmppb	Condensado mmb	PCE mmb
CNH-R01-L02-A1/2016 (Área Contractual 1)	NA	1P	96.4	141.8	0.0	122.4
	NA	2P	369.0	237.3	0.0	412.5
	NA	3P	626.3	436.3	0.0	706.1

*Último Año Certificación NA. Debido a que dicha solicitud de información se refiere al año de certificación previo a la presentación de las presentes cifras; siendo que en el caso del presente Contrato no aplica, debido a que este es el primer año de certificación de reservas por el actual Contratista.

*Límite económico de las Reservas de Proyecto: Cálculo que tiene en cuenta el flujo de ingresos del proyecto antes de impuestos sin la aplicación de los términos contractuales. El límite económico de las reservas desde el punto de vista de la Nación es hasta el año 2047.

Tabla 17. Reservas remanentes de los yacimientos del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Contrato	Volumen Original		Volumen Acumulado		Volumen Remanente		CERTIFICADAS Categoría de Reservas	ACTUAL Categoría de Reservas
	Aceite mmb	Gas Natural mmmppc	Aceite mmb	Gas Natural mmmppc	Aceite mmb	Gas Natural mmmppc	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P
Área Contractual 1	896.5	446.0	0	0	896.5	446.0	NA	1P
	1,469.3	747.7	0	0	1,469.3	747.7	NA	2P
	1,878.8	904.7	0	0	1,878.8	904.7	NA	3P

*Último Año Certificación NA. Debido a que dicha solicitud de información se refiere al año de certificación previo a la presentación de las presentes cifras; siendo que en el caso del presente Contrato no aplica, debido a que este es el primer año de certificación de reservas por el actual Contratista.

Tabla 18. Volumen original, acumulado y remanente de los yacimientos del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

f) Pronóstico de producción

Se han analizado cuatro diferentes esquemas de desarrollo (estrategias de producción) por el Contratista para definir el plan más adecuado para la maximización de la recuperación de reservas.

En el Plan de Desarrollo se tiene previsto el inicio de producción en el 1T 2019 (Producción inicial) desde la WHP (perforación costa-afuera) en el área Miztón; en paralelo se iniciará un desarrollo de niveles más profundos de formación de Cinco Presidentes y menos profundas de Orca y Orca-2 que serán puestas en producción con pozos dedicados, al momento de la entrada en producción de la unidad FPSO se incorporará la producción del campo de Amoca (4T 2020).

[Handwritten signatures and initials]

El Contratista analizó diferentes alternativas para definir el escenario de mayor rendimiento, considerando diferentes tecnologías de empuje: flujo natural o inyección de agua y dispositivos de bombeo artificial en determinados pozos (BEC).

El escenario de flujo natural fue considerado por el Contratista como punto de partida para evaluar la recuperación del yacimiento; localizando 22 pozos productores en el Área Contractual 1 como el número óptimo de pozos, para maximizar las áreas de drene; los resultados muestran que la compartimentalización vertical y horizontal afectan negativamente la producción, especialmente en Orca y Orca-2, donde la presión del yacimiento es cercana a la presión hidrostática.

La mejora por encima del escenario de flujo natural implica dispositivos BEC. Estas bombas se han diseñado cuidadosamente por el Contratista, para permitir aumentar las tasas de arranque y la producción general, tanto en el yacimiento superficial como en el profundo. BEC serán instaladas en 20 pozos productores.

La inyección de agua junto con la instalación de BEC es la mejor solución que propone el Contratista a partir de la producción inicial para fines de recuperación y punto de trabajo operativo de las bombas BEC. Este escenario garantiza una "plateau" de producción de petróleo de 90,000 barriles de aceite por día. Diez (10) pozos inyectoros dedicados, que funcionan de forma tal de mantener balance de masa en subsuelo, permiten mantener la presión del yacimiento. Los pozos inyectoros han sido ubicados por el Contratista en los campos de Miztón y Amoca para mejorar la eficiencia del barrido.

Los pronósticos de producción asociados al Plan de Desarrollo presentado por ENI México, S. de R.L. de C.V. fueron generados a partir de un caso base (Recuperación Primaria y sin implementación de sistemas artificiales de producción), un segundo caso con Recuperación Primaria, más implementación de bombas electro-centrífugas (BEC), como método de levantamiento artificial para mejorar el rendimiento del campo y por último un tercer caso con Recuperación Secundaria (inyección de agua) y sistemas artificiales de producción (BEC), para aceite Figura 12 y para gas Figura 13, incluyendo límites económicos del Proyecto Tabla 19.

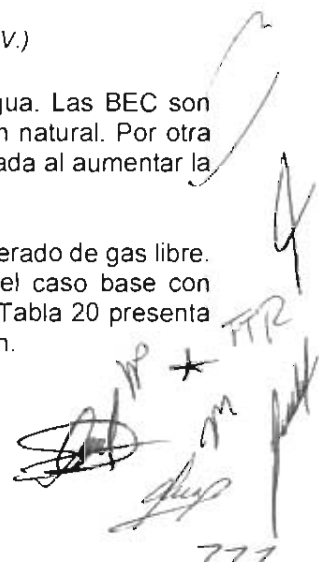
Categoría Reservas	Amoca	Miztón	Tecoalli
1P	2047	2034	2034
2P	2047	2038	2034
3P	2052	2038	2034

Tabla 19. Límite económico por campo y categoría.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Hay también una relación técnica sinérgica entre el uso de BEC y la inyección de agua. Las BEC son sensibles a la presencia de gas libre el cual es prevalente en el caso de la declinación natural. Por otra parte, las BEC ayudan a levantar la columna de líquido a medida que se hace más pesada al aumentar la producción de agua.

Producción primaria con bombeo BEC no es técnicamente posible, debido al caudal esperado de gas libre. Para completar el análisis efectuado por el Contratista, se compara a continuación el caso base con inyección y BEC, con un caso de producción primaria sin y con asistencia de BEC. La Tabla 20 presenta los valores de producción de aceite acumulada, bajo los diferentes tipos de recuperación.



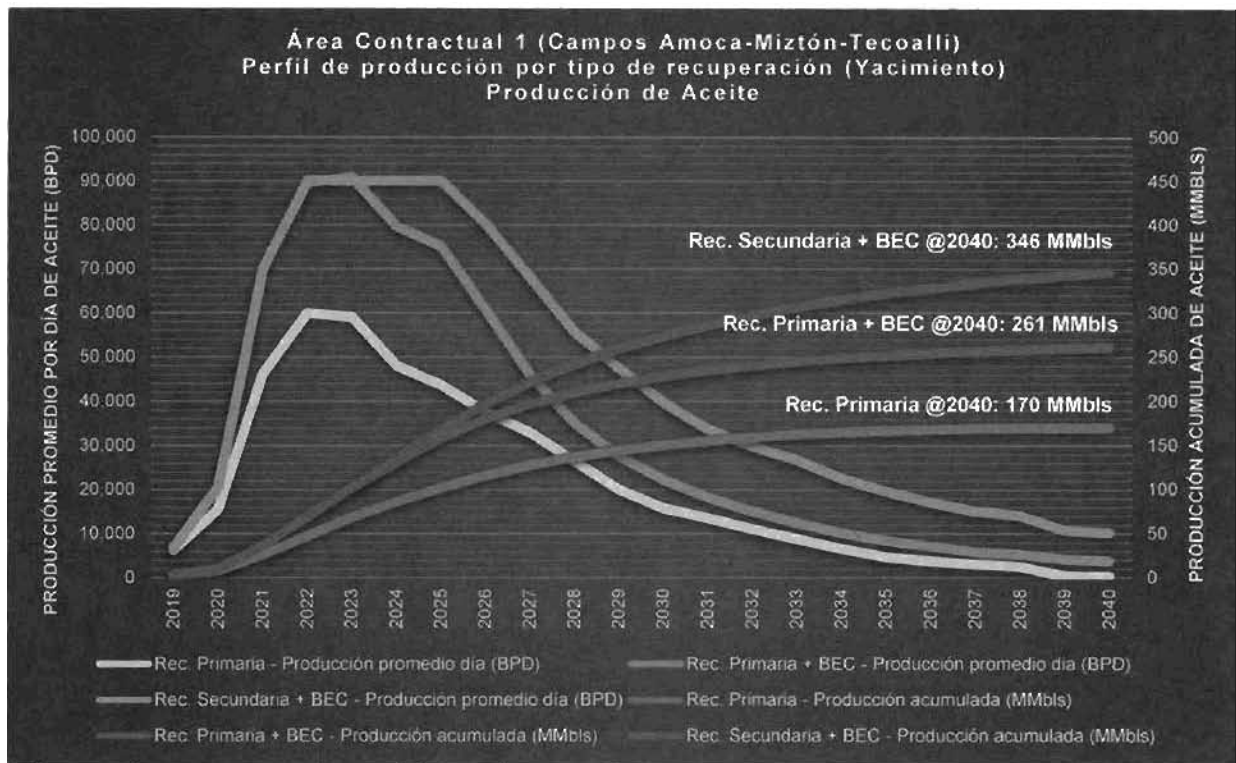


Figura 12. Pronóstico de Producción de Aceite ~ Tipo de Recuperación.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

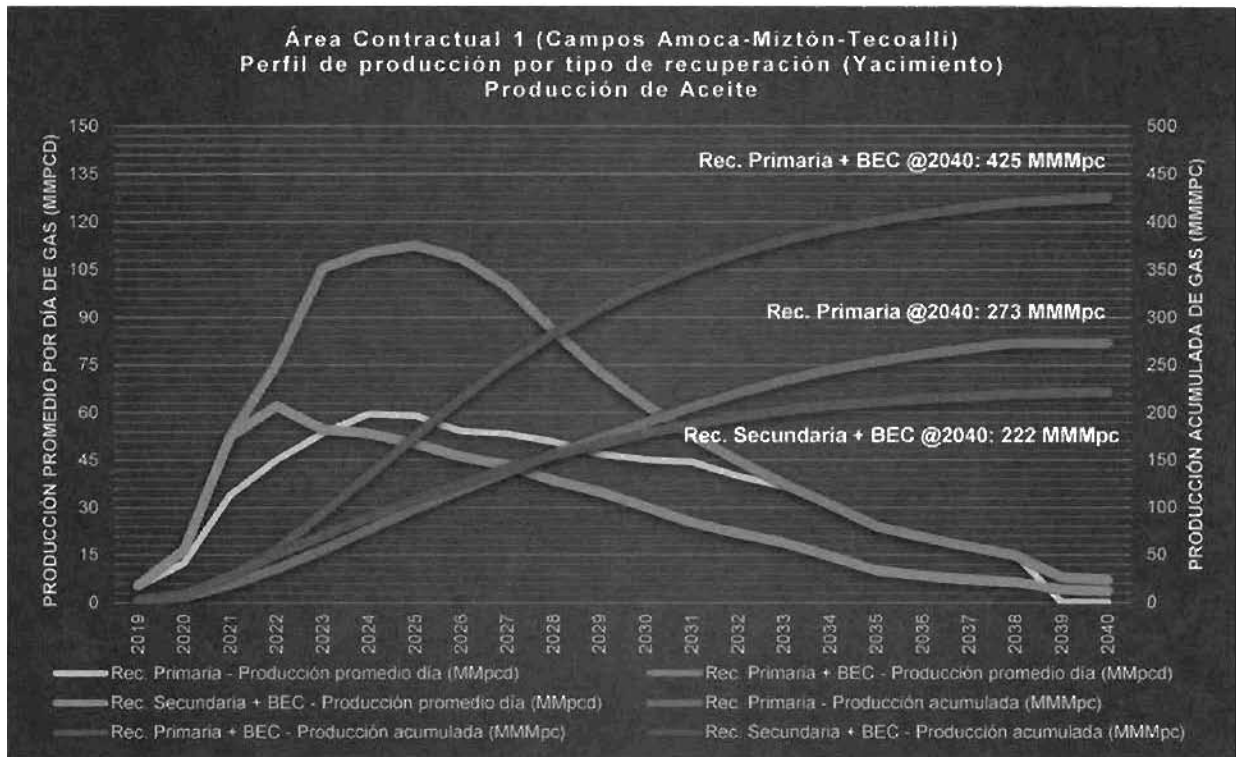


Figura 13. Pronóstico de Producción de Gas – Tipo de Recuperación.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Aceite (MMb)	Producción Acumulada @ fin primer periodo contractual (2040)	Producción Acumulada @ fin extensiones contractual (2050)
Caso Seleccionado Recuperación Secundaria + BEC	346	377
Caso Recuperación Primaria + BEC	261	273
Caso Recuperación Primaria, sin BEC	170	171

Tabla 20. Comparación de producción acumulada para casos por tipo de recuperación.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)


Optimización de la configuración seleccionada:

Una vez que el Contratista identificó los valores de recuperación de aceite e indicadores económicos esperados para cada uno de los escenarios, confirmó que la *Recuperación Secundaria con Sistema Artificial de Producción (Bombeo Electro-Centrífugo)*, con la aplicación de la Unidad FPSO resulta la mejor alternativa por ofrecer un mayor volumen de recuperación de hidrocarburos y mejores indicadores económicos, como se puede visualizar en la Tabla 21.

Una vez seleccionada dicha alternativa por el Contratista procedió a realizar sensibilidades de caudal de producción Tabla 22 y Figura 14 Identificando una opción que brinda una mayor recuperación, con una mayor rentabilidad; acelerando la producción e iniciando con la explotación del Campo Miztón y posteriormente y una vez que la Unidad FPSO esté lista, iniciar con la explotación del Campo Amoca, en paralelo.

El análisis realizado por el Contratista a las alternativas consideradas en el Plan de Desarrollo está enfocado a lograr la maximización de Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, en términos del artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos.

Handwritten notes and signatures:

FTIR

 M
 777

Yacimiento	Recuperación Secundaria	Sistema Artificial de Producción	Infraestructura	Producción inicial (bpd) / Producción Máxima (bpd)	Tiempo de construcción y puesta en operación (años)	Estrategia de Producción	Producción Aconte (tMibis)	FR (%)	Total Inversión (MMUSD)	VPN Proyecto (MMUSD)	VPI Proyecto (MMUSD)	VPNVPPI Proyecto (MMUSD)	VPN Estado (MMUSD)	VPN Contratista (MMUSD)	RBC Proyecto
Recuperación Primaria															
Recuperación Primaria * SAP															
Recuperación Secundaria															
Recuperación Secundaria * Sistema Artificial de Producción															

Tabla 21. Sensibilidad de alternativas de explotación.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)






	FPSO (70,000 bpd)	FPSO (90,000 bpd)	FPSO (90,000 bpd) Producción Inicial 12,000 bpd	FPSO (90,000 bpd) Miztón y Amoca en paralelo	FPSO (125,000 bpd) Miztón y Amoca en paralelo - Sin restricción
Numero de Pozos					
Producción (bpd)					
Inicio de Producción					
Incorporación de Reservas @ 2040					
Gastos de Operación @ 2040 (MMUSD)					
Evaluación Económica Total Proyecto	VPN (MMUSD)				
	VPI (MMUSD)				
	VPN/VPI (\$/\$)				
Estado	RBC (\$/\$)				
	VPN (MMUSD)				
Contratista	VPN (MMUSD)				
	RBC (\$/\$)				

Tabla 22. Sensibilidad de estrategias de producción considerando FPSO.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

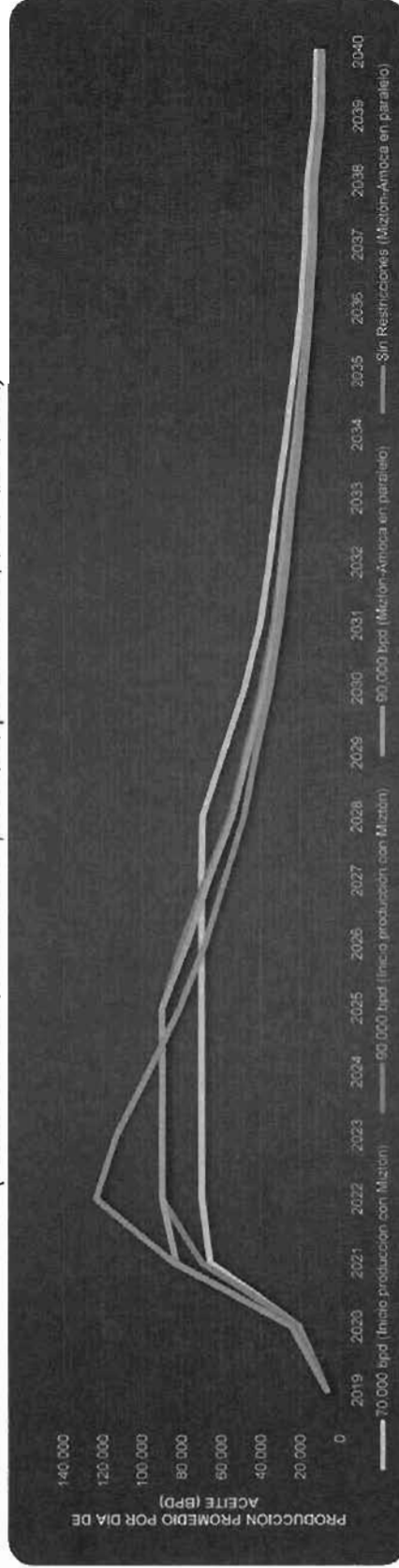


Figura 14. Sensibilidad de estrategias de producción considerando FPSO.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten signatures and initials, including 'FTR' and '33'.

Gastos críticos

Se analizó por parte del Contratista el gasto crítico para evitar alcanzar la velocidad erosional en diferentes tuberías a utilizar, en los pozos productores e inyectores

La velocidad erosional es conforme el API RP 14E.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

Donde:

V_e = Velocidad erosional, pie/seg

C = Constante empírica (100 para servicio continuo y 125 para servicio intermitente), valor recomendado de 135, para acero al carbono nominalmente libre de sólidos.

ρ_m = Densidad de la mezcla gas/líquido a las condiciones de flujo (presión y temperatura), lb/pie³.

Diámetro tubería de producción (pg)	Gasto crítico (bpd)	
	Agua de Formación (100%)	Aceite Ligero
3.5	10,932	13,926
4.5	17,658	22,493
5.5	28,174	35,889

Tabla 23. Cálculo de gasto crítico.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

En cuanto a los gastos de inyección, estos fueron obtenidos de la simulación efectuada por el Contratista, donde las dos principales condiciones de contorno para la misma son: la inyección se realizó a presiones por debajo del gradiente de fractura y en condiciones de balance de materia, es decir no se sobre-inyecta.

Por lo que los gastos críticos calculados por el Contratista con la producción esperada son menores al límite de gasto crítico para cada una de las tuberías de producción analizadas, no logrando superar en ningún caso velocidades erosionales, Tabla 23.

Mecanismos de empuje.

El Área Contractual 1 con sus 3 campos y sus 4 Plays presenta una variedad de condiciones y presiones de yacimiento iniciales, sin embargo, para cada Play la Comisión realizó un análisis para determinar el mecanismo de empuje predominante, lo cual se realizó de la siguiente manera.

- Normalizar los datos de presión con respecto a su valor inicial (p/p_i);
- Determinar el valor de Factor de Recuperación en los diversos momentos que comprenda el histórico de producción,
- Graficar, en escala cartesiana, la presión normalizada (p/p_i) contra el Factor de Recuperación F_r (%), ambas cantidades se manejarán en porcentajes, e
- Identificar el mecanismo de empuje de acuerdo con el valor de Factor de Recuperación:

[Handwritten notes and signatures]
717
FTR

- Expansión de roca-fluidos. 0-10%
- Expansión de gas disuelto 20-30%
- Expansión de casquete de gas..... 20-40%
- Segregación gravitacional..... 50-70%
- Entrada de agua por acuífero..... 35-60%

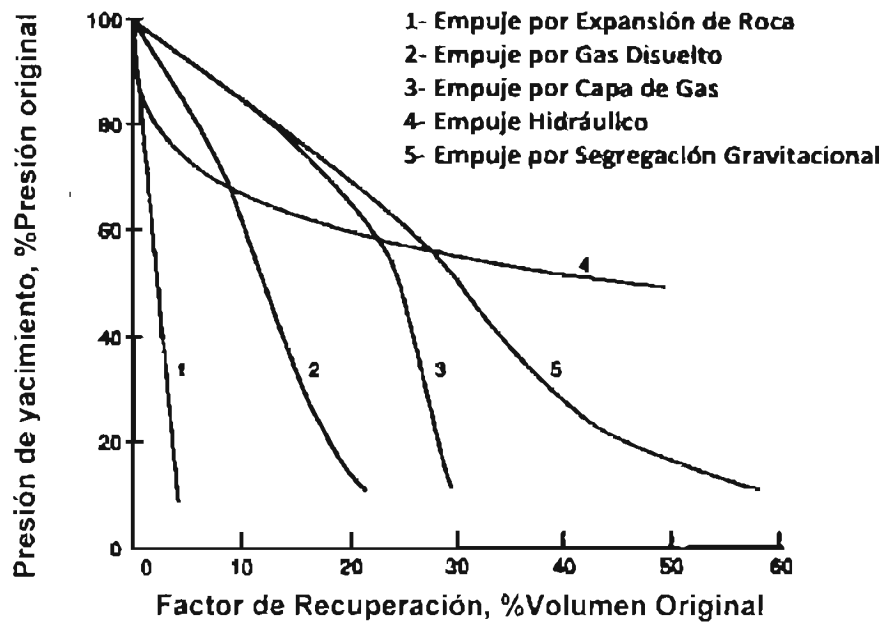


Figura 15. Factor de Recuperación por mecanismo de empuje.

(Fuente: Satter and Thakur, *Integrated Petroleum Management*, Pennwell Books, 1994.)

De acuerdo a los valores de Factor de Recuperación calculados en dicho ejercicio por la Comisión, se observa predominantemente en los esquemas de Recuperación Primaria, y Recuperación Primaria + BEC, un empuje predominante en dichos Plays de expansión del sistema roca-fluido, y en el escenario de Recuperación Secundaria, se puede apreciar por los valores y la forma de las curvas, un empuje de tipo hidráulico, Figura 16, Figura 17, Figura 18, Figura 19, Figura 20, Figura 21, y Figura 22.

TTR 11 9 777
 [Firmas manuscritas]

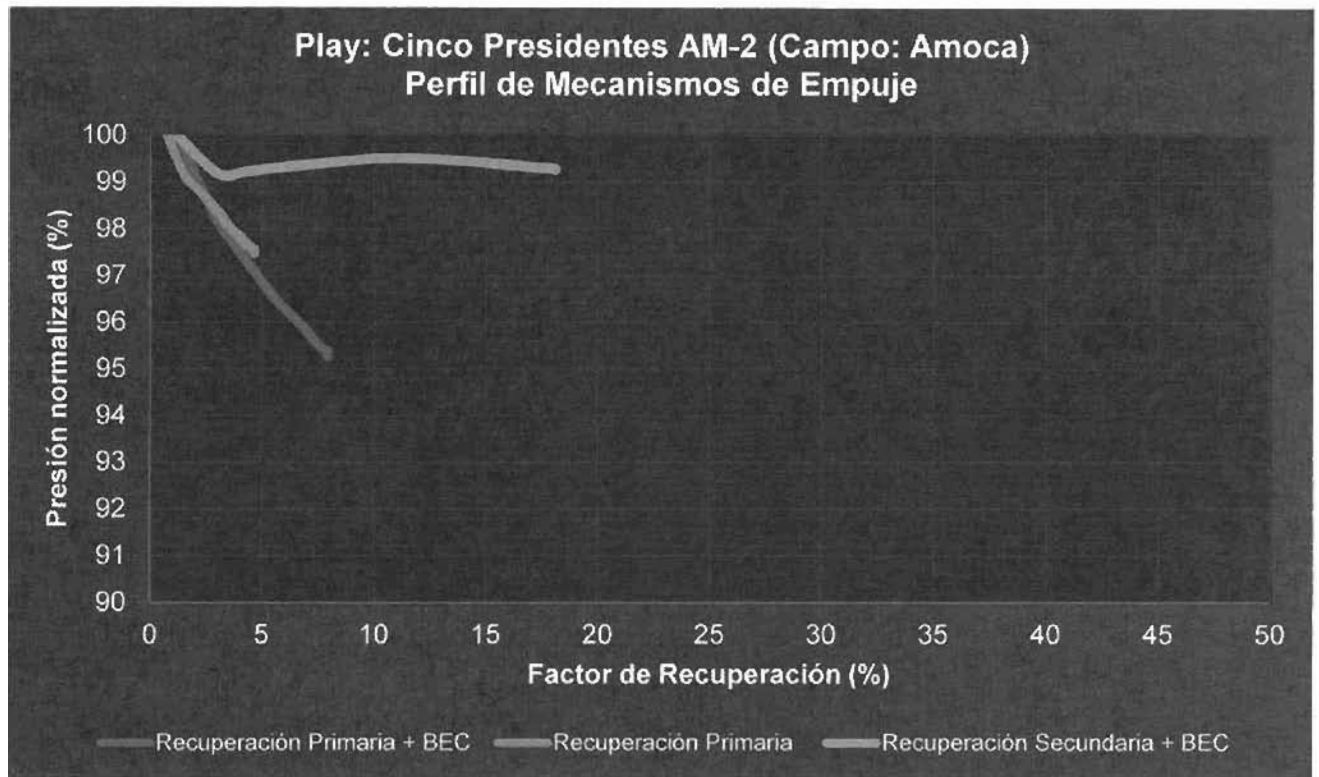


Figura 16. Mecanismos de empuje existentes en Play Cinco Presidentes AM2 (Campo: Amoca).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

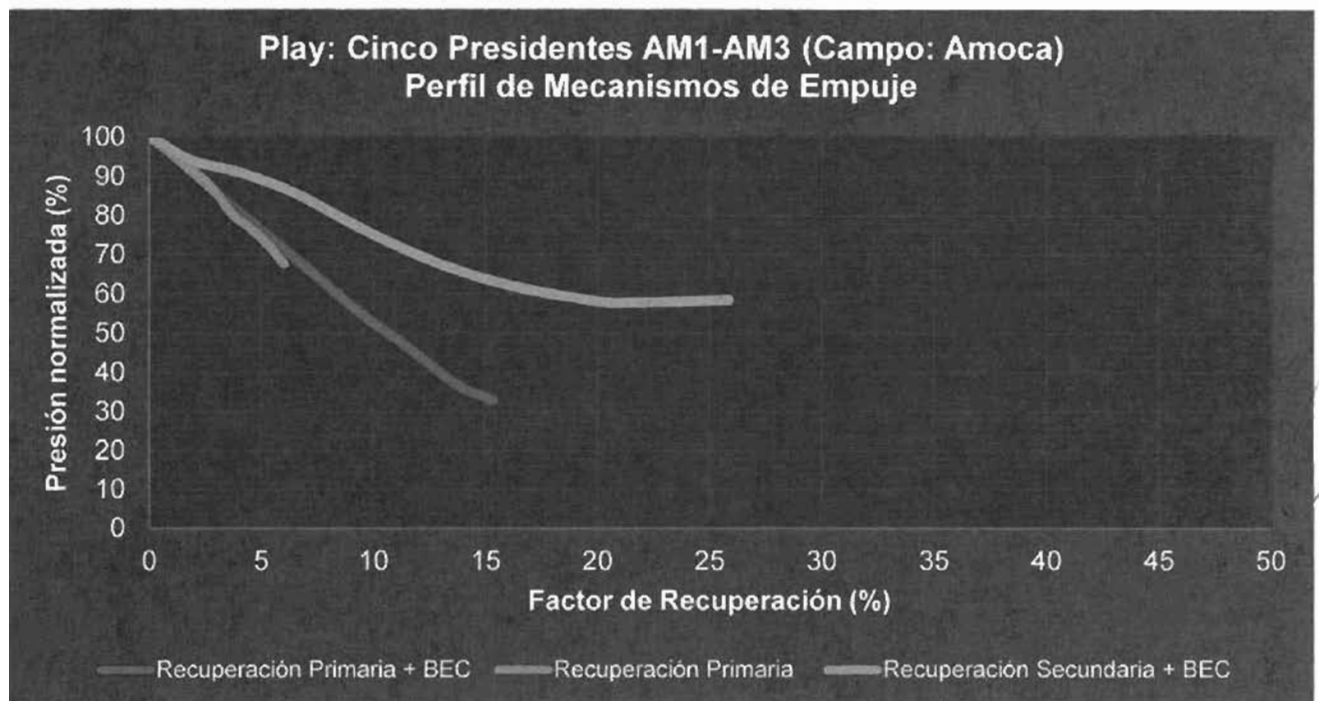


Figura 17. Mecanismos de empuje existentes en Play Cinco Presidentes AM1-AM3 (Campo: Amoca).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including 'FTR', 'IP', 'M', and other illegible scribbles.

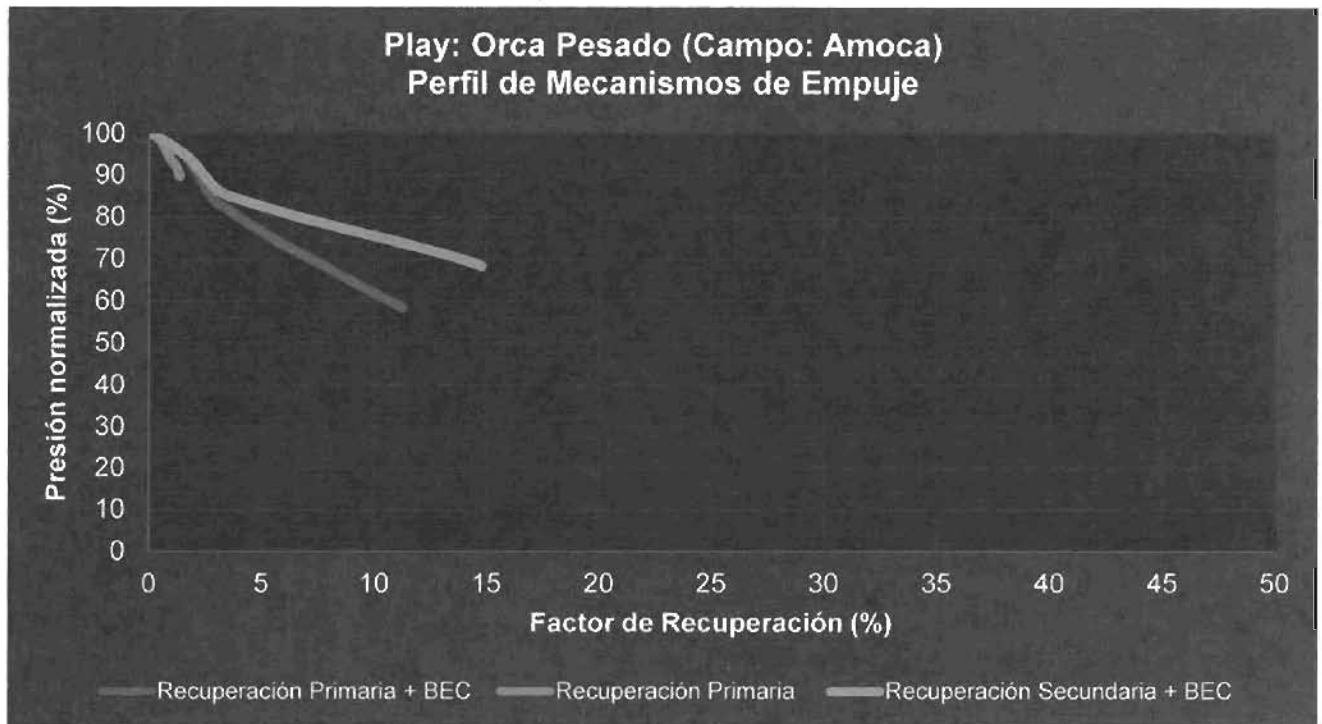


Figura 18. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca Pesado (Campo: Amoca).
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

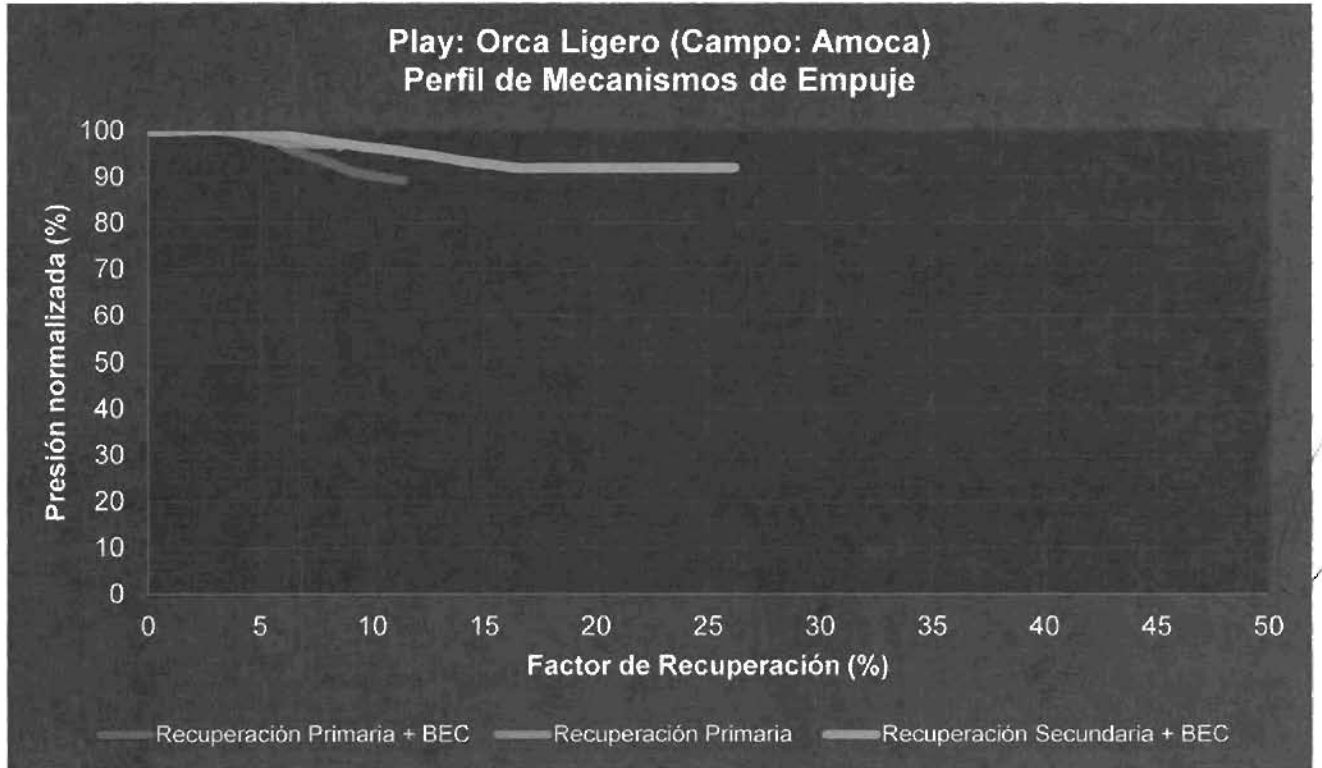


Figura 19. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca Liviano (Campo: Amoca).
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

FTR
 J
 M
 777

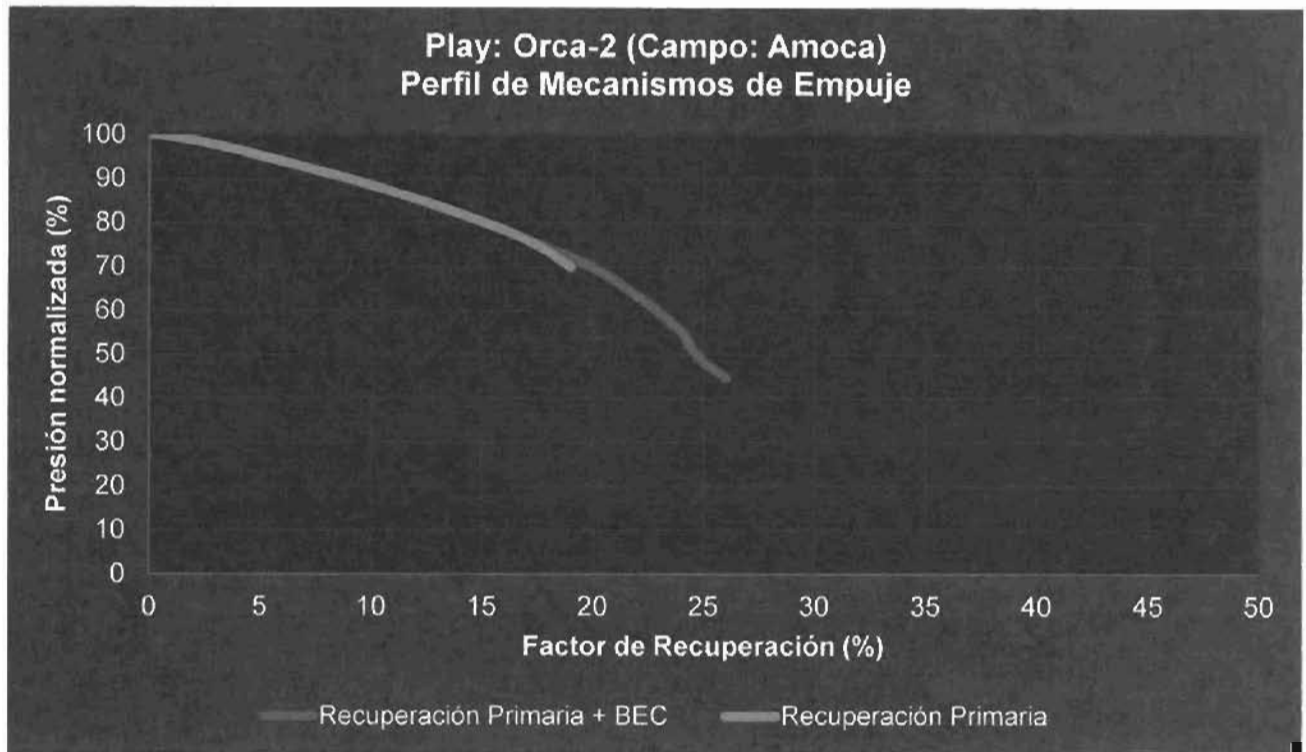


Figura 20. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca-2 (Campo: Amoca).
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

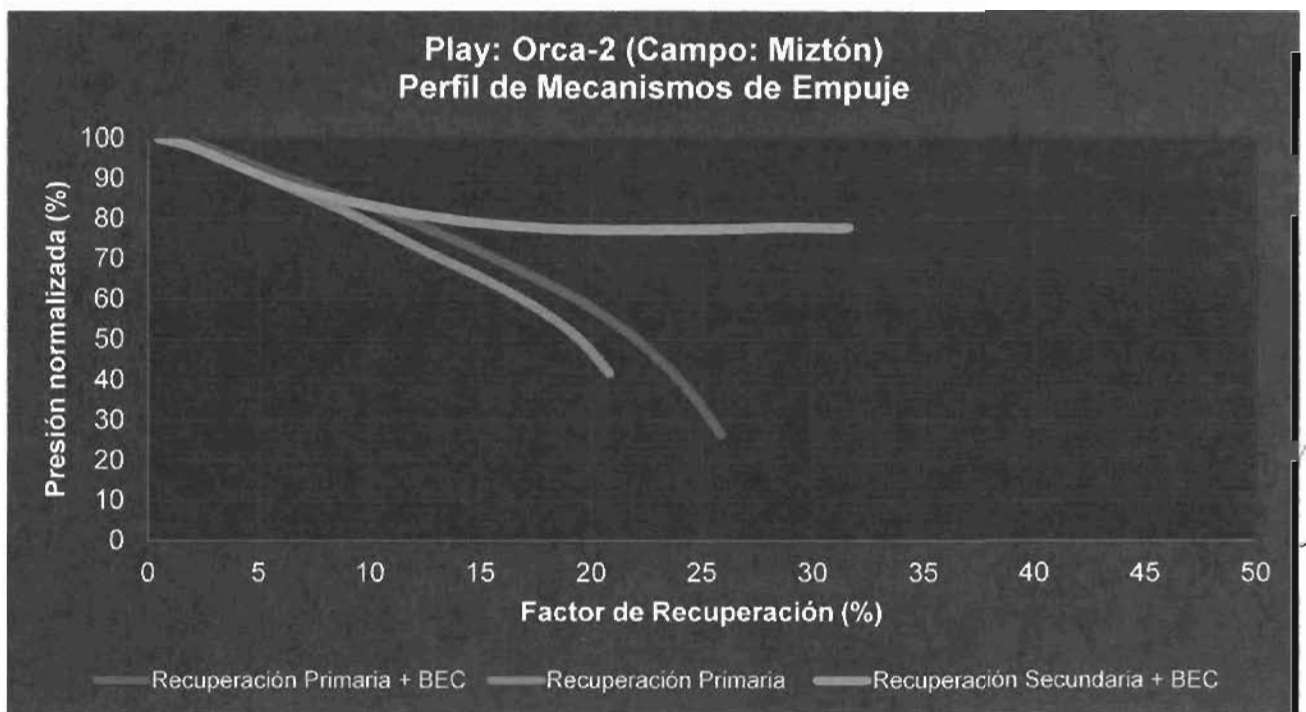


Figura 21. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca-2 (Campo: Miztón).
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

FTR 10
 M
 777

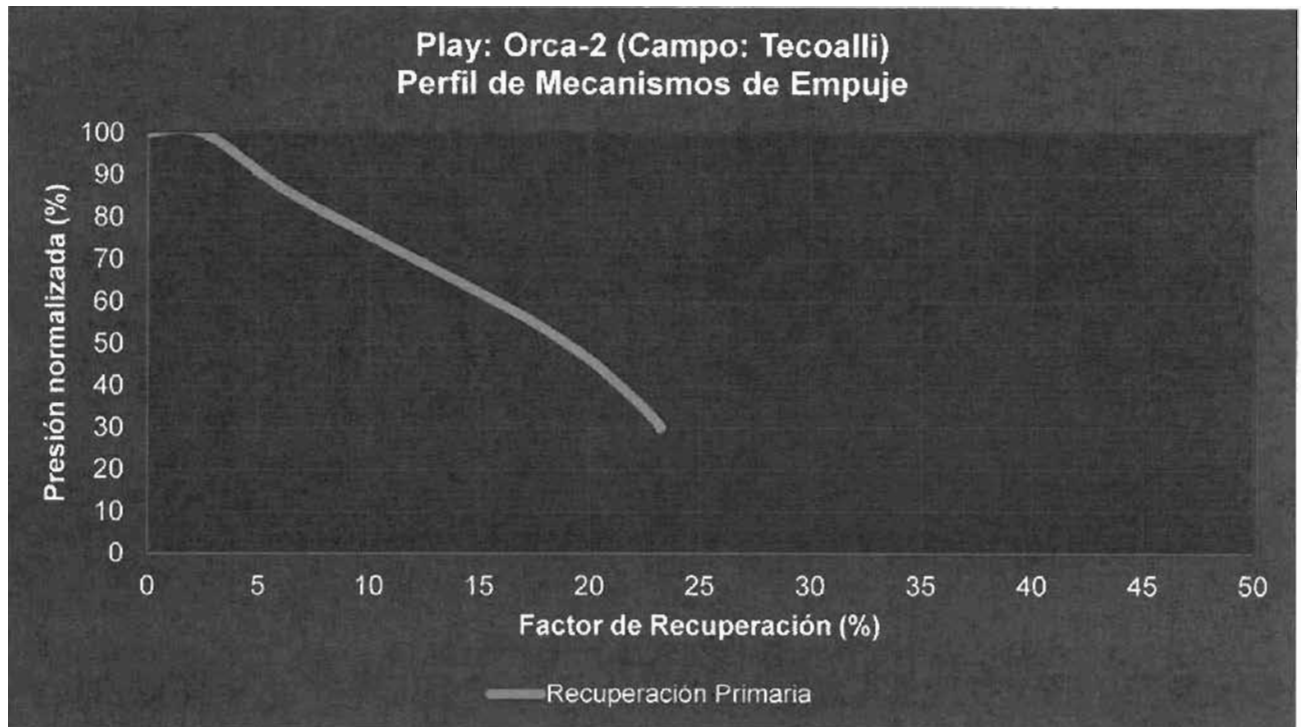


Figura 22. Mecanismos de empuje existentes en Play Orca-2 (Campo: Tecoalli).
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Factor de recuperación.

Los volúmenes por recuperar según el plan propuesto son de 379.9 mmb de PCE al límite económico (2038) y de 387.9 mmb de petróleo crudo equivalente (PCE) dentro del periodo de vigencia del Contrato a 2040.

Se han identificado 1,469 mmb de aceite en sitio, presentados en Plan de Desarrollo por el Contratista. El Factor de Recuperación para toda el área previsto es de 23% para el aceite al límite económico (2038) y de 24% para el aceite a la vigencia del Contrato, Tabla 24, Tabla 25 y Tabla 26

Campo	Reservas al límite económico (2038)				Volúmenes a recuperar hasta la vigencia del Contrato (2040)			
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb	Aceite mmb	Gas mmmpc	Condensado mmb	PCE mmb
Amoca	163.9	81	0	178.6	171.4	83	0	186.6
Miztón	163	118	0	184.4	163	118	0	184.4
Tecoalli	13	21	0	16.9	13	21	0	16.9
Totales	339.72	219.45	0	379.9	347.4	222	0	387.9

Tabla 24. Volúmenes a recuperar para el plan propuesto.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Factores de Recuperación Plan Propuesto			Factor de Recuperación a límite económico (2038)		Factor de Recuperación a vigencia Contrato (2040)	
Campo	Volumen Original Aceite mmb	Volumen Original Gas mmmpc	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (%)	Gas (%)
Amoca	913	312	18%	26%	19%	27%
Miztón	500	400	33%	30%	33%	30%
Tecoalli	56	38	23%	58%	23%	58%
TOTAL	1,468	748	23%	29%	24%	30%

Tabla 25. Factores de recuperación e hidrocarburos originales a nivel campo.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S de R.L de C.V.)

Campo	Yacimiento	Volumen Original		Factor de Recuperación		Producción Acumulada	
		Aceite mmb	Gas Natural mmmpc	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite mmb	Gas mmmppb
Amoca	Orca Oeste (Ligero)	53	23	25%	58%	0	0
	Orca-2	94	67	27%	49%	0	0
	Orca Este (Pesado)	268	37	14%	24%	0	0
	Cinco Presidentes Oeste (Amoca-1, 3)	434	165	25%	25%	0	0
	Cinco Presidentes Este (Amoca-2)	67	20	17%	14%	0	0
Miztón	Orca-2	500	400	32%	29%	0	0
Tecoalli	Orca-2	56	36	23%	58%	0	0

Tabla 26. Factores de recuperación e hidrocarburos originales a nivel yacimiento.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S de R.L de C.V.)

A continuación, se presenta un comparativo de Reservas 2P en donde el Proyecto en mención ocupa el 5° lugar referente a su Factor de Recuperación en su comparativo nacional en aguas someras Figura 23.

Así también se realizó un análisis con base de datos de la Comisión, de los valores de los Factores de Recuperación de cada arena de los Campos Amoca-Miztón-Tecoalli, bajo los siguientes criterios: Aceite y gas, Costa afuera, Ambiente deposicional: Costero deltaico, 16-33 °API, Litología: Rocas clásticas, Recuperación Secundaria: Inyección agua, Figura 24

De lo anterior, se advierte que el Plan de Desarrollo prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo Factor de Recuperación de las Reservas, en condiciones económicamente viables, de conformidad con las Mejores Prácticas de la industria, en términos del artículo 44, fracción II numeral (iii) de la Cláusula 5.2 del Contrato, así como la fracción II del artículo 7 de los Lineamientos.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the acronym "FTR" and several illegible signatures.

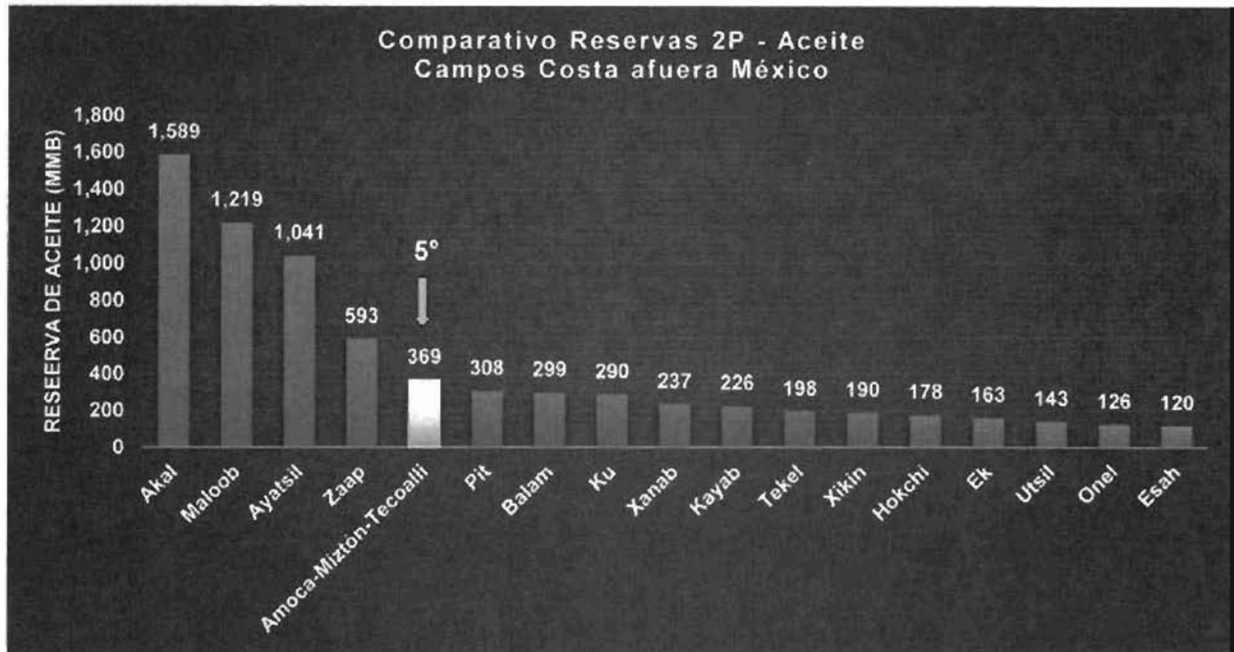


Figura 23. Comparativo Reservas 2P – Aceite – Campos Costa afuera México.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

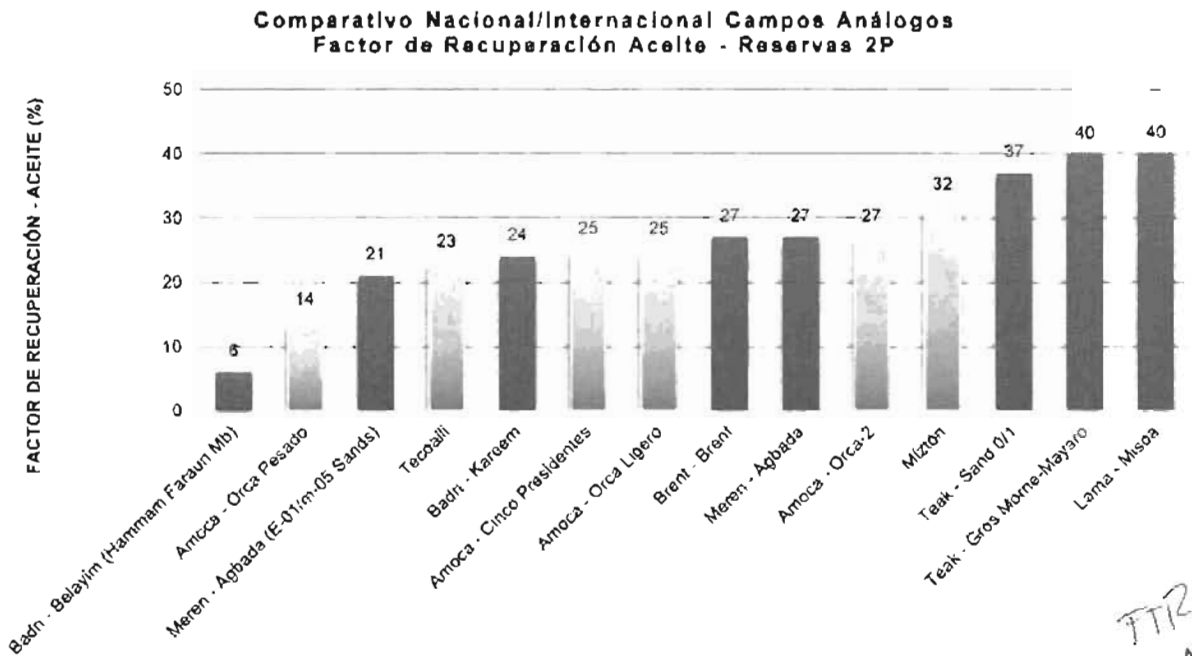


Figura 24. Comparativo Nacional/Internacional – Factor de Recuperación.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso, de Thomas Blasingame, Valentina Bondar y J.C. Palacio.

Se realizó un análisis por parte de esta Comisión para la revisión de volumen de aceite final a recuperar (Estimated ultimate recovery EUR por sus siglas en inglés) propuesto por el Contratista en Plan de Desarrollo, aplicando la metodología de Thomas Blasingame, Valentina Bondar y J.C. Palacio.

La metodología consiste en graficar el gasto inverso (1/qo) contra (Np/qo), al graficar dichos datos y al obtener la pendiente final representativa de la curva, se obtiene el EUR (Volumen final a recuperar) que es 1/m, de dicho cálculo resulta el Factor de Recuperación (Fr) en términos de Fr=EUR/Volumen original

El gráfico siguiente permite entender el comportamiento global de los yacimientos y calcular el Fr que pudiese alcanzar el yacimiento bajo el esquema de explotación actual.

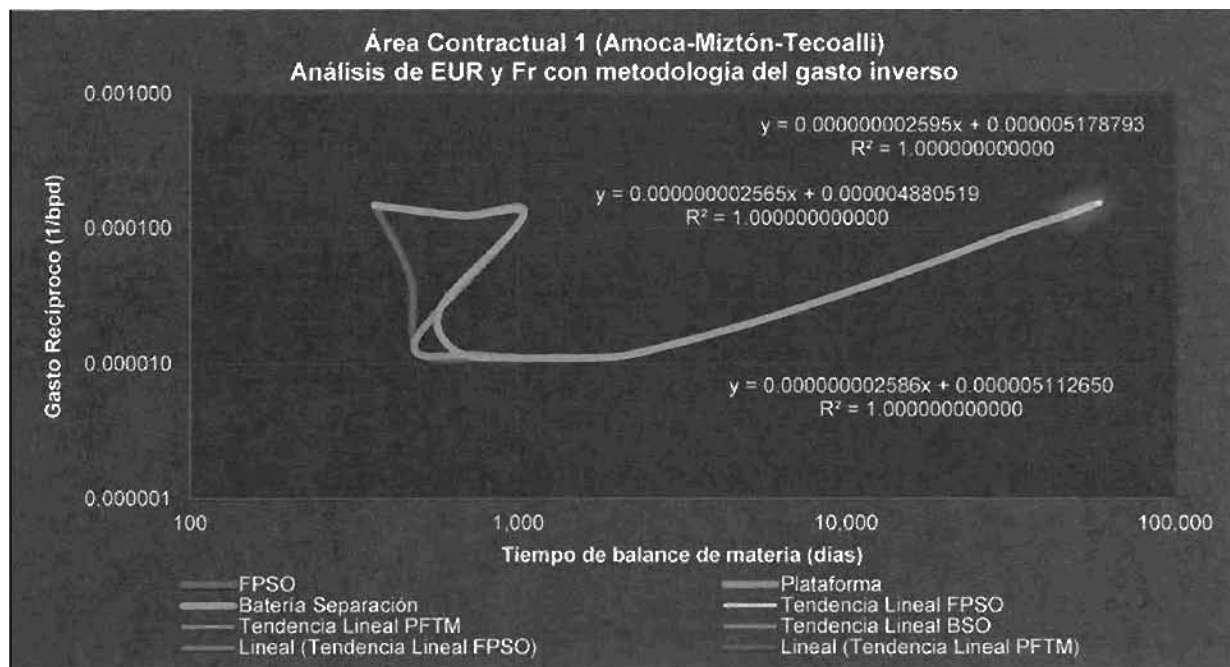


Figura 25. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto Inverso.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Infraestructura	Valores al límite técnico	Perfiles calculados bajo metodología del gasto inverso	Plan de Desarrollo	Diferencia a favor pronóstico calculado
FPSO	EUR (MMbl)	389.86	377.6	+12.24
	Fr (%)	26.53	25.71	+0.82
Plataforma	EUR (MMbl)	386.70	373.6	+13.14
	Fr (%)	26.32	25.43	+0.89
Batería de Separación + Plataforma de Inyección de Agua	EUR (MMbl)	385.36	371.9	+13.49
	Fr (%)	26.23	25.31	+0.92

Tabla 27. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto Inverso.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Por lo que el pronóstico de producción propuesto en el Plan de Desarrollo por el Contratista para las tres diferentes opciones de infraestructura (FPSO, Plataforma, Batería de Separación + Plataforma de Inyección

FTR
YP
777
[Handwritten signatures and initials]

de Agua) presentan menos de 1% de diferencia en términos de Factor de Recuperación contra los valores calculados bajo la metodología de gasto inverso con la ecuación de Thomas Blasingame, Valentina Bondar y J.C. Palacio; por lo que en resumen, los perfiles de producción presentados por el Contratista para dichos escenarios son técnicamente viables.

Recuperación Secundaria.

El caso seleccionado por el Contratista incluye tanto inyección de agua como el sistema artificial de producción utilizando BEC para mejorar el rendimiento del campo. Hay también una relación técnica sinérgica entre el uso de BEC y la inyección de agua. Las BEC son sensibles a la presencia de gas libre el cuál es prevalente en el caso de Recuperación Primaria. Por otra parte, las BEC ayudan a levantar la columna de líquido a medida que se hace más pesada al aumentar la producción de agua.



A continuación, se presentan gráficos de presión de yacimiento donde se compara para los yacimientos con Recuperación Secundaria (inyección de agua) y los casos con Recuperación Primaria, donde se observa el efecto de la inyección sobre la presión, Figura 26, Figura 27, Figura 28 y Figura 29.

Handwritten notes and signatures:
777
FTR
M
[Signature]

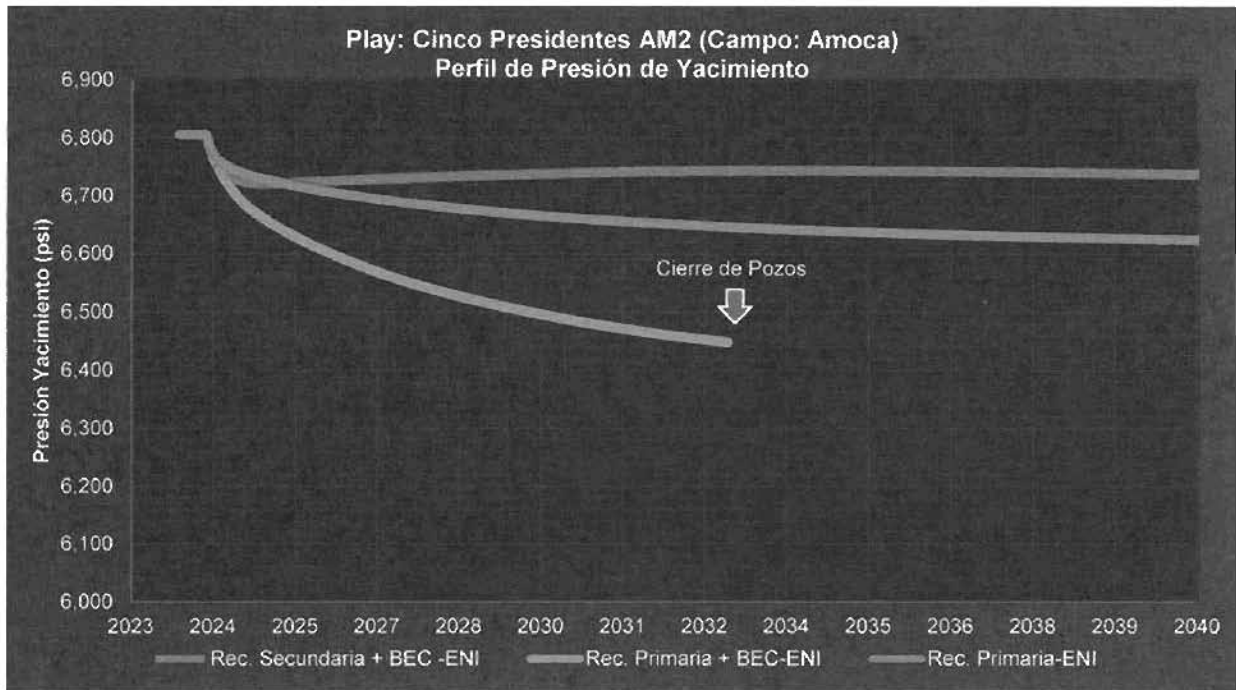


Figura 26. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Cinco Presidentes AM2 (Campo: Amoca).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

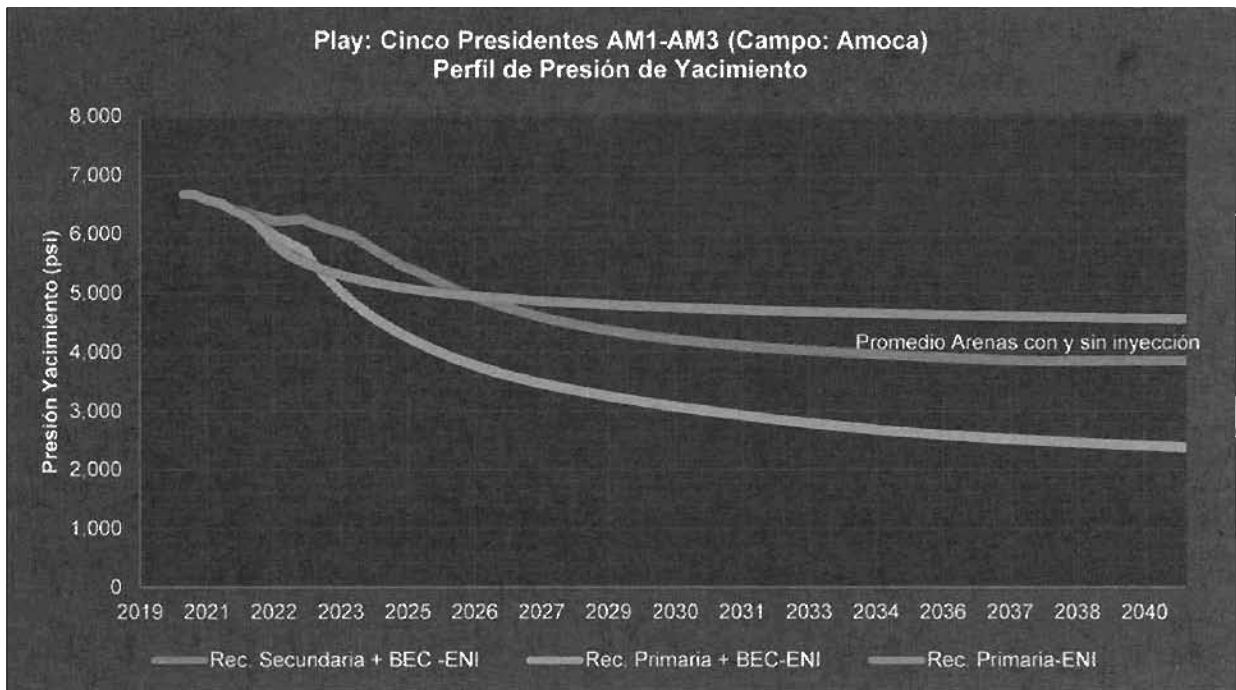


Figura 27. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Cinco Presidentes AM1-AM3 (Campo: Amoca).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the number '777' and various initials.

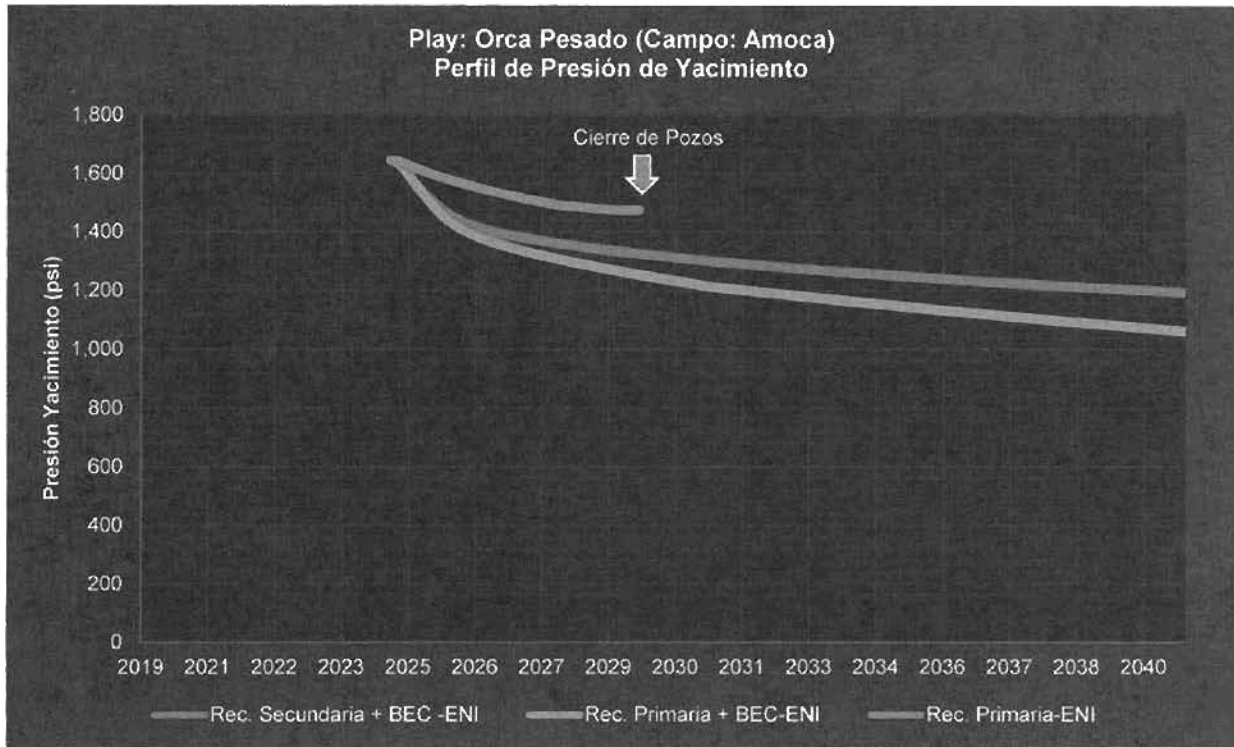


Figura 28. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca Pesado (Campo: Amoca).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)



Figura 29. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca Liviano (Campo: Amoca).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the text "777" and several illegible signatures.

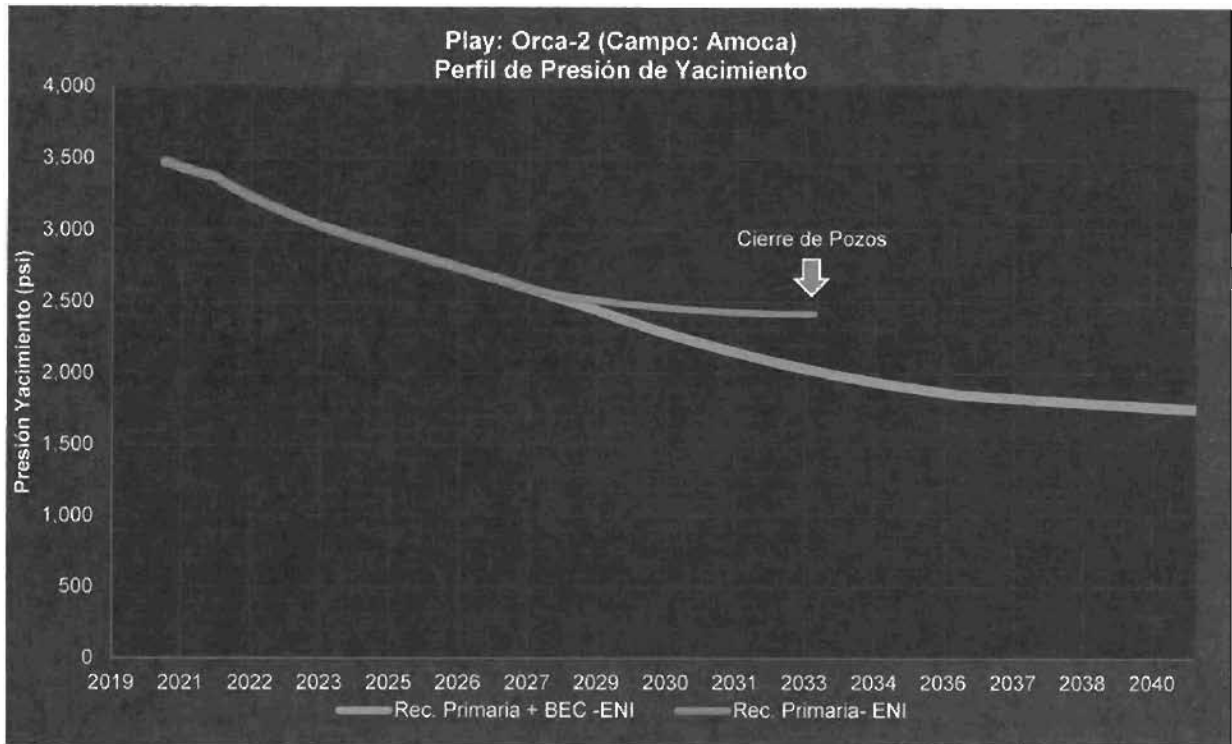


Figura 30. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca-2 (Campo: Amoca).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

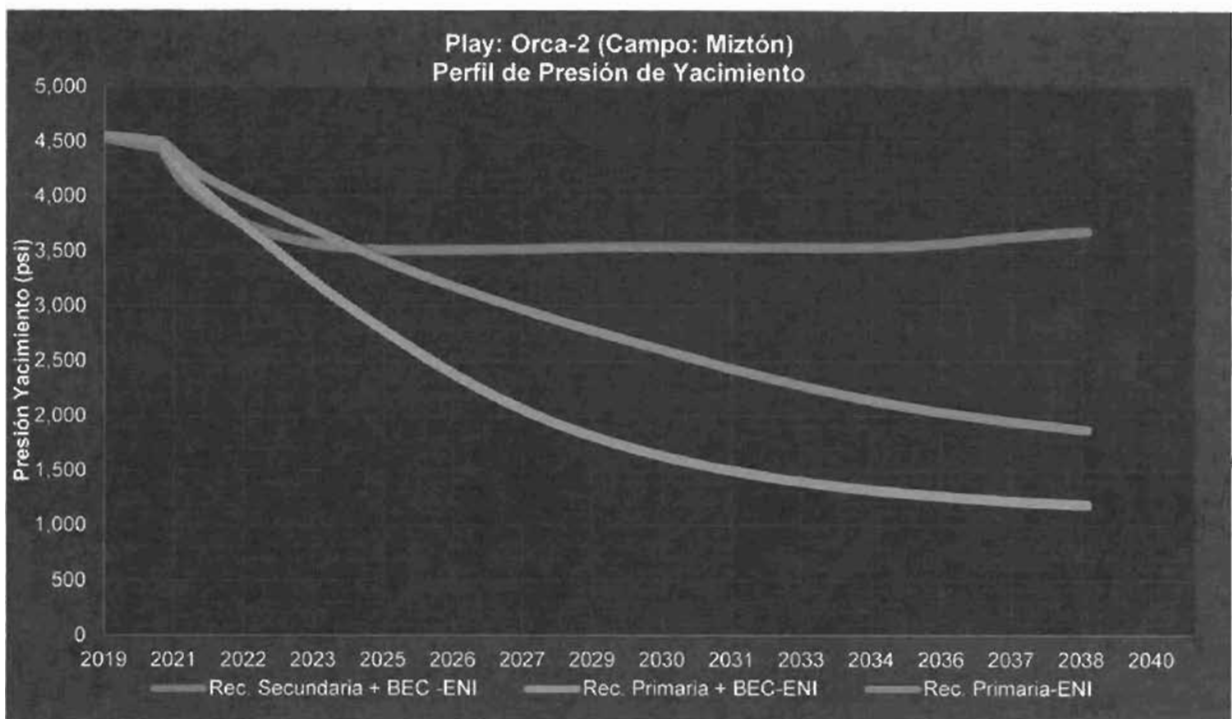


Figura 31. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca-2 (Campo: Miztón).
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the text 'FTR' and various illegible signatures and initials.

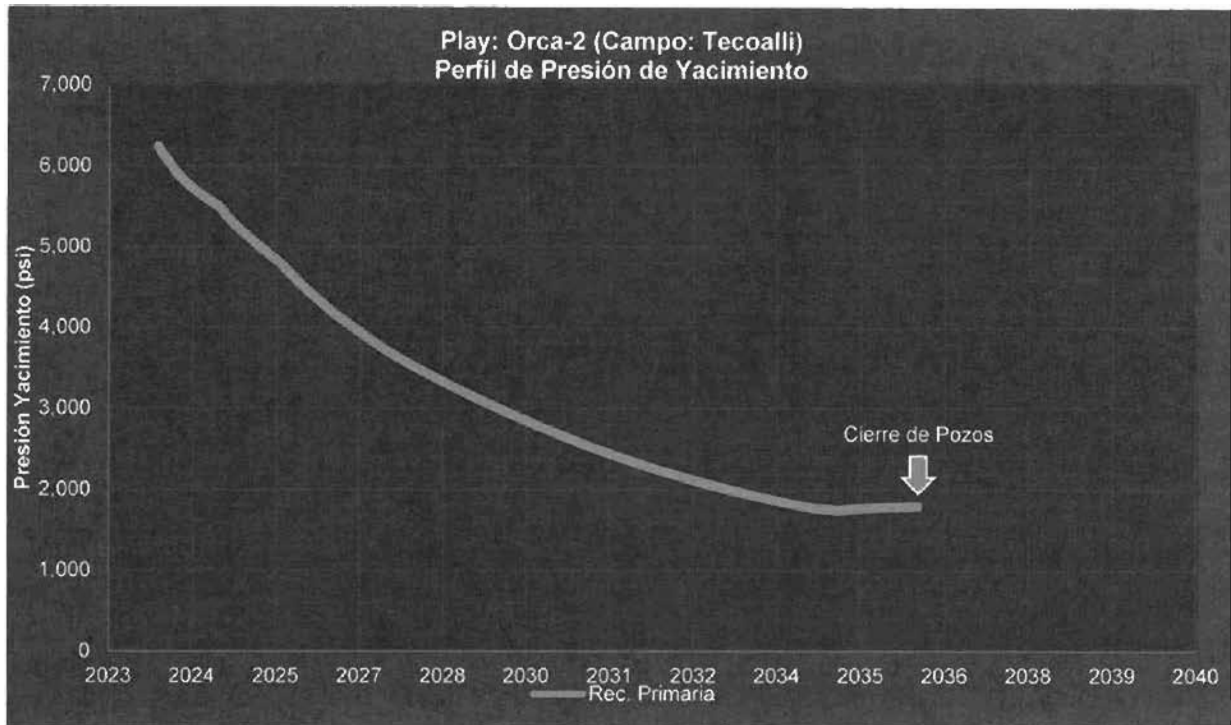


Figura 32. Perfil de Presión de Yacimiento – Play: Orca-2 (Campo: Tecoailli).
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R L. de C V.)

Estudios de Compatibilidad de Agua

En relación con el tema de la compatibilidad entre agua de inyección y agua de formación, los trabajos propuestos por el Contratista son los siguientes:



Handwritten signatures and initials are visible on the right side of the page, including the acronym 'FTC' and the number '777'.

g) Actividad física

Para el desarrollo de los recursos identificados durante la etapa de evaluación del Área Contractual 1, está previsto por el Contratista una estrategia de desarrollo escalonada que permitirá un inicio de la producción anticipada en el Área Contractual 1 (1T-2019).

El programa de actividades físicas del Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista inicia con la actividad de levantamiento geofísico y geotécnico de todas las áreas de interés, esto para el diseño, procura, fabricación e instalación de la infraestructura de producción necesaria para la puesta en marcha de las operaciones.

El primer paso del enfoque escalonado es llamado producción anticipada, la cual tiene como objetivo lograr la producción comercial, minimizando los impactos económicos y retrasos en tiempo. Al mismo tiempo ayudará a proporcionar información adicional que permitirá la optimización del esquema de desarrollo para el campo completo.

La configuración seleccionada por el Contratista para las instalaciones de producción en el Plan de Desarrollo cubre el área correspondiente al Área Contractual 1 con los campos Amoca, Miztón y Tecoalli.

En el 1T-2019 las instalaciones disponibles podrán procesar 8,000 bpd de aceite como caudal máximo, provenientes del Campo Miztón. La meta de 90,000 bpd de aceite será alcanzada y mantenida desde el cuarto trimestre del 2021 (4T-2021) con la instalación y puesta en operación del FPSO y la entrada en producción de la plataforma WHP1 de Amoca en el cuarto trimestre del 2020 (4T-2020). Para mantener la producción de 90,000 bpd el mayor tiempo posible, el programa de perforación se mueve a Amoca WHP2 y Tecoalli para la puesta en producción en 2024. La campaña de perforación de pozos de desarrollo va desde el tercer trimestre del año 2018 (3T-2018) hasta el año 2025.

Luego del análisis de los criterios de selección realizado por el Contratista, la configuración de *Recuperación Secundaria + BEC con la aplicación del FPSO, con la producción simultánea de Amoca y Miztón*, es la configuración que reúne las condiciones más favorables para el desarrollo.

La configuración seleccionada por el Contratista considera las siguientes actividades, mismas que se observan en la Tabla 28 y Figura 33.

Actividades físicas a ejecutar en Plan de Desarrollo	
Actividades Físicas	Perforación y Terminación de Pozos
	Fabricación e Instalación de Ductos
	Infraestructura (Costa Fuera)
	Infraestructura (En Tierra)
Inicio de Producción por Yacimiento	

Tabla 28. Actividades físicas.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

C
FTR
777
[Handwritten signatures and initials]

Actividad, Sub-actividad o Tarea	2017	2018				2019				2020				2021				2022				2023				2024				2025			
		1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Aprobación del Plan de Desarrollo (PD)																																	
Levantamiento geofísico/geotécnico y MetOcean																																	
Procesos de Licitación y adjudicación de Contratos																																	
Producción Inicial	Procura, Fabricación e Instalación de Infraestructuras de Producción																																
	Perforación y Terminación de pozos																																
Desarrollo Completo	Procura, Fabricación e Instalación de Infraestructuras de Producción y																																
	Perforación y Terminación de pozos																																
Procesos de Licitación y adjudicación de Contratos																																	

Julio 2018

Figura 33. Actividades físicas.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México. S. de R.L. de C.V.)

Tomando en consideración lo establecido en las Cláusulas 9.3 Programa de Trabajo del Período de Desarrollo y 10.3 Presupuestos de Desarrollo del Contrato las cuales señalan que el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto de Desarrollo, deberán incluir las Actividades Petroleras y los costos asociados correspondientes al resto del Año Contractual en el que se emitió la Notificación de Continuación de Actividades, así como las Actividades Petroleras y costos asociados correspondientes a realizarse durante el resto del Año, en el que se termine dicho Año Contractual, se consideran técnicamente y económicamente viable las actividades a partir del 7 Agosto 2017 hasta la vigencia del Plan.

La Figura 34 muestra la secuencia de terminación de pozos y sus respectivos objetivos presentada por el Contratista. Asume un ritmo de perforación de entre cinco y seis pozos por año. El programa de perforación prevé la contratación de dos plataformas para lograr la perforación de pozos de Amoca en anticipación a la llegada e instalación del FPSO, con el objetivo de poner en producción el campo de Miztón y Amoca simultáneamente.

Handwritten notes and signatures:

TTC

PP *

MM

777

[Signatures]

*Figura 34. Secuencia de terminación de pozos y sus respectivos objetivos.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)*

Perforación y terminación.

La configuración del Plan de Desarrollo seleccionada por el Contratista incluye el desarrollo de 3 yacimientos costa afuera ubicados en el Golfo de México (Amoca, Miztón y Tecoailli)

Todos los pozos fueron y serán perforados en aguas someras, a una profundidad de agua de 29-33 m con plataforma Jack-Up para el Periodo de Evaluación y Periodo de Desarrollo.

La campaña de Perforación correspondiente al Periodo de Evaluación incluyó la perforación de 5 pozos, la cual ya se encuentra finalizada:

- Amoca 2: Perforado y abandonado temporalmente (sistema de colgador sobre lecho marino).
- Amoca-3DEL: Perforado, probado y abandonado temporalmente (con MSS).
- Mizton-2: Perforado y abandonado temporalmente (con sistema de suspensión "mudline").
- Tecoailli-2: Perforado, probado y abandonado temporalmente.
- Amoca-4DEL: Perforado y abandonado temporalmente.

Para las trayectorias y perfiles de desviación el Contratista tuvo en cuenta datos de pozos Exploratorios (perforados por PEMEX Exploración y Producción) y del mismo periodo de Evaluación (perforados por el Contratista).

La Tabla 29 representa los tipos de pozos considerados en el Plan de Desarrollo por el Contratista, así como la Tabla 30, los nombres de los pozos, ubicación y tipo, asignados por el mismo.

FTR
777

Características	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Tipo E	Tipo F	Tipo G	Tipo H	Tipo I
Objetivo general									
Formación									
Geometría									
Profundidad									
Diseño de Tuberías									
Terminación									
Tecnologías									
Distancia entre Pozos (Km2)									
Costo (mmUSD) Perforación y Terminación									
Tiempo de Ejecución (Días)									
Equipo									
Recuperación final estimada*									
Otras: Número de Pozos									

Tabla 29. Tipos de Pozos para el Plan de Desarrollo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten signatures and initials: TR, M, E, and other illegible marks.

Nombre del Pozo	Ubicación	Pozo Tipo
Amoca3		
Amoca_P5		
Amoca4		
Amoca_P6		
Amoca_W1		
Amoca_P7		
Amoca_W2		
Amoca_P8		
Amoca_P9		
Amoca_P10		
Amoca_P11		
Amoca_W3		
Mizton2		
Mizton_P3		
Mizton_P4		
Mizton_P5		
Mizton_P6		
Mizton_W1		
Mizton_W2		
Mizton_W3		
Mizton_W4		
Mizton_P7		
Mizton_P8		
Mizton_W5		
Tecoalli 2		
Tecoalli_P3		
Amoca_P12		
Amoca_W4		
Amoca_P13		
Amoca_P14		
Amoca_P15		
Amoca_W5		

Tabla 30. Nombres de los Pozos, ubicación y tipo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Infraestructura y ductos.

Como infraestructura está prevista la instalación de una unidad de procesamiento flotante (FPSO), ubicada costa afuera en el área de Miztón, donde está previsto el procesamiento/tratamiento, almacenamiento y descarga de producción.

El desarrollo del campo completo previsto por el Contratista en temas de infraestructura se ilustra en la Figura 7.

Conforme al Contrato las Instalaciones de Recolección son aquellas cuyo objeto es el acopio de los Hidrocarburos que va desde los Pozos hasta las primeras Baterías de Separación.

Lo anterior, de conformidad con las siguientes definiciones del Contrato

"*Instalaciones de Recolección*" significa todas las instalaciones y equipos necesarios para pruebas y separación de producción, tanques de Almacenamiento, compresores, ductos, bombas y cualquier otro equipo necesario para la Recolección de Hidrocarburos.

"*Recolección*" significa el acopio de los Hidrocarburos de cada Pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los Pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte.

La unidad de FPSO propuesta por el Contratista no se considera una Instalación de Recolección en virtud de lo siguiente:

- Conforme a las definiciones del Contrato, la Recolección se lleva a cabo desde los cabezales de los pozos hasta las primeras baterías de separación, por lo que, para el caso de la propuesta del Contratista, las primeras baterías de separación se encuentran en el FPSO. En este sentido, el FPSO no puede ser considerado una Instalación de Recolección.
- En el FPSO se llevarán a cabo actividades de separación de producción y de almacenamiento como parte de las actividades de Extracción, por lo que no deberían ser consideradas como actividades para la Recolección de Hidrocarburos.

Por lo anterior, sería procedente que el Contratista pueda llevar a cabo el arrendamiento de dicha unidad sin contravenir lo establecido en la Cláusula 12.3 del Contrato.

El Contratista refinó que el esquema bajo el cual contratará la unidad de FPSO será a través de la prestación de servicios consistentes en el fletamento, operación y mantenimiento y contemplará, además, en su contrato la adquisición del FPSO.

Lo anterior, sin perjuicio de que del análisis de la información presentada se advierten elementos adicionales que podrían constituir un arrendamiento financiero, en términos de lo establecido en los artículos 408 y 410 de la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito.

El objeto final del ducto marino de exportación de gas de Miztón a la instalación de recibo en tierra (ORF, por sus siglas en inglés, Onshore Receiving Facility), es transportar gas, el cual es considerado hidrocarburo procesado. Por lo tanto, no debe ser considerado para la temporada abierta, al igual que los dos ductos (gas y aceite) de la infraestructura de recibo en tierra (ORF) a la Batería de Separación San Ramón de PEMEX Exploración y Producción, los cuales transportarán aceite y gas procesado.

En términos del Anexo 13. Uso compartido de infraestructura del Contrato, se advierte que, ENI México, S. de R.L. de C.V., no tiene previsto el uso compartido de Infraestructura.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page. The notes include "TRR IP" with a diagram of a wellhead and a circular structure, and "M" with a signature. The number "777" is written at the bottom right.

Abandono

Como se menciona en el presente Dictamen, el Contratista pronostica que el límite económico para él se alcanzará en el año 2038, siendo que la vigencia del Contrato culmina en el año 2040. Por lo anterior y en cumplimiento de la Cláusula 17.1, el Contratista ha establecido en el Plan de Desarrollo una secuencia operativa consecutiva de abandono que incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, limpieza, retorno a su estado natural, desinstalación de maquinaria y equipo, entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable, las condiciones reales del campo determinarán la secuencia de abandono de los pozos de acuerdo con el desempeño del yacimiento.

En este sentido, ENI México, S. de R.L. de C.V. considera las actividades de Abandono de la infraestructura dentro del Área Contractual que se harán conforme el término de la producción del último pozo de cada plataforma, de tal manera que la mayoría de las actividades de Abandono serán realizadas posteriormente al término de la vigencia del Contrato, lo cual, de acuerdo con la Cláusula 3.2 del Contrato, no exime al Contratista de realizar todas las actividades de Abandono correspondientes. La estimación de las actividades para el Abandono de la infraestructura del Área Contractual se observa en la Tabla 31

El plan de abandono considerara todas las alternativas posibles siempre respetando plenamente todas las restricciones legales posibles. Las posibles alternativas se analizan conforme los siguientes factores, de acuerdo con la técnica de análisis de la mejor opción ambiental viable:

- Impacto medio ambiental
- Balance de Consumo / Emisión
- Seguridad
- Viabilidad técnica
- Costo.

Las estimaciones se refieren a las siguientes instalaciones:

- 3 Plataformas Tetrápodos de pozos (Miztón WHP, AMOCA WHP1, AMOCA WHP2);
- 1 Plataforma Monópodo (Tecoalli);
- 1 FPSO;
- ORF (Instalación de recibo en tierra);
- Elevadores, cables y líneas de flujo.

Infraestructura	Costos de Abandono (mmUSD)
Desmantelamiento y remoción de plataformas	47.5
Desconexión del FPSO	16.5
Abandono de Pozos	140.8
Costos Totales	204.8

Tabla 31. Actividades de Abandono asociadas al Plan de Desarrollo.
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the letters "FTR", "VP", "AM", and "777".

La estimación del presupuesto para llevar a cabo las actividades de Abandono, realizada por ENI México, S. de R.L. de C.V. resultó en un total 204.8 mmUSD. De acuerdo con las Cláusulas 17.3 y 17.4 del Contrato, una vez aprobado el Plan de Desarrollo, el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión, denominado Fideicomiso de Abandono (Tabla 32); el cual tendrá como objetivo tener una reserva para fondear las operaciones de Abandono en el Área Contractual. Las aportaciones anuales que debe hacer el Contratista al fideicomiso deben ser calculadas de acuerdo con la fórmula incluida en la Cláusula 17.4. Cabe resaltar que no es motivo del presente Dictamen Técnico la aprobación de las aportaciones anuales del Fideicomiso de Abandono del Contrato, ya que dicha aportación deberá ser calculada con base en los parámetros que involucra la fórmula establecida en el Contrato.

Fideicomiso de Abandono	Año (mmUSD)													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0.0	0.0	2.2	7.7	27.2	28.8	28.5	28.4	28.2	26.6	23.4	19.6	16.9	14.0

Año (mmUSD)											Aporte Total
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
11.7	10.2	8.8	7.4	6.3	5.3	4.8	4.4	0.0	0.0	310.4	

Tabla 32. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono (Valor corriente) en base a 70 USD/b.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

h) Tecnología

Algunas de las principales tecnologías propuestas por el Contratista que se utilizarán en las actividades a desarrollar, así como el beneficio de la aplicación de éstas, de las cuales fueron analizadas su aplicación al Área Contractual 1 por CNH, se observan en el Tabla 33.

Tecnología	Impacto



 FTR ~~...~~ 110 + ...



Tabla 33. Tecnologías por implementar en el Área Contractual 1.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S de R.L. de C.V.)

Lo anterior, permite determinar que el uso de dichas tecnologías es consistente con las mejores prácticas de la industria, en cumplimiento a la Cláusula 5.2 del Contrato, así como a los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Handwritten notes and signatures in the bottom right corner, including the acronym "FTIR", a signature, and the number "777".

i) Aprovechamiento de gas

ENI México, S. de R.L. de C.V., en cumplimiento al inciso (iv) de la Cláusula 5.2 del Contrato, y de acuerdo a lo establecido en los artículos 10 y 22 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas asociado al Plan de Desarrollo, dentro del cual detalla que cuenta con la infraestructura necesaria para alcanzar la meta de 98% de aprovechamiento de gas, así como mantenerla a través de la ejecución de inversiones enfocadas a acciones de mantenimiento preventivo y predictivo de los equipos que manejarán el gas producido en el Área Contractual. Dicha meta de 98% de aprovechamiento, se alcanzará dentro de los siguientes tres años posteriores al inicio de las actividades, finales del año 2020 y se mantendrá durante la vigencia del Plan de Desarrollo.

A continuación, se muestra una gráfica con el gasto de gas producido, el porcentaje discretizado del aprovechamiento de gas, la meta de aprovechamiento y la capacidad de compresión, Figura 35

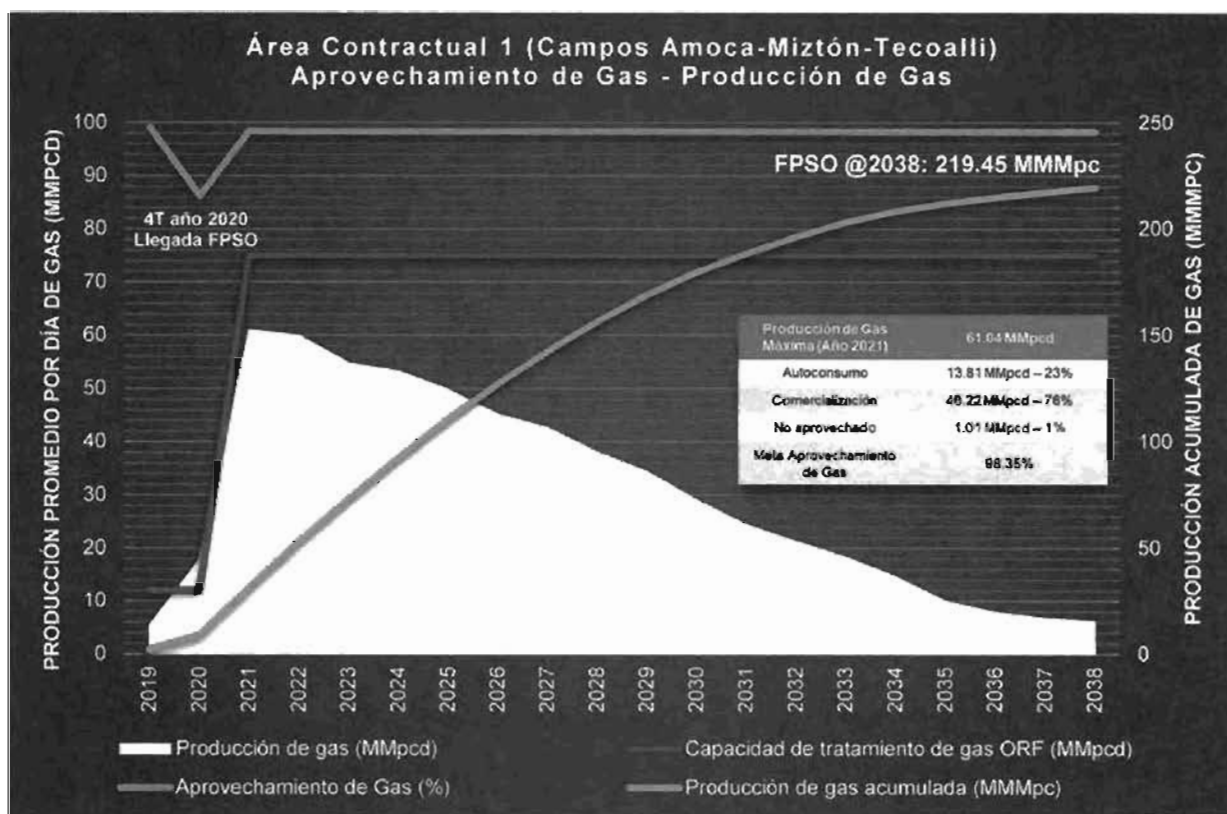


Figura 35. Aprovechamiento de Gas.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Tal y como se encuentra previsto en la Cláusula 14.1 del Contrato No. CNH-R01-L02-A1/2015 del Área Contractual 1, ENI México, S. de R.L. de C.V. utilizará los hidrocarburos producidos para las actividades petroleras de autoconsumo y transferencia (transferencia comercial), las cuales son formas de aprovechamiento establecidas en el artículo 5, fracciones I y IV de las Disposiciones.

ENI México, S. de R.L. de C.V. no prevé quemar ni ventear el Gas Natural, excepto dentro de los límites autorizados por la Agencia o en la medida en que sea necesaria para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos ambientales previstos en la Normatividad Aplicable.

En el pico más alto de producción de gas, se alcanzarán 61.45 MMpcd, siendo que 14.5 MMpcd (23.6%) corresponderán a autoconsumo, tomando en consideración el artículo 5, fracción I de las Disposiciones y

FTR
 777

14.1 del Contrato, 46.07 MMpcd (75%) comercialización y 0.88 MMpcd (1.4%) a gas no aprovechado, con lo que se superará la meta de aprovechamiento de gas, logrando un 98.2%.

El Área Contractual 1 se considera un desarrollo para la explotación de aceite, por ende, el aprovechamiento de gas se refiere solamente al gas asociado.

El Contratista se compromete al cumplimiento de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Extracción de Hidrocarburos, específicamente siguiendo lo establecido en el artículo 4 sobre las obligaciones del Contratista petrolero de maximizar el aprovechamiento y la conservación del Gas Natural Asociado.

En las Tabla 34, Tabla 35, Tabla 36 y Tabla 37, se muestra el Programa de Aprovechamiento de Gas de manera mensual para los años 2018 a 2021 y posteriormente, en la Tabla 38 se observará el Programa de Aprovechamiento de Gas de forma anual a partir del año 2022 hasta el límite económico, año 2038 .

Año 2018

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Autoconsumo	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Bombeo Neumático	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Conservación	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Transferencia	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Gas Natural no Aprovechado	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
% de aprovechamiento	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Tabla 34. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2018

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Año 2019

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. (Nota 1)
Producción de gas	N/A	N/A	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40
Autoconsumo	N/A	N/A	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
Bombeo Neumático	N/A	N/A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	N/A	N/A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	N/A	N/A	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20
Gas Natural no Aprovechado	N/A	N/A	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
% de aprovechamiento	N/A	N/A	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06

Nota 1: Promedio desde el inicio de la producción.

Tabla 35. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2019.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Año 2020

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct (Nota 2)	Nov (Nota 2)	Dic	Prom.
Producción de gas	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	6.40	51.14	51.12	53.04	17.74
Autoconsumo	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	11.42	11.41	11.92	3.00
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	0.00	0.00	40.12	7.99
Gas Natural no Aprovechado	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	39.72	39.71	1.00	6.75
% de aprovechamiento	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	99.06	22.33	22.33	98.11	86.19

Nota 2: Para el arranque de manera segura del FPSO puede ser necesaria la quema del gas asociado en exceso de manera temporal y en conformidad con la práctica común de la industria. Se prevé una duración máxima de las operaciones de dos meses.

Tabla 36. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2020.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

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

Año 2021

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	54.42	54.38	54.34	54.79	55.72	63.33	63.30	63.44	66.08	66.93	67.70	68.03	61.04
Autoconsumo	12.15	12.15	12.15	12.47	12.77	14.13	14.31	14.35	15.22	15.30	15.32	15.34	13.81
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	41.21	41.18	41.15	41.26	41.90	48.15	47.94	48.04	49.81	50.58	51.57	51.89	46.22
Gas Natural no Aprovechado	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	0.80	0.80	1.01
% de aprovechamiento	98.07	98.07	98.07	98.08	98.11	98.34	98.34	98.34	98.41	98.43	98.82	98.82	98.35

Tabla 37. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2021.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Años 2022-2040

Programa de Gas (MMPCD)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Producción de gas	59.98	54.85	53.25	49.82	45.15	42.67	38.09	34.47	29.11	24.45	21.31	18.35	14.66	10.02	7.88	6.83	6.20
Autoconsumo	14.16	13.84	14.04	13.56	12.24	10.84	9.55	8.53	7.10	5.95	5.22	4.53	3.77	2.83	2.21	1.99	2.29
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	44.97	40.12	38.47	35.57	32.40	31.31	28.02	25.38	21.49	18.06	15.71	13.49	10.63	7.00	5.52	4.71	3.80
Gas Natural no Aprovechado	0.86	0.89	0.75	0.69	0.52	0.52	0.53	0.55	0.52	0.44	0.38	0.33	0.26	0.18	0.14	0.12	0.11
% de aprovechamiento	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20	98.20

Tabla 38. Programa de aprovechamiento de gas – Año 2022-2038 (Límite económico).

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

[Handwritten signatures and initials, including 'FTR', '777', and other illegible marks.]

Para el arranque de manera segura de la Unidad FPSO puede ser necesaria la quema del gas asociado en exceso de manera temporal y en conformidad con la práctica común de la industria. Por lo que el Contratista prevé una duración máxima de las operaciones de configuración óptima de dos meses. Esto fue considerado en la Meta Anual correspondiente a los meses de octubre y noviembre del año 2020; en conformidad con el artículo 14. Del establecimiento de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Extracción de Hidrocarburos, se establece que el Contratista alcanzará la Meta para el caso de yacimientos convencionales, preferentemente, dentro de los siguientes tres años posteriores al inicio de las actividades, la cual es alcanzada en el año 2021.

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

Es conveniente aclarar que el 100% del volumen de gas aprovechado será transferido hacia plantas de procesamiento, asimismo, que el rubro Autoconsumo producido en el Área Contractual considerado por ENI México, S. de R.L. de C.V. para el cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas hace referencia al gas que es utilizado para la operación de compresores, bombas, consumos generales y otros consumos del FPSO y de la ORF, como es considerado en la Cláusula 14.1 del Contrato.

Cabe hacer mención que en términos de la Cláusula 14.1 del Contrato, el Contratista no podrá quemar ni ventear gas natural, excepto por los límites autorizados por la Agencia, o en la medida que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos previstos en la normatividad aplicable.

Por otra parte, ENI México, S. de R.L. de C.V. presentó el estimado de la máxima Relación Gas Aceite (RGA) esperada con base en la producción de sus pozos, confirmando el seguimiento y cumplimiento de esta relación según pronóstico de producción, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima relación gas aceite (RGA), y de conformidad con los factores de recuperación de Hidrocarburos reportados, de conformidad con lo establecido en los artículos 25 y 27 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Extracción de Hidrocarburos, Tabla 39.

Campo	RGA Max (pc/b)
Amoca nivel sin Secundaria	2,000
Amoca con Secundaria	1,000
Miztón	1,500
Tecoalli	4,100

Tabla 39. Valores máximos de RGA esperados en el Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Autoconsumo.

Con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de gas y la meta, hasta un límite técnico y económico viable, el programa propuesto considera en primer lugar una política de cero quema o incineración, excepto por los límites autorizados por la Agencia, o en la medida que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos previstos en la normatividad aplicable.

Adicionalmente considera minimizar los requisitos de Autoconsumo usando las mejores tecnologías disponibles destinadas a la eficiencia energética, en conformidad también con la política de empresa a nivel mundial, así da maximizar la cantidad de gas trasferido.

En vista de que el diseño de la superestructura del FPSO no está desarrollado, por estar en fase de licitación por el Contratista, y del ORF, por estar en la etapa de ingeniería básica, resulta imposible otorgar

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including a large 'C' and '4', and initials 'FTR' and '777'.

cifras exactas de la composición y cantidad de gas combustible. No obstante, el Contratista realizó una estimación preliminar del gas combustible necesario mediante el cálculo de consumo de los equipos principales, con base en Proyectos similares y comparables (benchmarking). La capacidad nominal e identificación de las cargas restantes no se pueden estimar singularmente en esta etapa, por ende, se incluye una contingencia (30% en consideración de la fase conceptual) para tener en cuenta las incertidumbres de esta etapa, Tabla 40.

Componente	Carga estimada (MW)	Consumo gas (MMpcd)
Compresores de gas	9.1	2.2
Bombas de inyección de agua	6.5	1.6
Bombas de descarga	2.3	0.6
Otros componentes del FPSO (auxiliares)	15.4	3.7
Otros componentes externos del FPSO	26	6.2
Consumos generales ORF	0.5	0.14
Total	59.8	14.44

Tabla 40. Componentes para el cálculo de gas combustible.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Bajo estas suposiciones, y considerando la eficiencia de las turbinas a gas (cerca 27%) la cantidad estimada de gas combustible empleada en la unidad FPSO y ORF es de 14.4 mmpcd (equivalente a 18,200 mmBTU/día), en términos del artículo 5, fracción I de las Disposiciones y Cláusula 14 del Contrato, cuando la producción de hidrocarburos es igual a la capacidad nominal (75 mmpcd). La unidad FPSO proporciona la energía necesaria también a las Plataformas de pozos de Amoca WHP1, WHP2, y Tecoalli, estas cargas son incluidos bajo el concepto "Otros componentes externos al FPSO".

El programa preliminar del aprovechamiento del gas prevé la instalación de las infraestructuras principales de tratamiento del gas que son: las instalaciones en tierra ORF, los ductos por la conexión de la FPSO al ORF y del ORF a las plantas PEMEX, unas unidades en la FPSO (Unidades de Separación y Exportación; se resalta que la unidad de generación eléctrica en la FPSO sería parte de proyecto de toda forma, independientemente del plan de Aprovechamiento Gas seleccionado).

Todas las instalaciones necesarias por el Programa de Aprovechamiento ya están incluidas en el proyecto. En referencia al cálculo de la capacidad de manejo de gas natural por año, se reportan las capacidades en la Tabla 41.

Periodo	Producción máxima prevista por cada instalación	Capacidad de diseño de gas disponible en Miztón WHP	Capacidad de tratamiento de gas disponible en ORF	Notas
2018 - 2020				
2020 - 2040				

Tabla 41. Capacidad disponible para tratamiento del gas.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Con lo anterior, se procura el aprovechamiento del gas en términos del artículo 39, fracción VII de la LORCME, y 7, fracción VII y 8, fracción II, inciso g) de los Lineamientos, Cláusula 5.2 del Contrato, así como el artículo 5, fracción I de las Disposiciones.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including "TTR", "777", and various illegible signatures.

j) Medición de Hidrocarburos

El Contratista presentó dentro del Plan de Desarrollo la información correspondiente con la implementación de los Mecanismos de Medición y la propuesta de los Puntos de Medición en cumplimiento con lo establecidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) y el Contrato, actualmente el Contratista se encuentra en etapa de ingeniería conceptual para los sistemas de medición a implementarse durante el desarrollo del Área Contractual, el Contratista presenta la propuesta para la Medición de los hidrocarburos del Área Contractual en dos etapas de producción, denominadas: Etapa inicial (2019-2020) y Etapa de Desarrollo (2020-2040).

Por lo anterior, la Dirección General de Medición (en adelante, DGM) realizó el análisis y evaluación técnica a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición propuestos para el Área Contractual, el cual se establece en el Anexo I del presente Dictamen.

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

Etapa Inicial (inicio primer trimestre del 2019 – finalización cuarto trimestre del 2020).

La producción temprana o anticipada tiene como alcance la perforación y terminación de 12 pozos de los cuales 7 se consideran de producción y 5 pozos inyectores de agua, así como la instalación de una Plataforma de pozos (WHP) en el área de Miztón, dentro de la plataforma se prevé la instalación de sistemas de medición tipo multifásicos (*medición operacional*) lo que permitirá medir de forma individual la producción de cada pozo.

El Contratista presenta la justificación de la utilización de los medidores multifásicos (*medición operacional*) de acuerdo con lo establecido en el artículo 24 de los LTMMH donde señala lo siguiente:

- *Justificación del uso de medidores multifásico:* El esquema de desarrollo no prevé ningún proceso de separación en las plataformas por lo que se considera el uso de medidores multifásicos a fin de contar con monitoreo continuo de la producción de los pozos, los medidores serán instalados en los cabezales de producción de cada plataforma.
- *Selección:* La selección de los medidores multifásicos se realizará con base en las condiciones de operación y de proceso, así como en las características de los fluidos presentadas.
- *Uso:* Los medidores multifásicos se establece que la medición será del tipo operacional, con la finalidad de monitorear la producción continua de los pozos, así como para fines de pruebas de pozos.

Los medidores de flujo multifásico serán diseñados y calibrados en el rango de (4 a 10) MBPD para líquido y de (0.5 a 8) MMPCD para el gas y serán instalados en los cabezales de producción y de prueba, estos medidores se componen por un Venturi, transmisor de presión diferencial, transmisores de temperatura y de presión, así como un detector de rayos gamma. Se estima una exactitud del (5-10%) para este tipo de medidores, las características técnicas presentadas se encuentran referidas a las especificaciones de los fabricantes y validadas por el Contratista según datos históricos de otros campos.

Para la determinación de la calidad de los pozos está previsto un punto de muestreo manual en el cabezal de prueba y su respectivo análisis de laboratorio de gas y aceite.

Por lo anterior, se advierte que dicha justificación resulta técnicamente viable, toda vez que la selección de los medidores y el uso de estos son adecuados en la etapa del proceso.

En la Figura 36 se muestra esquemáticamente el manejo de la producción de los pozos correspondientes al campo Miztón hasta los Puntos de Medición.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including "FTR", "777", and a signature.

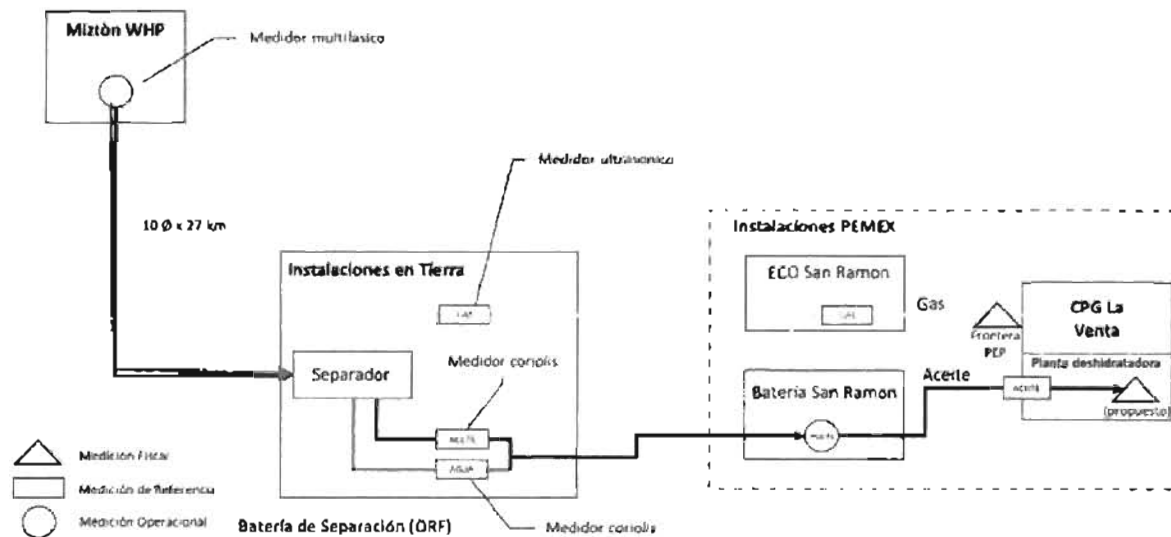


Figura 36. Etapa inicial, manejo de los hidrocarburos provenientes de los pozos correspondientes al campo Miztón, etapa inicial.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

El Contratista prevé la instalación de un ducto de exportación de flujo multifásico de 10 pg. de diámetro y 27 km de longitud con origen en la plataforma (WHP Miztón) y destino a la Batería de Separación (ORF) como se muestra en la Figura 36.

Batería de Separación (ORF).

En esta instalación se llevará a cabo medición operacional y de referencia, de acuerdo con lo siguiente:

Los hidrocarburos producidos serán enviados desde la Plataforma de pozos Miztón (WHP) al Batería de Separación (ORF), donde se realizará la primera separación y medición de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual 1, se contempla la instalación de un separador trifásico, un medidor tipo ultrasónico para gas, dos medidores tipo Coriolis para la medición de aceite y agua respectivamente (*medición de referencia*), así como un medidor para el gas combustible tipo placa de orificio, y un medidor para el gas a quemador de tipo ultrasónico intrusivo (*medición operacional*). Como parte del programa de aprovechamiento de gas, parte del gas será utilizado para el autoconsumo en el (ORF).

Cabe señalar que en la actualidad el Contratista se encuentra en la fase de ingeniería y diseño para la implementación de los Sistemas de Medición, por lo que las características de los medidores propuestos en la instalación (ORF) contempla lo siguiente:

Gas

- El elemento primario de medición (EPM) se determinará en función del volumen mínimo y máximo a manejar durante el periodo especificado en el horizonte de producción del Área Contractual 1, teniendo como primera opción el principio de medición ultrasónico y como segunda opción del tipo presión diferencial
- En caso de instalarse un medidor del tipo ultrasónico éste será del tipo multi-trayectoria de cuando menos 4 pares de transductores del tipo piezoeléctrico y su principio de medición debe ser del tipo tiempo de tránsito, con emisión directa y/o rebote.

[Handwritten signatures and initials, including "FTR" and "777"]

- El dispositivo primario se montará entre dos secciones rectas de tubería cilíndrica de diámetro constante y de longitudes mínimas específicas en las cuales no debe haber obstrucción o derivación alguna.
- Para minimizar efectos de distorsión de flujo se podrá instalar aguas arriba del tubo de medición un acondicionador de flujo.
- Instrumentación secundaria por tren de medición (transmisores de temperatura y presión), computación de flujo para cuantificar los volúmenes de producción (redundante) y Cromatógrafo (para la determinación de la composición del gas).

Líquidos:

- Los elementos primarios de medición (EPM) podrán ser de tecnología tipo másica (Coriolis) dando cumplimiento a lo indicado en el API MPMS 5.6 y/o Ultrasónica (tiempo de tránsito) de cuando menos cuatro pares de transductores si se considera como medidor de producción (incluyendo alineador de flujo) y de 8 pares de transductores si es considerado como tren maestro dando cumplimiento a lo indicado en el API MPMS 5.8.
- Se contará con Instrumentos de Medida continuos o en línea para el contenido de agua en cada uno de los trenes de medición.
- El cálculo de hidrocarburos líquidos configurado en la sección de computación de flujo del sistema de control para la determinación de los volúmenes producidos será con base al API MPMS 20.1.

El Contratista prevé que en esa instalación se pueda realizar la determinación de la calidad de los hidrocarburos, ya sea por analizadores en línea o por análisis de laboratorio, actividad que será definida en la ingeniería de detalle.

Los hidrocarburos separados (Líquido-Gas) del ORF, se enviarán por medio de dos tuberías a la Batería de Separación San Ramón (BS San Ramón) perteneciente a PEMEX Exploración y Producción (PEP), como se indica en la Figura 36. El gas se unirá a la corriente del gas de la BS San Ramón y se enviará a la Estación de Compresión San Ramón (EC San Ramón).

EC San Ramón

En esta instalación se llevará a cabo medición de referencia, de acuerdo a lo siguiente:

En esta estación el gas llega a un Separador General de Succión (SGS), donde se separan los líquidos y los condensados suspendidos que se encuentran en la corriente de gas, la determinación del volumen de los condensados contenidos en el gas se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 y el gas es enviado a un cabezal de 24 pulgadas de diámetro para distribuir y amortiguar el gas que será conducido a los motocompresores, una vez concluidas las etapas de compresión, el gas es enviado hacia el cabezal de descarga de bombeo neumático de 6 pg. de diámetro, el cual cuenta con un paquete de medición de flujo tipo V-cone (*Medición de Referencia*), así mismo cuenta con una válvula automática que regula la presión de descarga y deriva el flujo excedente hacia el Cabezal de descarga general de Complejo Procesador de Gas La Venta de 8 pg. de diámetro, esta línea cuenta con un paquete de medición de tipo placa de orificio (fitting) para la cuantificación del volumen de gas (*Medición de Referencia*), que posteriormente se dirige hacia el paquete de regulación de presión para su envío al Centro Procesador de Gas la Venta (CPG la Venta).

FTR 11 A
 [Handwritten signatures and initials]

CPG La Venta

En esta instalación se recibe en promedio 110 (MMPCD) de gas a 40 kg/cm² y 25°C que provienen de diversas asignaciones y áreas contractuales, el gas recibido pasa a través de un separador vertical (FA-101) y a un recipiente horizontal de filtración (TH-202), posteriormente la cuantificación de gas se realiza en el sistema de medición (TAG- MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015) Punto de Medición (medición fiscal) propuesto por el Contratista (el análisis correspondiente a este Punto Medición se encuentra en el apartado Puntos de Medición (Medición fiscal), inciso a, del presente Dictamen Técnico), está conformado por tres trenes con medición con un fitting de 12 pg. de diámetro y su elemento primario placa de orificio así como con un cromatógrafo de gas (AIT-100) y un analizador de humedad (AIT- 101); los cuales envían su señal al computador de flujo redundante (FQI-100 A/B) para determinar la calidad del gas; las señales de los transmisores indicadores de presión diferencial, y las señales de los transmisores de presión y temperatura son enviadas al mismo computador de flujo.

Para el manejo de los líquidos (agua- aceite) proveniente de ORF, se contempla que estos se integren al manejo y proceso de la producción dentro de la BS San Ramón, en donde el aceite es enviado al tanque vertical de almacenamiento atmosférico TV-10 de 10,000 barriles y se realiza una medición estática (*medición de referencia*) previo a su envío hacia la Planta Deshidratadora la Venta.

Planta Deshidratadora La Venta

Esta instalación recibe en promedio 61,367 (BPD) de aceite a 24 kg/cm² y 54°C provenientes de diversas asignaciones y Áreas Contractuales, el aceite una vez tratado y acondicionado es cuantificado en conjunto con otras corrientes, a través de un paquete de medición de aceite (TAG- MTCA-APCP-PDLV) compuesto de 2 trenes de medición de 4 pulgadas de diámetro y dos medidores de flujo tipo ultrasónico (FIT0903/FIT0904), las señales de los transmisores de presión y temperatura son enviadas a un computador de flujo redundante (FQI-900); Punto de Medición propuesto por el Contratista (el análisis correspondiente a este Punto Medición se encuentra en el apartado Puntos de Medición (Medición fiscal), inciso b, del presente documento). El flujo de aceite medido a través del sistema de medición (TAG-MTCA-APCP-PDLV), se integra a la línea de aceite hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas.

En la Tabla 42, se muestran las características metroológicas de los equipos de medición propuestos para el manejo y medición de los hidrocarburos durante la etapa inicial, así como, en la Figura 37 el esquema de ubicación del tipo de medición.

Item	Características Metroológicas					Calibración			Incertidumbre		
	Fluido	Tipo de medidor	Ubicación y tipo de medición	Alcance de medición	Exactitud (%)	(Si o No)	Fecha de última calibración	Presupuesto o de incertidumbre	±%, k	Fuentes que afectan la incertidumbre	Valores de FAI para estar fuera de parámetros conforme a los lineamientos de medición
1	Multifásico	2x Medidores de flujo multifásico	Mizton WHP (Operacional)	4-10mbpd + 0.5-8mmpc	5-10%	No	1	4	± 5%, k=2 - 95%	Cambio de la propiedad del fluido y la calibración	4
2	Multifásico	1x Medidor de Flujo Multifásico	Mizton - WHP (Operacional)	2-14 mbpd + 1-112 mmpc	5-10%	No	1	4	± 5%, k=2 - 95%	Cambio de la propiedad del fluido y la calibración	4
10 A	Gas desde el separador	Medidor de flujo ultrasónico	Onshore ORF (Referencia)	0.5-8 mmpc	±0.5% de rango medido	No	1	4	±1.5% de volumen estándar	4	4
11 A	Aceite desde el separador	Medidor de flujo másico Coriolis	Onshore ORF (Referencia)	4-10 mbpd	±0.5-1% de rango medido	No	1	4	±1.5% en masa	4	4
12	Agua desde el separador	Medidor de flujo másico Coriolis	Onshore ORF (Referencia)	0.5-3 mbpd	±0.5-1% de rango medido	No	1	4	±1.5% en masa	4	4

Handwritten signatures and initials:
 [Signature] [Signature] [Signature]
 777

14	Gas Combustible	Medidor de tipo Placa de Orificio	Onshore ORF (Referencia)	0-1 mbpd	±3% de rango medido	No	1	4	±1.5% de volumen estándar	4	4
23	Quemador (tipo non intrusivo)	Medidor de flujo ultrasónico	Onshore ORF (Referencia)	4	±2% de rango medido	No	1	4	±1.5% de volumen estándar	4	4

Tabla 42. Características metrológicas de los medidores propuestos en la etapa inicial
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

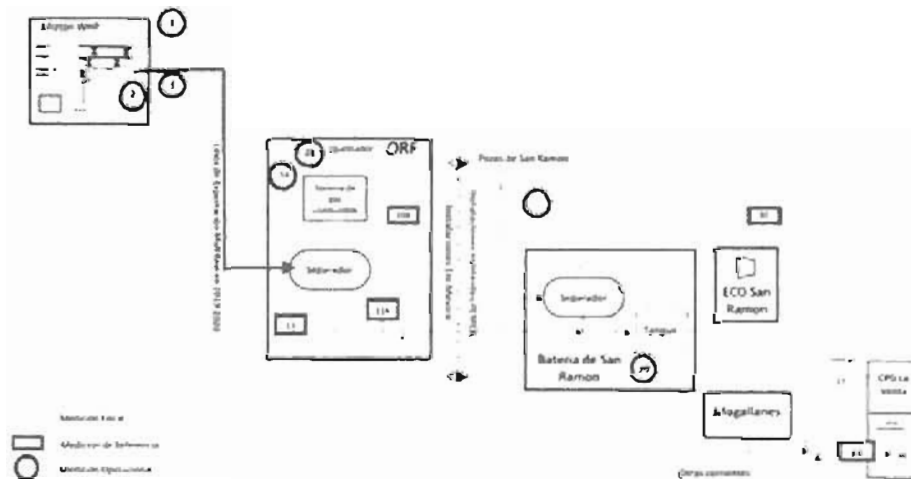


Figura 37. Esquema ubicación de los Sistemas de Medición (tipo de medición).
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Puntos de Medición (Medición fiscal)

a) Punto de Medición de Gas

Punto de Medición de gas propuesto por el Contratista es el **sistema de medición (TAG- MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015)** se encuentra localizado antes del **Complejo Procesador de Gas La Venta**, el cual se encuentra conformado por tres trenes con medición tipo placa de orificio, un cromatógrafo de gas (AIT-100) y un analizador de humedad (AIT- 101) en línea; los cuales envían su señal al computador de flujo redundante (FQI-100 A/B) para determinar la calidad del gas; las señales de los transmisores indicadores de presión diferencial, y las señales de los transmisores de presión y temperatura son enviadas al mismo computador de flujo.

Dicho punto que se considera como Punto de Medición de Petróleos Mexicanos para llevar a cabo la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos, conforme al Transitorio Séptimo y el Anexo 3 de los LTMMH.

Por lo anterior, el Contratista presentó un proyecto de acuerdo con Pemex Exploración y Producción para utilizar el mismo Punto de Medición, conforme lo establecido en el artículo 20 de los LTMMH. Dicho acuerdo tiene por objetivo establecer las directrices y los límites de responsabilidad entre ENI México, S. de R.L. de

[Handwritten signatures and initials]

C.V. y PEMEX Exploración y Producción, para determinar los volúmenes y la calidad de los hidrocarburos gaseosos en el Punto de Medición compartido. El análisis del proyecto de acuerdo se encuentra en el Anexo 1, del presente dictamen técnico. La DGM, llevo a cabo el análisis y la evaluación del proyecto de acuerdo presentado por el Contratista (el cual se muestra en el Anexo I, del presente Dictamen Técnico), por lo que se establece que dicho acuerdo cumple con lo referido en el artículo 20 de los LTMMH.

Para el caso de uso compartido de instalaciones, el Contratista presento un proyecto de acuerdo de conformidad con lo establecido en la Cláusula 11.8 del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos, la DGM llevó a cabo la revisión del documento presentado, por lo que se considera que este documento contiene los elementos necesarios donde se establecen los términos y condiciones para compartir las instalaciones.

b) Punto de Medición de Aceite.

El Contratista presentó la información correspondiente a los Mecanismos de Medición al sistema de medición (TAG-MTCA-APCP-PDLV) ubicado en la salida de la Planta Deshidratadora la Venta, de conformidad en lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH. La evaluación correspondiente se encuentra en el Anexo 1, del presente dictamen técnico.

De conformidad con lo establecido en el artículo 19 de los LTMMH, el sistema de medición (TAG-MTCA-APCP-PDLV) establecido como Punto de Medición, está sujeto a lo siguiente:

Ubicación: El Punto de Medición (TAG-MTCA-APCP-PDLV), estará ubicado fuera del Área Contractual específicamente a la salida de la Planta Deshidratadora la Venta, el Contratista presento las coordenadas geográficas a nivel de instalación, las cuales se presentan en el anexo I del presente Dictamen Técnico.

Capacidad: El Contratista menciona que la producción temprana es limitada a 8,000 bpd de aceite, debido a la actual capacidad de recepción de la producción de las instalaciones de PEP.

Sistemas Telemétricos: El Sistema de Medición (TAG-MTCA-APCP-PDLV), cuenta con transmisión de señales de presión, temperatura y flujo, los cuales son enviados al computador de flujo redundante (FQI-900). El Contratista deberá garantizar a la Comisión el acceso a dichos sistemas, sin costo alguno para ésta. La información diaria y por periodo obtenida en el Punto de Medición debe estar disponible para ser transmitida vía telemétrica y electrónica a la Comisión.

Calidad: La determinación de la calidad se realiza con los Instrumentos de Medida continuos en línea, así como análisis en laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA). Así mismo el Contratista dentro del Plan de Desarrollo manifestó que llevará a cabo los análisis en los términos establecidos en el artículo 28 de los LTMMH. El Contratista deberá de presentar los análisis de calidad obtenidos mensualmente, dando cumplimiento con los parámetros y especificaciones de calidad referidos en el Capítulo IV, de los LTMMH.

Computador de flujo: El Sistema de Medición cuenta con un Computador de flujo con redundancia y con Interfaz Humano-Máquina (FQI-900), están provistos de un módulo de entradas y salidas, con puerto Ethernet, configuración de puerto esclavo, protocolo de comunicación MODBUS y área Clase 1 Div 2, con conexiones eléctricas disponibles de 24 VDC.

De acuerdo con los resultados de incertidumbre presentados por el Contratista; la incertidumbre asociada al Punto de Medición (TAG-MTCA-APCP-PDLV) es de ($\pm 0.45\%$), no obstante, el Contratista presentó los programas correspondientes para la mejora y la actualización de la incertidumbre asociada a este sistema y manifestó que el valor de incertidumbre en cumplimiento con los LTMMH estará disponible y será cumplido antes de inicio de la producción temprana.

En este supuesto, el Contratista deberá dar aviso a la Comisión del cumplimiento de los valores de incertidumbre, como parte de la entrada en operación de los Sistemas de Medición, en términos de los artículos 48 y 52, fracción V, de los LTMMH.

[Handwritten signatures and initials]
TTR
777

El Punto de Medición propuesto se encuentra bajo la custodia de PEP, por lo que los Operadores Petroleros llevarán a cabo acuerdos operativos donde se especifique las responsabilidades correspondientes a cada uno, siendo el responsable de toda comunicación con la Comisión personal de ENI.

Para el caso de uso compartido de instalaciones, el Contratista presentó un proyecto de acuerdo de conformidad con lo establecido en la Cláusula 11.8 del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos, la DGM llevó a cabo la revisión del documento presentado, por lo que se considera que este documento contiene los elementos necesarios donde se establecen los términos y condiciones para compartir las instalaciones.

En la Tabla 43 se presenta la ubicación de los Puntos de Medición, a emplearse en la etapa inicial.

Fluido	Etapa de producción	Tipo de medidor	Ubicación (instalación)	Longitud	Latitud
Aceite	Producción Temprana	Ultrasónico	Planta Deshidratadora La Venta PA-900		
Gas	Producción Temprana	Placa de Orificio	Centro Procesador de Gas La Venta PA-2015		

Tabla 43. Puntos de Medición, etapa inicial.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

De acuerdo con la revisión y análisis de la información presentada por el Contratista de los Puntos de Medición para Aceite y Gas, la DGM establece que dichos Puntos de Medición propuestos, son técnicamente viables para determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes de las Área Contractual 1 en la etapa inicial

Etapa de Desarrollo (inicio cuarto trimestre del 2020- 2040)

La etapa de desarrollo tiene como alcance una Unidad Flotante de Procesamiento, Almacenamiento y Descarga de Producción (FPSO), considerando el inicio de operación dentro del cuarto trimestre del 2020, misma que será instalada aproximadamente a 2.5 Km de distancia de la plataforma Mizton (WHP) y la Instalación de ductos entre la plataforma Mizton (WHP) y la unidad FPSO; para cada campo correspondiente al Área Contractual 1, se contempla lo siguiente.

Campo	Actividad
Amoca	
Tecoalli	

Tabla 44. Actividades físicas – Etapa de Desarrollo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

En la Figura 7 se muestra esquemáticamente la etapa de Desarrollo.

Handwritten notes and signatures:
 TR
 777
 [Signatures]

A continuación, se describe el proceso para la cuantificación de los hidrocarburos en cada una de las instalaciones empleadas en esta etapa de producción, desde la medición operación hasta el Punto de Medición (medición fiscal).

En las Plataformas Amoca, Miztón y Teocalli, los pozos estarán conectados a un cabezal de producción y a uno de prueba, donde se instalarán medidores de tipo multifásico (**medición operacional**), que permitirán la determinación del volumen y la calidad correspondiente a cada uno de los pozos, el Contratista presentó la justificación de la utilización de los medidores multifásicos de acuerdo con lo establecido en el artículo 24 de los LTMMH, con base en lo siguiente:

- **Justificación del uso de medidores multifásico:** El esquema de desarrollo no prevé ningún proceso de separación en las plataformas Miztón (WHP), Amoca (WHP1), Amoca (WHP2) y Teocalli por lo que se considera el uso de medidores multifásicos a fin de contar con monitoreo continuo de la producción de los pozos, los medidores serán instalados en los cabezales de producción en cada plataforma.
- **Selección:** La selección de los medidores multifásicos se realizará con base en las condiciones de operación y de proceso, así como en las características de los fluidos presentadas.
- **Uso:** Se establece que la medición será del tipo operacional, con la finalidad de monitorear la producción continua de los pozos y llevar a cabo las pruebas de pozos.

Por lo anterior, se advierte que dicha justificación resulta técnicamente viable, toda vez que la selección de los medidores y el uso de estos son adecuados en esta etapa del proceso.

Cabe señalar, que los medidores de tipo multifásicos en la plataforma Miztón (WHP) identificados en la etapa inicial continuarán en operación en esta etapa de desarrollo, ajustándolos a los nuevos intervalos de operación.

Para la plataforma de Amoca (WHP 1), se tiene previsto iniciar operación dentro del primer trimestre del 2021, en donde se considera la instalación de medidores de flujo multifásico, ubicados a línea de conexión hacia el FPSO y en el cabezal de prueba.

Para las plataformas de Teocalli y Amoca (WHP 2), se considera iniciar operación en el primer trimestre del 2024, contemplando el mismo enfoque que la plataforma Amoca (WHP 1), para la medición multifásica descrito anteriormente.

Todos los medidores de flujo multifásico previstos en la etapa de desarrollo se caracterizan por el mismo nivel de precisión de 5 a 10%, y con los mismos parámetros de incertidumbre, $k = 2$, +/- 5% - 95%. La tecnología de los medidores se basa en venturi con fuente radioactiva y medidor de rayos gamma.

Para la determinación de la calidad de los pozos está previsto un punto de muestreo manual en el cabezal de prueba de cada plataforma y su respectivo análisis de laboratorio tanto de gas como para aceite producidos.

El flujo multifásico proveniente de los pozos correspondientes a las diferentes plataformas instaladas se enviará al FPSO, donde se llevará a cabo el proceso de separación, medición y deshidratación de los hidrocarburos, mostrado en la Figura 7.

Manejo y medición del gas en el FPSO hasta CPG La Venta.

La producción de los pozos en flujo multifásico serán recibidos en un cabezal para la separación de gas y líquidos dentro del FPSO, en donde el gas proveniente de los separadores es enviado para su acondicionamiento, deshidratación y compresión y cuya descarga, será cuantificada por medio de un medidor tipo ultrasónico instalado a la salida del FPSO (**medición referencial**), parte del gas acondicionado, será utilizado como gas combustible en el FPSO, el Contratista prevé la instalación de

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including a large '4' and '777'.

medidores para la cuantificación del gas combustible y el gas a quemador, la tecnología asociada a este gas será definida en la ingeniería de detalle.

Posteriormente, el gas será enviado a la plataforma Mizton (WHP), para ser transportado a través del gasoducto de 10 pg. de diámetro y 27 km a la *Batería de Separación (ORF)* donde se llevará a cabo la separación de gas y condensados: el gas será cuantificado por medio de un medidor tipo ultrasónico; los posibles condensados serán medidos con un Coriolis instalado a la descarga del separador (**medición referencial**).

En la instalación en tierra (ORF) está previsto un medidor para el gas combustible de tipo placa a orificio, y un medidor para el gas a quemador tipo ultrasónico no intrusivo (**medición operacional**).

El excedente del gas en conjunto con el condensado separado, serán enviados hacia la salida de la Estación de Compresión de San Ramón y al Complejo Procesador de Gas (CPG La Venta), cuyas instalaciones son pertenecientes a PEP.

Cabe señalar que los medidores en la ORF son los mismos de la producción temprana adecuadamente recalibrados para cumplir con los requisitos de la fase de desarrollo completo.

CPG La Venta

En esta instalación se recibe en promedio 110 (MMPCD) de gas a 40 kg/cm² y 25°C que provienen de diversas asignaciones y áreas contractuales, el gas recibido pasa a través de un separador vertical (FA-101) y a un recipiente horizontal de filtración (TH-202), posteriormente la cuantificación de gas se realiza en el sistema de medición (TAG- MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015) punto de medición propuesto por el Contratista el cual está conformado por tres trenes con medición con un fitting de 12 pg. de diámetro y su elemento primario placa de orificio así como con un cromatógrafo de gas (AIT-100) y un analizador de humedad (AIT- 101); los cuales envían su señal al computador de flujo redundante (FQI-100 A/B) para determinar la calidad del gas; las señales de los transmisores indicadores de presión diferencial, y las señales de los transmisores de presión y temperatura son enviadas al mismo computador de flujo.

Manejo y medición del líquido en el FPSO.

Los líquidos obtenidos de la separación de la producción multifásica proveniente de las plataformas Amoca, Teocalli y Miztón, son tratados para eliminar el agua y acondicionar el aceite en la deshidratación, para su posterior envío a los tanques de almacenamiento, una vez iniciada la descarga, el aceite es enviado a las bombas de descarga para después ser cuantificado en un Sistema de Medición tipo turbina (Punto de Medición fiscal).

El agua proveniente de los pozos del Área Contractual 1 obtenida de la separación y deshidratación pasará por un proceso de tratamiento donde se cuantificará por medio de un sistema de medición (medición operacional) que será definido en la ingeniería de detalle realizada por el Contratista, de igual manera se prevé el tratamiento para agua de mar. El agua tratada se envía a un sistema de bombas de inyección donde se mide el agua total de inyección (**medición operacional**) que será definido en la ingeniería de detalle, posteriormente el agua se enviará a las plataformas Miztón (WHP), Amoca (WHP 1) y Amoca (AHP 2)

En la Tabla 45, se muestran las características metrológicas de los equipos de medición propuestos para el manejo y medición de los hidrocarburos durante de desarrollo completo, así como, en la Figura 38, el esquema de ubicación del tipo de medición.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the acronym "FTR" and the number "777".

Item	Características Metrológicas					Calibración			Incertidumbre		Valores de PAI para estar fuera de parámetros conforme a las Incertidumbres de medición
	Fluido	Tipo de medidor	Ubicación y tipo de medición	Alcance de medición	Exactitud (%)	(Si o No)	Fecha de última calibración	Presupuesto de incertidumbre	± % k	Fuentes que afectan la incertidumbre	
2	Multifásico	1 x Medidor de Flujo Multifásico	Mizton - WHP (Operacional)	2+14 mbpd + 1+12 mmpc	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
3	Multifásico	2 x Medidores de Flujo Multifásico	Mizton - WHP (Operacional)	4+40 mbpd + 3+20 mmpcd	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
4	Multifásico	2 x Medidores de Flujo Multifásico	Amoca - WHP1 (Operacional)	4+40 mbpd + 3+20 mmpcd	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
5	Multifásico	1 x Medidor de Flujo Multifásico	Amoca - WHP1 (Operacional)	2+14 mbpd + 1+10 mmpcd	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
6	Multifásico	1 x Medidor de Flujo Multifásico	Tecoali (Operacional)	1+8 mbpd + 1+8 mmpcd	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
7	Multifásico	1 x Medidor de Flujo Multifásico	Tecoali (Operacional)	0 5+4 mbpd + 0 5+4 mmpcd	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
8	Multifásico	1 x Medidor de Flujo Multifásico	Amoca - WHP2 (Operacional)	2+30 mbpd + 1+6 mmpcd	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
9	Multifásico	1 x Medidor de Flujo Multifásico	Amoca - WHP2 (Operacional)	1+8 mbpd + 0 5+3 mmpcd	5-10%	No	[1]	[4]	± 5% k=2 ~ 95%	Cambio de la propiedad del fluido y calibración	[4]
10B	Gas desde el separador	Medidor de Flujo Ultrasonico	Onshore ORF (Referencia)	10+70 mmpcd	± 0 5-1% de rango medido	No	[1]	[4]	± 1 50% de volumen estándar	[4]	[4]
11B	Condensado desde el separador	Medidor de Flujo Misco Corolis	Onshore ORF (Referencia)	4+12 mbpd	± 0 5-1% de rango medido	No	[1]	[4]	± 1 5% en masa	[4]	[4]
13	Gas a Tierra	Medidor de Flujo Ultrasonico	FPSO (Referencia)	10+70 mmpcd	± 0 5-1% de rango medido	No	[1]	[4]	± 1 50% de volumen estándar	[4]	[4]
14	Gas Combustible	Medidor de tipo Placa a Orificio	Onshore ORF (Operacional)	0+1 mmpcd	± 3% de rango medido	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
28	Quemador (tipo no intrusivo)	Medidor de Flujo Ultrasonico	Onshore ORF (Operacional)	[4]	± 2% de rango medido	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
16	Gas Combustible	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
17	Quemador (tipo no intrusivo)	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
18	Gas en salida de compresores (inyección y exportación)	[4]	FPSO (Referencia)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
19	Agua producida	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
20	Agua total de inyección	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
21	Inyección de Agua (one measurement system for each injection riser)	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
22	Agua descargada a mar	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
23	Gas de separadores de prueba y de alta presión	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
24	Aceite y Agua de separadores de prueba y alta presión	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]
25	Nivel en los tanques de carga (por medio de un sensor tipo radar)	[4]	FPSO (Operacional)	[4]	[4]	No	[1]	[4]	± 5 00% de volumen estándar	[4]	[4]

Tabla 45. Características metrológicas de los medidores propuestos en la etapa de desarrollo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

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

Notas.

- (1) No es aplicable, será completado en la fase de puesta en marcha y operaciones;
- (2) Por definición "gross volume" o "volumen bruto" se refiere al estándar API MPMS capítulo 1
- (3) La incertidumbre se da en masa (mass), pero se pueden solicitar otras unidades (específicas del proyecto);
- (4) Tipo de medida que será definido con la Ingeniería de detalle

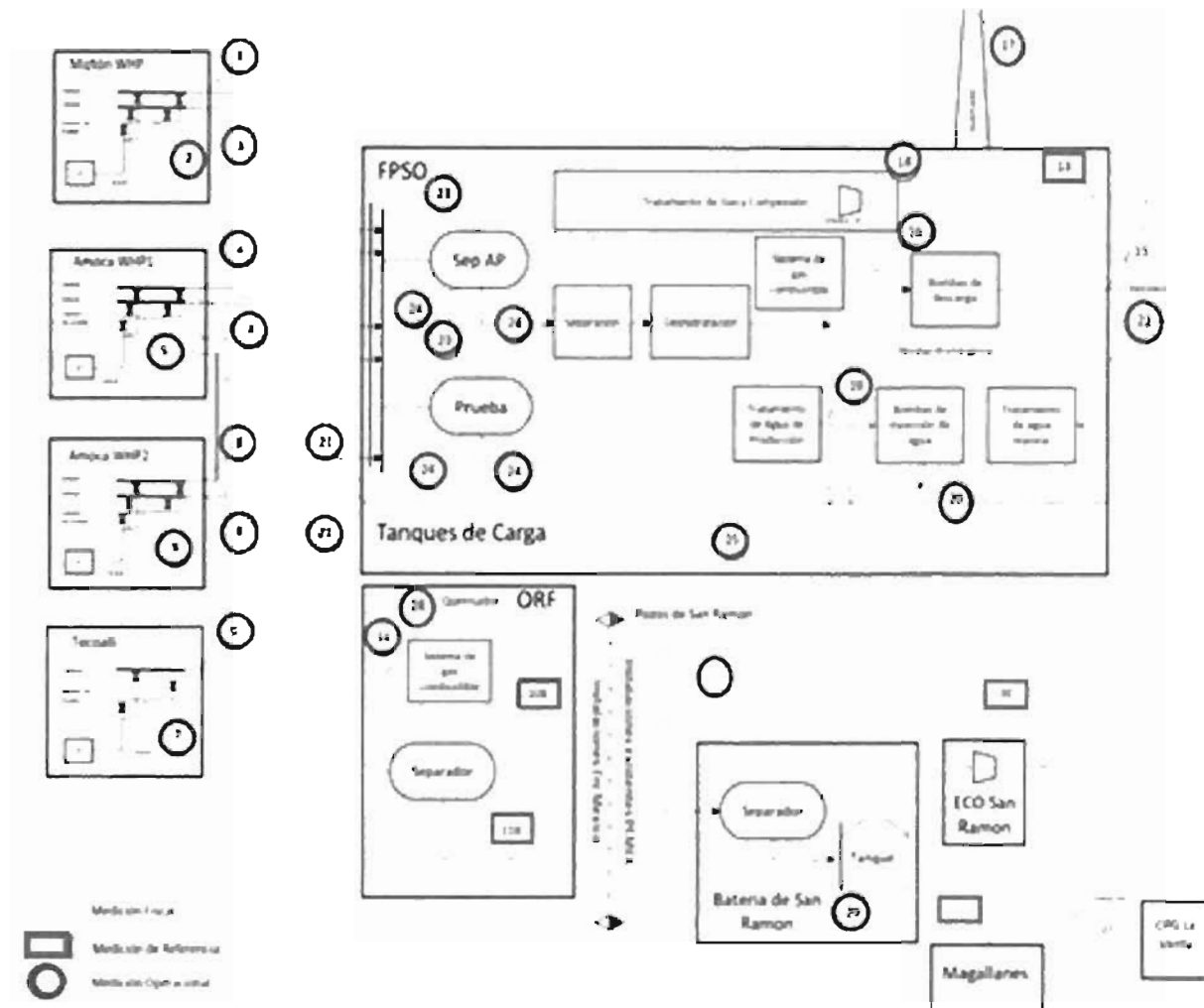


Figura 38. Esquema general manejo y medición de los hidrocarburos producidos - Desarrollo completo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

La selección de los Instrumentos de Medida será realizada de acuerdo con el tipo de fluido, las condiciones de proceso y los volúmenes a manejar tomando en consideración los criterios y recomendaciones indicados en los Manuales de API MPMS.

El Contratista prevé que los sistemas de medición determinen el volumen y calidad de aceite de acuerdo con lo establecido en los LTMMH, para lo cual presentó el programa de implementación de los Mecanismos de Medición con fundamento en lo referido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos (ver anexo 1).

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

Puntos de Medición (Medición fiscal)

- **Punto de Medición de Gas**

Punto de Medición de gas propuesto por el Contratista es el **sistema de medición (TAG- MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015)** ubicado en el **Centro Procesador de Gas La Venta**, y se encuentra conformado por tres trenes con medición tipo placa de orificio de 12 pulgadas de diámetro, se cuenta con cromatógrafo de gas (AIT-100) y un analizador de humedad (AIT- 101) en línea; los cuales envían su señal al computador de flujo redundante (FQI-100 A/B) para determinar la calidad del gas; las señales de los transmisores indicadores de presión diferencial, y las señales de los transmisores de presión y temperatura son enviadas al mismo computador de flujo.

Dicho punto que se considera como Punto de Medición de Petróleos Mexicanos para llevar a cabo la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos, conforme al Transitorio Séptimo y el Anexo 3 de los LTMMH.

Por lo anterior, el Contratista presentó un proyecto de acuerdo con Pemex Exploración y Producción para utilizar el mismo Punto de Medición, conforme lo establecido en el artículo 20 de los LTMMH. Dicho acuerdo tiene por objetivo establecer las directrices y los límites de responsabilidad entre ENI México, S. de R.L. de C.V. y PEMEX Exploración y Producción, para determinar los volúmenes y la calidad de los hidrocarburos gaseosos en el Punto de Medición compartido. El análisis del proyecto de acuerdo se encuentra en el anexo 1, del presente dictamen técnico. La DGM, llevo a cabo el análisis y la evaluación del proyecto de acuerdo presentado y establece cumple con lo establecido en el artículo 20 de los LTMMH.

Para el caso de uso compartido de instalaciones, el Contratista presento un proyecto de acuerdo de conformidad con lo establecido en la Cláusula 11.8 del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos, la DGM llevó a cabo la revisión del documento presentado, por lo que se considera que este documento contiene los elementos necesarios donde se establecen los términos y condiciones para compartir las instalaciones.

- **Punto de Medición de Aceite.**

La cuantificación de aceite acondicionado y bajo especificaciones proveniente de las plataformas Miztón, Amoca y Tecoalli, se determinará de manera dinámica mediante un medidor tipo Turbina con una incertidumbre estimada de $\pm 0.3\%$, instalado a la descarga de los tanques de la Unidad Flotante de Procesamiento, Almacenamiento y Descarga de Producción (FPSO).

De acuerdo al plan de desarrollo, el Contratista se encuentra en la etapa de ingeniería del Área Contractual 1 y la configuración exacta del sistema de medición se desarrollará en el diseño detallado, como primera configuración y de acuerdo con lo establecido en los LTMMH, el contratista prevé lo siguiente, de conformidad con lo establecido en el artículo 19 de los LTMMH:

Ubicación. El Punto de Medición se ubicará dentro del Área Contractual, instalado a la descarga de los tanques de la Unidad Flotante de Procesamiento, Almacenamiento y Descarga de Producción (FPSO).

Capacidad. La ingeniería y selección de los Sistema de Medición garantizará la cuantificación de la producción máxima de petróleo (aceite) para el Área Contractual, esta se establecerá con las condiciones de operación definidas. Cada línea y de todo sistema de medición, tendrá en cuenta la descarga máxima diaria de 700 mbpd, con una precisión de $\pm 0.25\%$ de la escala total y una incertidumbre de $\pm 0.3\%$ del volumen estándar.

Calidad. La determinación de la calidad en el Punto de Medición se realizará de conformidad con lo establecido en los artículos 28 y 29 de los LTMMH, así como en las especificaciones de los Manuales de Medición de Aceite API MPMS.

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner of the page, including the letters 'FTR' and 'MP'.

Computador de flujo y sistemas de telemetría: Los Sistemas de Medición en el Punto de Medición, contarán con Sistemas telemétricos, así como el correspondiente Computador de flujo, los cuales serán definidos en la correspondiente ingeniería de detalle. El Contratista deberá garantizar a la Comisión el acceso a dichos sistemas, sin costo alguno para ésta. La información diaria y por periodo obtenida en el Punto de Medición debe estar disponible para ser transmitida vía telemétrica y electrónica a la Comisión.

El Contratista prevé que el sistema de medición determine el volumen y calidad de aceite de acuerdo con lo establecido en los LTMMH, para lo cual presentó el programa de implementación de los Mecanismos de Medición con fundamento en lo referido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos (ver anexo 1).

En la Tabla 46. se presenta la ubicación de los Puntos de Medición, a emplearse en la etapa de desarrollo

Fluido	Etapas de producción	Tipo de medidor	Ubicación (instalación)	Longitud	Latitud
Aceite	Desarrollo Completo	Turbina	FPSO		
Gas	Desarrollo Completo	Placa de Orificio	Centro Procesador de Gas La Venta PA-2015		

Tabla 46. Ubicación Puntos de Medición, etapa de Desarrollo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

El Contratista prevé que el sistema de medición determine el volumen y calidad de aceite de acuerdo con lo establecido en los LTMMH, para lo cual presentó el programa de implementación de los Mecanismos de Medición con fundamento en lo referido en el artículo 42 de los LTMMH (ver anexo 1).

La entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición, lo cual incluye la instalación de los equipos de medición y su puesta en operación, para cada uno de los Puntos de Medición (operacional, de referencia, transferencia y fiscal) contemplados en las dos etapas de producción definidas deberá ser notificado a la Comisión conforme a lo establecido en los LTMMH y la Cláusula 11.3 del Contrato.

De acuerdo con la revisión y análisis de la información presentada por el Contratista de los Puntos de Medición para Aceite y Gas, la DGM establece que dichos Puntos de Medición propuestos, son técnicamente viables para determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes de las Área Contractual 1 en la etapa inicial.

Solicitud de opinión a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Con base en el artículo 43 fracción IV de los LTMMH esta Comisión mediante el Oficio 250.192/2018 de fecha 30 de abril del 2018, solicitó la opinión a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con relación a la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Contratista.

En ese sentido, mediante el oficio No. 352-A-085, la Secretaria de Hacienda y Crédito Público manifestó estar de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos para el Área Contractual 1, siempre que los mecanismos planteados por el Contratista permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes de los campos de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición expedidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y permitan a los comercializadores del Estado realizar el levantamiento de la producción en tiempo y forma de conformidad con los Contratos de comercialización celebrados por esta Comisión y la normatividad vigente.

Conclusiones:

La Dirección General de Medición, llevo acabo el analisis y la evaluaci3n de los Mecanismos y Puntos de Medici3n para las dos etapas de producci3n propuestos por el ENI M3xico S. de R.L. de C.V. (Contratista), con base en lo establecido en el art3culo articulo 43, fracciones I, II, III, IV de los Lineamientos Tecnicos en Materia de Medici3n de Hidrocarburos.

Derivado del an3lisis y la evaluaci3n realizada a los Mecanismos Mecanismosy Puntos de Medici3n, la Direcci3n General de Medici3n declara que la informaci3n presentada es viable, congruente y cumplen con los requerimientos solicitados en los por los art3culos 19, 42, 43, 44 y 46 de Lineamientos T3cnicos en materia de Medici3n de Hidrocarburos as3 como las Cl3usulas 11.3 y 11.8 del Contrato para cada una de las etapas de producci3n propuestas, donde se establecen la ubicaci3n y el tipo de medici3n para los Sistemas de Medici3n a implementarse durante todo el desarrollo del 3rea Contractual las cuales se mencionan a continuaci3n:

Medici3n operacional.

Se llevar3 a cabo dentro de las diferentes plataformas Mizton (WHP), Amoca (WHP 1), Amoca (WHP 2) y Tecoalli, esta medici3n se realizar3 por medio de medidores multif3sicos, el Contratista presento la justificaci3n para el uso de dichos medidores, de conformidad con lo establecido en el Art3culo 24 de los LTMMH, la justificaci3n resulta t3cnicamente viable, toda vez que la selecci3n de los medidores y el uso de los mismos son adecuados en esta etapa del proceso. Dentro de la Bater3a de Separaci3n (ORF) se prev3 la instalaci3n de un medidor para el gas combustible tipo placa de orificio, y un medidor para el gas a quemador de tipo ultras3nico no intrusivo.

Medici3n de referencia.

Se prev3 que la medici3n referencial se lleve a cabo en la Bater3a de Separaci3n (ORF) instalaci3n que ser3 implementada por el Contratista en la etapa inicial, en esta se prev3 la instalaci3n de dos sistemas de medici3n tipo Coriolis en donde se cuantificara el aceite y el agua respectivamente. As3 mismo se contempla la utilizaci3n de un medidor tipo ultras3nico para la cuantificaci3n del gas. La selecci3n y el dise1o de los sistemas de medici3n se realizar3 de acuerdo con el tipo de fluido, las condiciones del proceso y los vol3menes a manejar, aplicando los est3ndares correspondientes a la instrumentaci3n seleccionada. En la etapa de desarrollo se continuar3 con la medici3n de referencia del gas, por medio de sistema de medici3n tipo ultras3nico y un sistema de medici3n tipo Coriolis para la cuantificaci3n de los posibles condesados obtenidos en la separaci3n dentro de la ORF. Para la etapa inicial el aceite pasar3 al manejo y proceso de la Bater3a de Separaci3n San Ramon donde se llevar3 a cabo la medici3n est3tica en el tanque de almacenamiento atmosf3rico TV-10 de 10,000 barriles, el gas se env3a a la Estaci3n de Compresi3n San Ram3n y despu3s de pasar por el proceso de compresi3n el gas descargado es cuantificado por medio de un sistema de medici3n tipo placa de orificio (fitting).

Punto de Medici3n (medici3n fiscal).

La medici3n de aceite en la etapa inicial se llevar3 a cabo a la salida de la Planta Deshidratadora la Venta, a trav3s de un paquete de medici3n (TAG-MTCA-APCP-PDLV) compuesto de 2 trenes de medici3n de 4, pg. de di3metro y dos medidores de flujo tipo ultras3nico (FIT0903/FIT0904), las se1ales de los transmisores indicadores de presi3n y temperatura son enviadas a un computador de flujo redundante (FQI-900). La determinaci3n de la calidad se realizar3 con los Instrumentos de Medida continuos o en l3nea, para la determinaci3n de la densidad (DT-0904/ DT-0904), as3 mismo se realizan an3lisis en laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditaci3n (EMA).

Para la etapa denominada de desarrollo, se tiene previsto que el Punto de Medici3n (medici3n fiscal) se instale antes del sistema de descarga dentro de la unidad de almacenamiento y descarga de producci3n (FPSO), el Contratista prev3 que dentro del FPSO se lleve a cabo la determinaci3n del volumen y calidad de aceite de acuerdo con lo establecido en los LTMMH, conforme al cronograma presentado en la Tabla 24 del anexo I del presente Dictamen T3cnico

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the word "FTR" and several illegible signatures.

El Punto de Medición de aceite ubicado a la salida de la Planta deshidratadora la Venta solo aplicará para la producción proveniente del Área Contractual 1 durante el periodo de la etapa inicial, siendo el encargado del manejo y operación del Punto de Medición PEP, Eni México S. de R.L. de C.V (Contratista) será el responsable de la comunicación con la Comisión respecto con los datos de producción declarados en el Punto de Medición, dichas responsabilidades estarán definidas en los acuerdos operativos que celebrarán las partes involucradas (PEP & Eni México S. de R.L. de C.V). Si PEP quisiera utilizar el mismo Punto de Medición como medición fiscal para sus asignaciones deberá de someter a esta Comisión la propuesta correspondiente.

De acuerdo con el análisis y evaluación realizada, los Puntos de Medición (medición fiscal) para las dos etapas de producción cumplirán con los niveles de incertidumbre y los parámetros de calidad establecidos en los LTMMH, conforme a los programas de implementación de los Mecanismos de Medición presentados por el Contratista.

Todas las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos deberán efectuarse cumplimiento con los LTMMH y la Cláusula 11 del Contrato para la extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida

El Contratista deberá mantener la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos. Así mismo, es necesario que el Operador cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre, del volumen medido, de los balances, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición (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.

Sin perjuicio de lo anterior el Contratista deberá manifestar a esta Comisión que cumple con todas las actividades previstas para llevar a cabo la Medición de los hidrocarburos producidos aprobadas en el Presente Dictamen Técnico.

La Comisión se reserva su derecho a llevar a cabo las verificaciones, inspecciones o supervisiones en seguimiento a todas las actividades planteadas por el Contratista, a fin de establecer el cumplimiento de cada una de éstas

FTR
777

k) Comercialización de Hidrocarburos

El Contratista contempla en su Plan de Desarrollo propuesto dos etapas de comercialización para los hidrocarburos del Área Contractual.

- La etapa inicial es una etapa temprana y se espera que comience el primer trimestre de 2019 y termine el cuarto trimestre de 2020, se reconoce por enviar la producción del campo Miztón a través de una línea de flujo multifásico a tierra, dando tratamiento a los hidrocarburos en las instalaciones propias (ORF) del Contratista y llevando la producción a los Puntos de Medición (los cuales son también Puntos de Entrega), a partir de los cuales se lleva a cabo el pago de las contraprestaciones que le corresponden al Estado como resultado del Contrato y la correspondiente al Contratista, Tabla 47 y Figura 39.

Puntos de Entrega	Descripción	Identificación	Ubicación
Punto de Entrega de Aceite	Medidor Fiscal de tipo ultrasónico	TAG (MTCA-APCP-PDLV)	
Punto de Entrega de Gas	Medidor Fiscal de placa de orificio con fitting de 12 pg. de diámetro.	TAG (MTCG APCP-CPGLV-PO-2015)	

Tabla 47. Puntos de Entrega etapa inicial.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

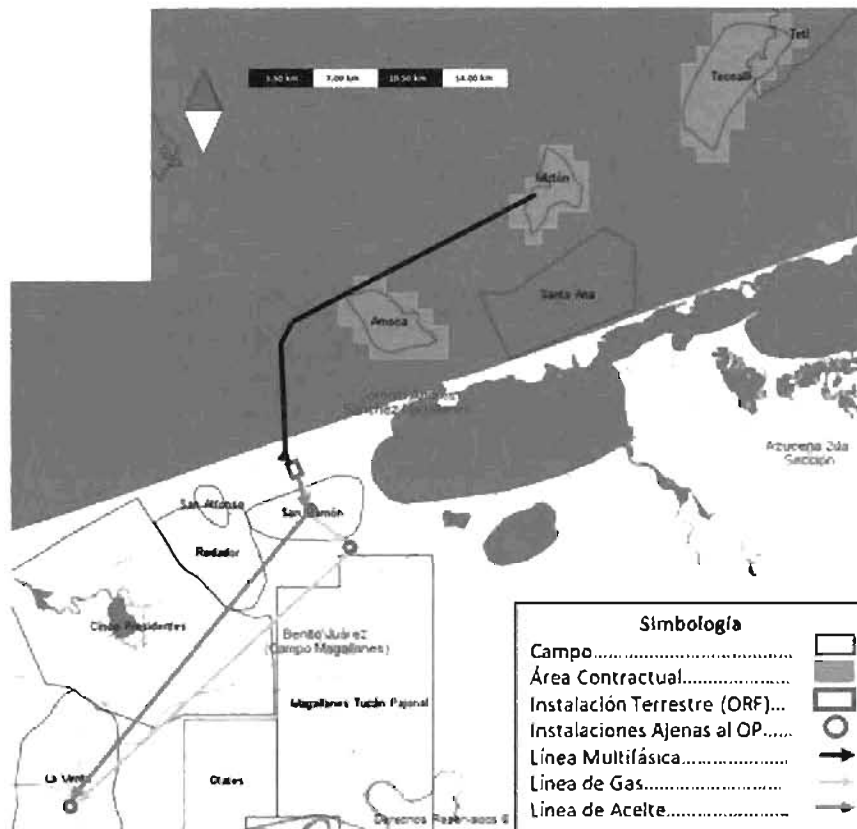


Figura 39. Primera etapa de Manejo y comercialización del gas y Manejo y disposición de fluidos.

(Fuente: Comisión con información extraída del INEGI e información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

- La etapa de desarrollo es una etapa posterior la cual se espera que comience en el cuarto trimestre de 2020. En esta etapa la producción multifásica de los 3 campos que componen el Área Contractual llega a un barco de proceso (FPSO) en donde es tratada y enviada a los Puntos de Medición (los cuales son también Puntos de Entrega). Cabe hacer mención que el Punto de Medición del gas no cambia en ninguna de las dos etapas, ya que en la etapa inicial éste es enviado a tierra y tratado, en la etapa de desarrollo después de ser separado en el FPSO el gas tiene el mismo destino en tierra, Tabla 48 y Figura 40.

Puntos de Entrega	Descripción	Ubicación
Punto de Entrega de Aceite	Medidor Fiscal de tipo turbina	
Punto de Entrega de Gas	Medidor Fiscal de placa de orificio con fitting de 12 pg. de diámetro.	

Tabla 48. Puntos de Entrega etapa de desarrollo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

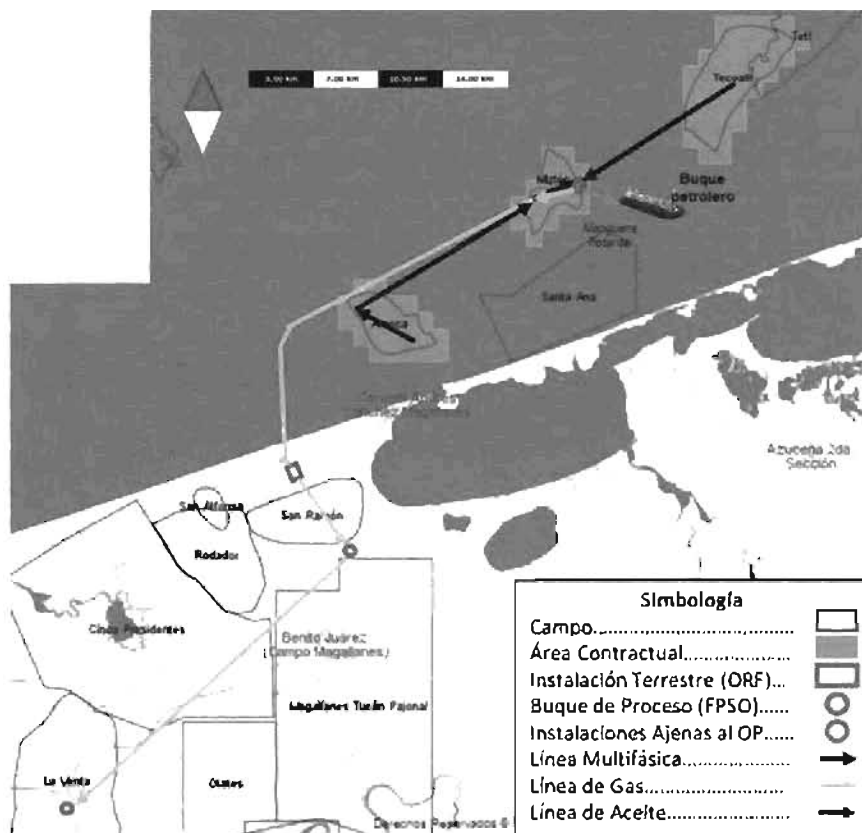


Figura 40. Segunda etapa de Manejo y comercialización del gas y Manejo y disposición de fluidos (líquidos).

(Fuente: Comisión con información extraída del INEGI e información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Los puntos de entrega de los hidrocarburos serán aquellos a los que se hacen referencia en las Tabla 47 y Tabla 48.

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the number '777' and several illegible signatures.

Lo anterior, sin perjuicio de los procedimientos de entrega y recepción de los hidrocarburos, que el Contratista está obligado a presentar conforme a lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH y la Cláusula 11.2 del Contrato.

Como lo prevén los Lineamientos y el Contrato, el Contratista deberá proponer a la Comisión los procedimientos de entrega y recepción a más tardar 180 días antes de que inicie la producción comercial regular.

Por lo que se le reitera al Contratista la obligación de presentar dichos procedimientos en tiempo y forma para dar pleno cumplimiento al Contrato y los LTMMH con el propósito de realizar la correcta entrega de los hidrocarburos propiedad del Estado en tiempo y forma,

Asimismo, y de conformidad con lo establecido en el artículo 12 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y la Cláusula 11 y el numeral 9 del Anexo 3 del Contrato, el Contratista deberá acordar y suscribir con el Comercializador del Estado un Acuerdo Operativo que defina los términos y condiciones para la entrega y recepción de los hidrocarburos del Estado, los cuales deberán ser acordes con los procedimientos de entrega y recepción que, en su caso, apruebe esta Comisión.

Dicho Acuerdo Operativo deberá establecer entre otros, los elementos siguientes:

- a) Nominaciones,
- b) Programas de Mantenimiento,
- c) Mecanismos de verificación de volumen y calidad de Hidrocarburos.

El volumen de hidrocarburos que el Contratista solicita para su aprobación basado en la Cláusula 14.1 del Contrato se establece en la Tabla 41 del presente Dictamen. El mismo se presenta en dos etapas la etapa inicial de 0.14 mmpcd y la etapa de desarrollo de 14.44 mmpcd. El volumen estimado por el Contratista para la etapa inicial equivale a 0.14mmpcd y su equivalente energético de 177 mmBTU/d destinado a autoconsumos como combustible en el rubro de Consumos Generales del ORF, mientras que para la etapa de desarrollo el Contratista prevé el uso de 14.44 mmpcd y su equivalente energético de 18,304 mmBTU/d. Por tanto, dependiendo de la etapa en que se encuentre el Contratista podrá descontar hasta 5,324 mmbtu (etapa inicial) o 549,127 mmbtu (etapa de desarrollo) de manera mensual. No obstante, cuando el Contratista tenga información más precisa para la determinación del consumo de los equipos del ORF y del FPSO, ésta deberá actualizarla, Tabla 49.

Componente	Carga estimada (MW)	Consumo gas (MMpcd)
Compresores de gas	9.1	2.2
Bombas de inyección de agua	6.5	1.6
Bombas de descarga	2.3	0.6
Otros componentes del FPSO (auxiliares)	15.4	3.7
Otros componentes externos del FPSO	26	6.2
Consumos generales ORF	0.5	0.14
Total	59.8	14.44

Tabla 49. Componentes para el cálculo de gas combustible.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Por lo anteriormente expuesto resulta técnicamente viable que el Contratista pueda llevar a cabo la entrega de los Hidrocarburos que corresponden al Estado como pago de contraprestaciones al amparo del Contrato al Comercializador del Estado, conforme a la información presentada como parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior, sin perjuicio de la presentación y en su caso, aprobación de los procedimientos de entrega y recepción de hidrocarburos.

Robustece lo anterior, la opinión del Comercializador del Estado (para hidrocarburos líquidos) que mediante una reunión de trabajo llevada a cabo en las instalaciones de la Comisión con fecha 16 de marzo del presente año el Comercializador del Estado manifestó lo siguiente:

Para la etapa inicial de comercialización, el Comercializador del Estado considera ésta una opción limitada pero aceptable para la porción de hidrocarburos que recibirá el Estado como contraprestación proveniente del Área Contractual. En lo respectivo a la etapa de desarrollo, el Comercializador del Estado mostró señales positivas para la maximización de los ingresos del Estado, así como el éxito de los procedimientos de entrega-recepción, en comparación con las otras alternativas presentadas por el Contratista en su Plan de Desarrollo.

TTR
+ M
777
C

I) Análisis económico

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

1. Programa de Inversiones
2. Indicadores de evaluación económica

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales 1.6.3 y 1.6.7, de la sección 2. *Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*, de la *Gula para los Planes de Desarrollo de Hidrocarburos* (Anexo II de los Lineamientos).

En los artículos 9 y 20 de los Lineamientos se establece que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos se detalla en el Anexo II de los Lineamientos. De igual forma, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los contratos, entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos o campos en condiciones económicamente viables, y la selección de las mejores prácticas de la industria.

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

1.1 Programa de Inversiones

Este apartado, Programa de Inversiones se organiza de la siguiente forma: i.1.1 Criterios y fuentes de información; i.1.2 Descripción de las inversiones programadas, y i.1.3 Análisis del programa de inversiones.

1.1.1 Criterios y fuentes de información

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

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

FTIR P +
[Handwritten signatures and marks]

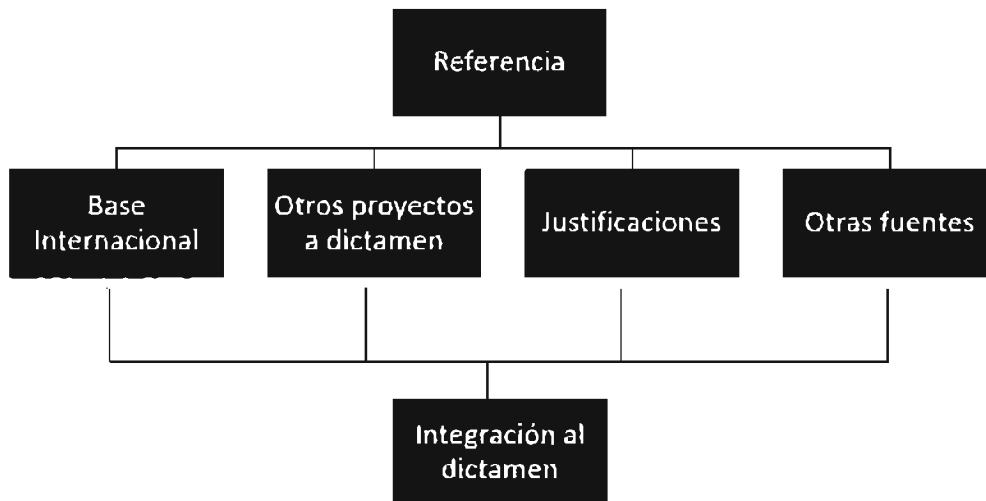


Figura 41. Opciones para seleccionar comparativo de referencia.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S de R.L. de C.V.)

De acuerdo con las alternativas presentadas en la Figura 41, el comparativo de referencia para cada costo, se selecciona considerando cualquiera de las siguientes opciones:

- i. Consultar una base de datos internacional, si esta base cuenta con un precio de referencia, se integra en el Dictamen, o;
- i. Consultar especialistas del sector a fin de tener un rango de precios de referencia. Si es posible establecer un comparativo de Costos a partir de esta consulta, se integra al Dictamen, o;
- ii. Comparar lo presentado a la Comisión en otros proyectos a Dictamen, siempre que existan conceptos similares presupuestados. Si es posible establecer una referencia con base en otros proyectos, se integra al Dictamen, o
- iii. Requerir justificación formal al Contratista, a fin de determinar la mejor referencia de precios de mercado.

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

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

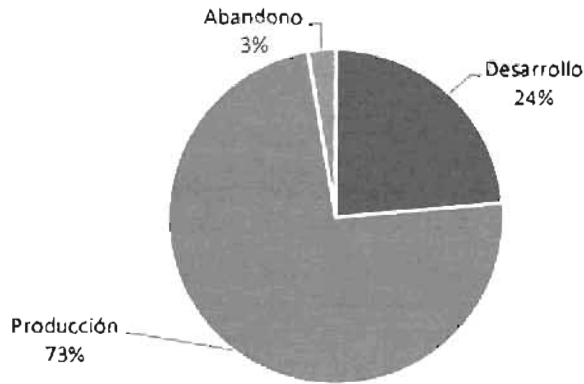
- a. El valor mínimo del rango se establece como un -10% respecto a la referencia puntual;
- b. El valor máximo del rango se establece como un +20% respecto a la referencia puntual.

1.1.2 Descripción de las inversiones programadas

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

El Programa de Inversiones asociado al Plan de Desarrollo estimado por el Contratista que se sujeta a aprobación, es por un monto de 7,496.2 millones de dólares. Las siguientes figuras muestran al Programa de inversiones desglosado, por Actividad petrolera; y a su vez cada una de ellas por Sub-actividad.

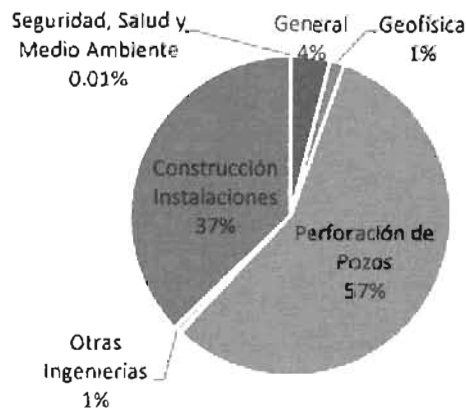
Handwritten notes and signatures:
 Cg
 TTR
 [Signature]
 [Signature]
 [Signature]



\$ 7,496 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 42. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera.

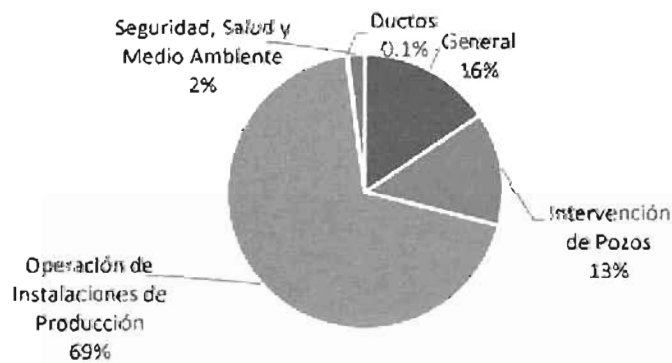
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)



\$ 1,784 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 43. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)



\$ 5,507 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 44. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the number 777, the acronym FIR, and several illegible signatures.



\$ 205 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 45. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México. S. de R.L. de C.V.)

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Desarrollo		655.21	10	134	126	131	0	14	79	110	0	0	0	0
		69.38	2	24	26	17	0	0	0	0	0	0	0	0
		25.00	0	10	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		14.23	7	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		1,019.98	0	44	169	252	169	110	0	158	118	0	0	0
		0.10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción		5.52	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
		854.56	0	0	25	33	40	40	40	40	40	40	40	40
		737.66	0	0	0	0	0	31	13	30	57	13	42	67
		3,799.78	0	0	29	132	232	232	231	231	232	232	231	231
		109.96	0	0	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Abandono*		189.21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		3.14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		4.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		8.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total general		7,496.17	20	213	401	570	446	432	369	575	451	289	318	344

Handwritten signatures and initials, including "FTR" and "717 PP".

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Desarrollo		0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción		0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
		13	42	67	13	42	67	13	42	67	13	42	67
		230	230	229	228	228	227	134	57	56	56	56	56
		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Abandono		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total general		288	317	340	286	316	339	241	144	168	115	143	168

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

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

Tabla 50. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera (Montos en millones de dólares de Estados Unidos).

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

1.1.3 Análisis del programa de inversiones

A partir de los rangos de referencia estimados para cada sub-actividad, se construyó el rango comparativo para el Programa de inversiones, por Actividad petrolera, de conformidad con lo establecido en el apartado i.1.1 anterior. Los resultados de tal análisis se presentan a continuación:

Handwritten notes and signatures: "777", "FTR", "AM", and several illegible signatures.

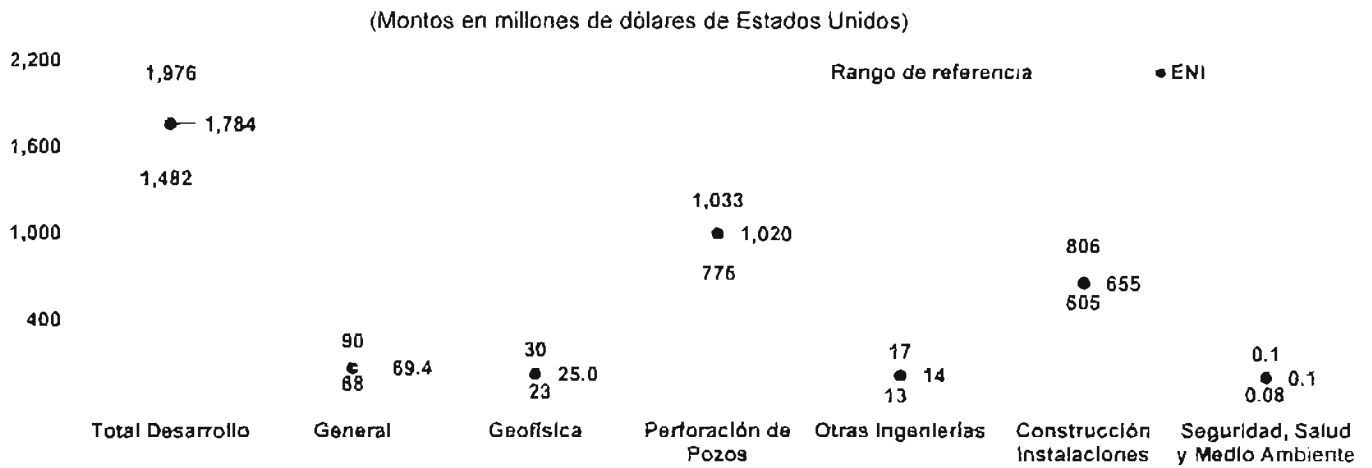


Figura 46. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Desarrollo.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

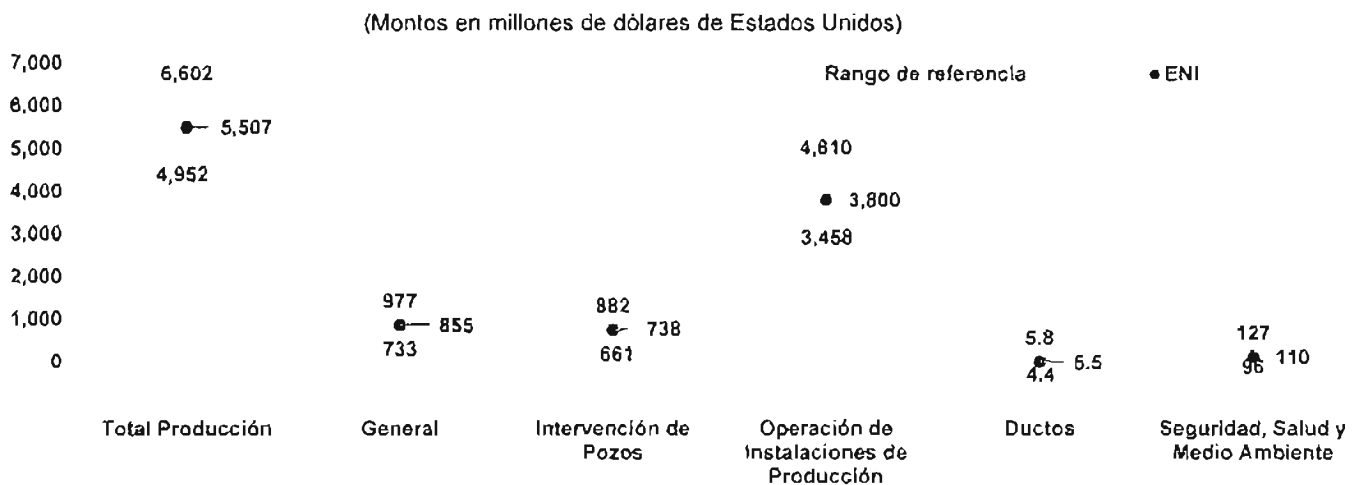


Figura 47. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Producción.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)



Figura 48. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Abandono.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures in the bottom right corner, including the number 777 and the acronym FTR.

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

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

1.2 Indicadores de evaluación económica

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

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

1.2.1 Descripción de la evaluación económica de la Comisión

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 371 MMbpce¹. Esta DGEEE, considera los parámetros presentados en la Tabla 51 para determinar un denominado escenario base para la evaluación económica.

Premisas	Valor	Unidades	Comentarios
Precio del petróleo	60	USD/b	Se asume igual durante la vida del proyecto
Precio del gas	3	USD/mpc	Se asume igual durante la vida del proyecto
Participación del Estado en la Utilidad Operativa	83.75	%	
Tasa de descuento	10	%	Se asume igual durante la vida del proyecto
Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente	5.99	Razón	
Tipo de cambio	20	MXN/USD	Se asume igual durante la vida del proyecto

Tabla 51. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

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

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado ²	Unidad
VPN	5.920	182	mm USD
VP Inversión	2.811	2.811	mm USD
VPN/VPi	2.10	0.06	Adimensional
TIR		14.96	%

Tabla 52. Indicadores económicos.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

¹ Considerando los perfiles de producción presentados por el Contratista a partir de 2019, 347 mmb y 162 mmpc.

² Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH). Utilidad operativa a favor del Estado de conformidad con los artículos 11, 16 y 17 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta como lo establecido en el artículo 32, y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos del Título Cuarto de la misma Ley.

Handwritten signatures and initials are present on the right side of the page, including a large signature, the number '777', and initials 'TTR' and 'MM'.

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

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

1.2.2 Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables

a. Precio del aceite

En la Figura 50 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista, antes y después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado en los términos arriba indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del aceite de acuerdo al eje horizontal, que va de 40 a 90 dólares por barril. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa la robustez del proyecto frente a variaciones de precios. Para que el proyecto sea económicamente inviable antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado (i.e. con valor presente esperado menor o igual a cero) el precio del aceite debería estar por debajo de 31 dólares por barril. A su vez, para que sea económicamente inviable después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado el precio del barril debe mantenerse por debajo de 49.5 dólares.

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

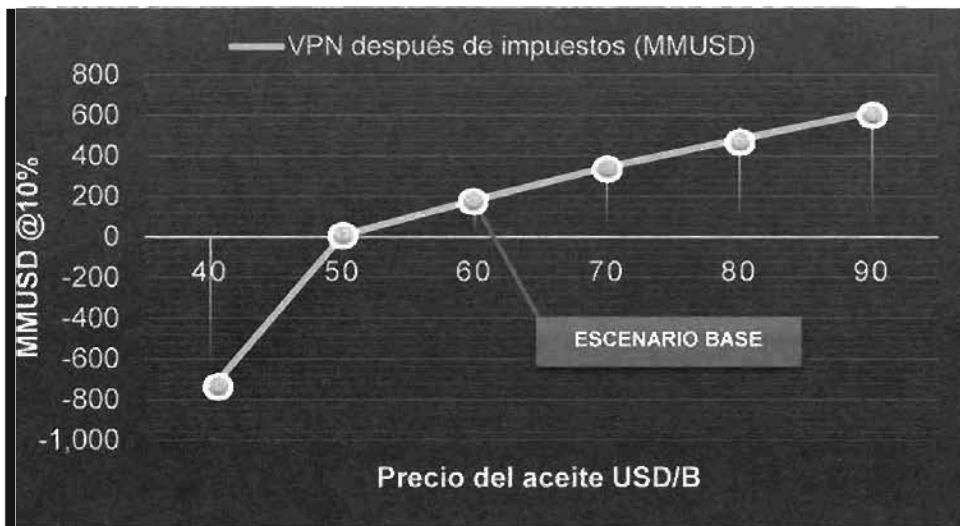


Figura 49. Valor presente esperado a favor del Contratista vs precio del aceite.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten signatures and initials, including a large signature on the right and several smaller ones at the bottom right, some with the letters 'FTR' and 'M' visible.

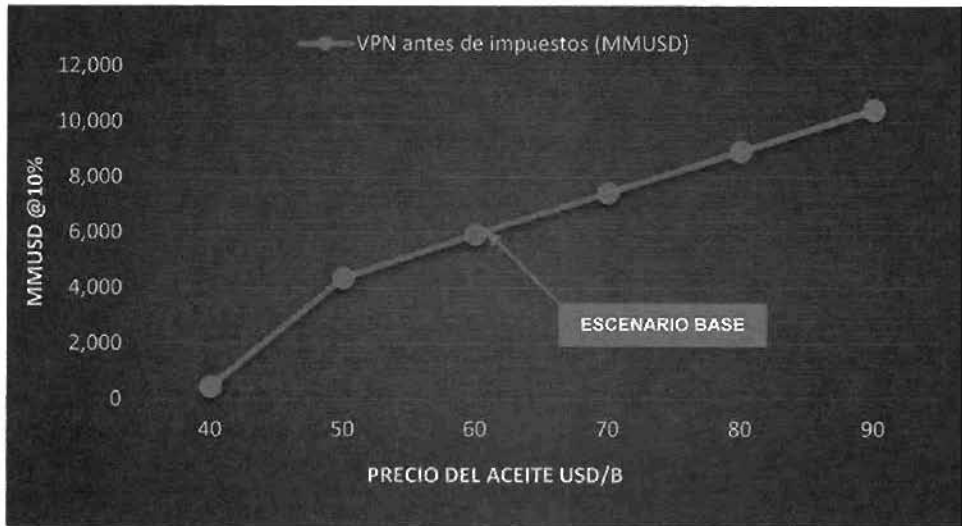


Figura 50. Valor presente esperado a favor del Contratista vs. Precio del aceite.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

b. Volumen de hidrocarburos

En la Figura 53 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de producción, considerando los campos descubiertos y la información actual. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de volumen descrito en el eje horizontal. La línea interior representa el escenario base con un precio a 60 USD por barril y las dos líneas exteriores representan precios altos y bajos, la inferior a 50 USD por barril y la superior a 70 USD por barril. En el panel superior se muestra el valor esperado descontado para el Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa que el descubrimiento mínimo necesario en el escenario de 60 USD por barril, para que el proyecto sea rentable en valor esperado es de 277 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Para el caso que excluye el pago de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado, de 208 MMbpce.

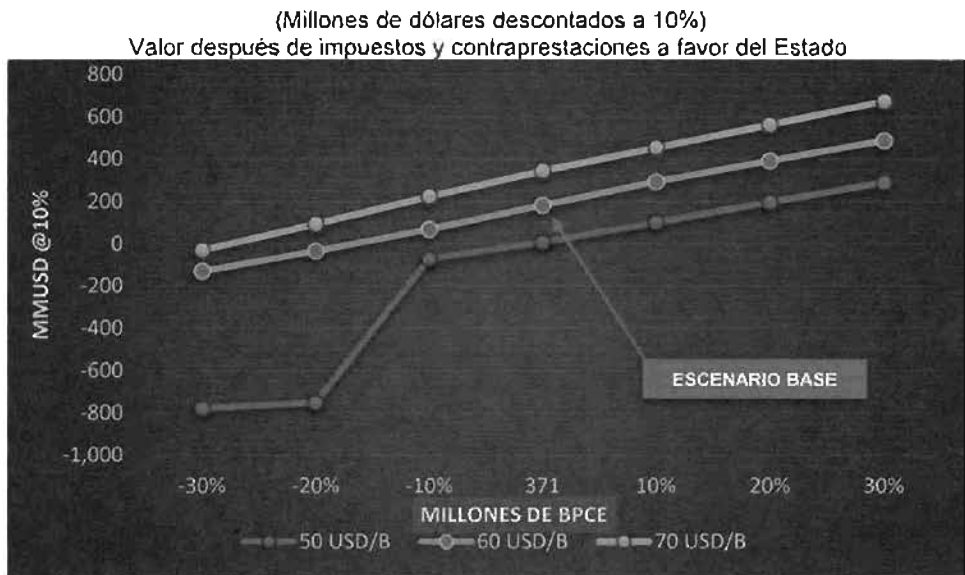


Figura 51. Valor presente esperado a favor del Contratista vs volumen.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

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

Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado.

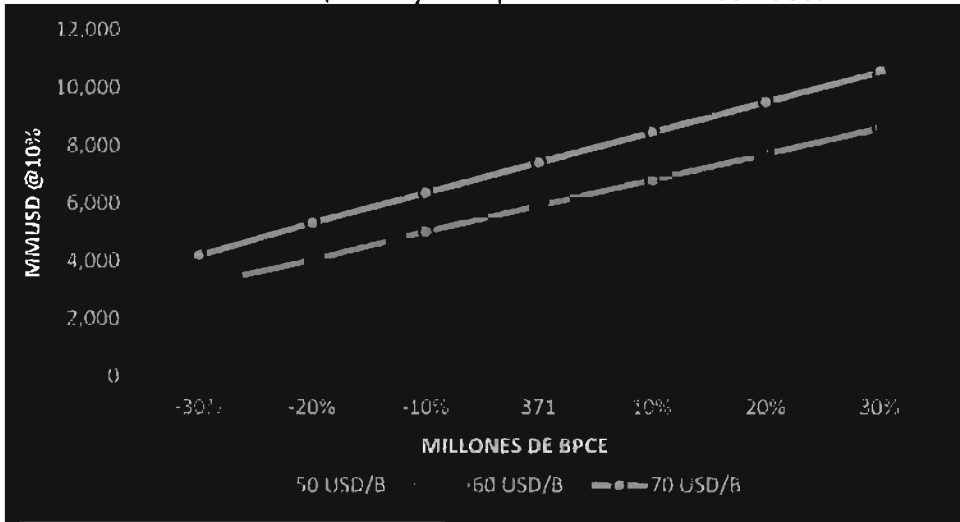


Figura 52. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

c. Costos

En la Figura 54 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de costos totales por barril. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de costos de acuerdo al eje horizontal. La línea continua superior representa las estimaciones asumiendo un precio de 70 USD por barril. La línea continua inferior representa las estimaciones asumiendo un precio de 50 USD. La línea interior representa el escenario base de 60 USD por barril. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de ellos.

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

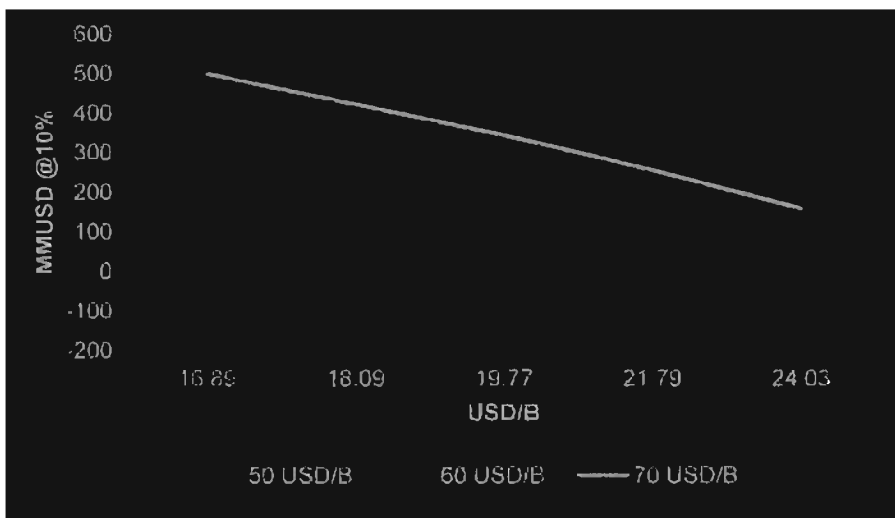


Figura 53. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales.
 (Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the number '777', 'FTR', and several illegible signatures.

Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado.

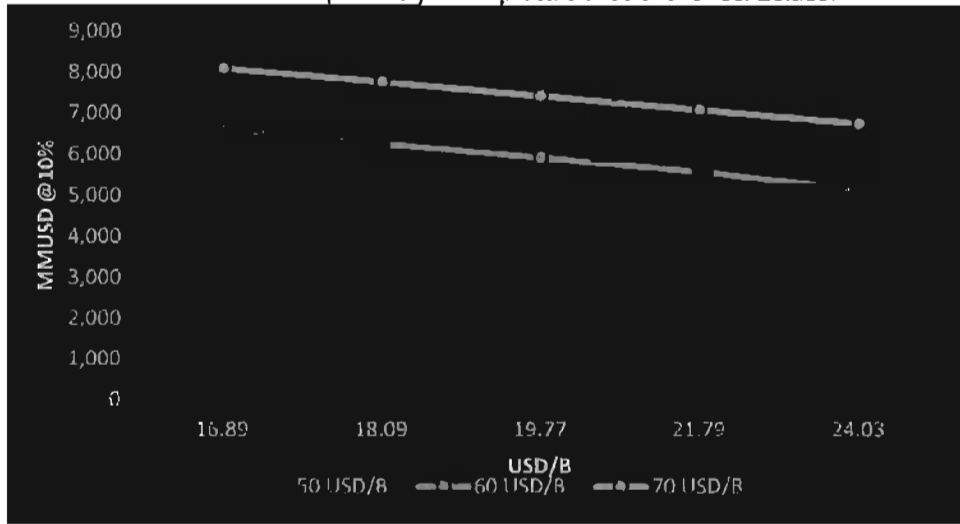


Figura 54. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Los resultados anteriores, muestran que de realizarse incrementos en los costos por hasta 19%, en el escenario base que considera los impuestos y contraprestaciones a favor del Estado, se mantendría la declaratoria de viabilidad económica del proyecto, considerando los indicadores y premisas expuestas en el presente apartado.

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

Handwritten notes and signatures, including "FTR", "M", and "777".

m) Cumplimiento Contractual

Derivado del análisis realizado por la Comisión y con base en el Contrato, se advierte que las Cláusulas Contractuales presentadas por el Contratista consisten en lo siguiente:

CLÁUSULAS DEL CONTRATO	CUMPLIMIENTO
<i>Cláusula 5.1 Notificación de Continuidad de Actividades</i>	SI
<i>Cláusula 5.2 Plan de Desarrollo</i>	SI
<i>Cláusula 11.8 Punto de Medición</i>	SI
<i>Cláusula 14.1 Hidrocarburos de Autoconsumo</i>	SI
<i>Cláusula 17.1 Requerimiento Programa</i>	SI
<i>Cláusula 18.3 Contenido Nacional</i>	SI
<i>Cláusula 18.5 Copacitación y Transferencia de Tecnología</i>	SI
<i>Anexo 9 Contenido Mínimo al Plan de Desarrollo.</i>	SI

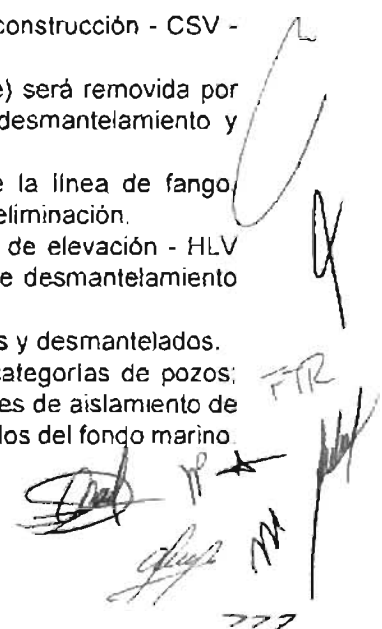
Tabla 53. Cumplimiento Contractual.

Cumplimiento mínimo del Plan de Desarrollo

En cumplimiento con el Anexo 9 del Contrato el Contratista deberá de presentar las acciones previstas para el Abandono de las instalaciones que van a ser utilizadas en el curso del Periodo de Desarrollo, incluyendo el Costo total estimado que el Contratista espera de las operaciones de Abandono.

Actividades de abandono previstas en el Plan de Desarrollo.

- Lavado y limpieza de los ductos, los cuales se llevarán a cabo desde cada plataforma a la FPSO y finalmente a las instalaciones existentes en tierra para su tratamiento y eliminación.
- Los sistemas del FPSO y las plataformas deben ser limpiados / purgados y formalmente certificados como "seguros y limpios" antes del inicio de su desconexión.
- Una vez que se completen las operaciones de limpieza y enjuague, los ductos se dejarán en su lugar instalando estructuras de cemento o similares en sus extremos. Los terminales serán debidamente sellados y enterrados.
- La desconexión de la FPSO se llevará a cabo por un buque de apoyo a la construcción - CSV - totalmente equipado para las operaciones marinas
- Los elevadores se desconectarán por completo, la estructura fija (Soft Yoke) será removida por completo hasta 3 m por debajo y se transportarán a la costa para su desmantelamiento y eliminación
- Las plataformas serán removidas por completo hasta 3 m por debajo de la línea de fango, transportadas a un patio exclusivo en tierra para el desmantelamiento final y eliminación.
- Las plataformas serán removidas por una clase apropiada de embarcación de elevación - HLV (Heavy Lifting Boat). Cada plataforma se eliminará durante una campaña de desmantelamiento dedicada que se planificará dentro de una ventana favorable.
- Los ductos y la infraestructura en tierra (ORF) serán removidos, transportados y desmantelados.
- El abandono de los 32 pozos Incluye el abandono definitivo de todas las categorías de pozos; incluyendo la remoción de cabezales de pozo, árboles de navidad, operaciones de aislamiento de las áreas productivas del pozo, recuperación de materiales y eventuales arreglos del fondo marino



La ejecución de las actividades contempla un periodo de 12 meses.



Tabla 54. Cronograma de Actividades de Abandono.

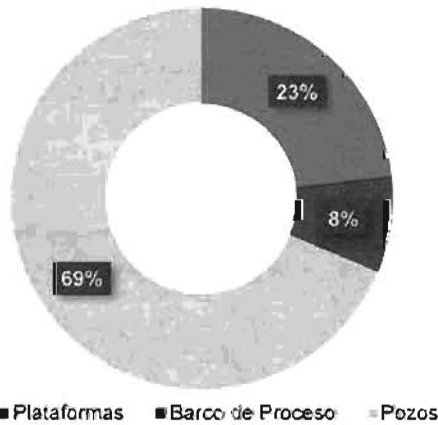
(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Costo Total Estimado de Abandono

El Costo total estimado por el Contratista es de 204.8 MMUSD para las operaciones de abandono se refiere a las siguientes instalaciones:

- 3 Plataformas Tetrápodos de pozos (Miztón WHP, AMOCA WHP1, AMOCA WHP2)
- 1 Plataforma Monópodo (Tecoalli)
- 1 FPSO
- ORF (Onshore Receiving Facility)
- Elevadores, cables y líneas de flujo.

Los costos representativos son:



ELEMENTO	ACTIVIDAD DE ABANDONO	NUMERO	COSTO TOTAL (MMUSD)
Pozos	Abandono	32	\$140.8
Barco de Proceso	Desconexión del FPSO	1	\$16.5
Plataformas	Desmantelamiento y remoción	4	\$47.50
			\$204.8

Tabla 55. Actividades y Costo de Abandono.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

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

Lo anterior, en términos del análisis realizado en el apartado de Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo, la información es congruente con el Plan de Desarrollo y corresponden con las actividades a desarrollarse durante la vigencia del Plan.

Sin embargo, es necesario que el Contratista considere las mejores prácticas de la Industria para el Abandono para:

- (ORF) Instalación de recibo en Tierra
- Barco de Proceso FPSO, en términos que solo considera la desconexión del Barco

Fideicomiso de Abandono

En cumplimiento de la Cláusula 17.3 del Contrato

"El Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión (el "Fideicomiso de Abandono"), que esté bajo el control conjunto de la Comisión y el Contratista, en una institución bancaria mexicana autorizada por la Comisión. Las Partes acuerdan que el fin del Fideicomiso de Abandono es crear una reserva para fondear las operaciones de Abandono en el Área Contractual. El Contratista no podrá hacer uso de los fondos depositados en el Fideicomiso de Abandono para cualquier otro propósito que no sea llevar a cabo las operaciones de Abandono en el Área Contractual, ni tendrá derecho a dar en garantía, ceder o disponer de cualquier otra forma del Fideicomiso de Abandono. Lo anterior sin perjuicio de cualquier otro requerimiento impuesto por la Agencia de conformidad con la Normatividad Aplicable."

El Contratista presentó el cálculo de la aportación anual para el fondeo del Fideicomiso de Abandono, Tabla 56, donde los montos fueron estimados de acuerdo con el procedimiento contractual establecido para tal fin.

Fideicomiso de Abandono	Año (mmUSD)													
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	0.0	0.0	2.2	7.7	27.2	28.8	28.5	28.4	28.2	26.6	23.4	19.6	16.9	14.0

Año (mmUSD)										Aporte Total
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
11.7	10.2	8.8	7.4	6.3	5.3	4.8	4.4	0.0	0.0	310.4

Tabla 56. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono (Valor corriente) en base a 70 USD/b.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S de R.L. de C.V.)

Obligaciones Adicionales de las Partes

Derivado del análisis realizado por la Comisión y la naturaleza de las Actividades Petroleras incluidas en este Plan de Desarrollo se le informa al Contratista la observación de la Cláusula 13.1 inciso d) del Contrato en el que se establece la obligación de obtener oportunamente todos los permisos de cualquier Autoridad Gubernamental necesarios para la realización de las Actividades Petroleras.

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

SECRETARÍA DE ENERGÍA	COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA	SECRETARÍA DE COMUNICACIONES Y TRANSPORTES	SECRETARÍA DE MARINA	AGENCIA DE SEGURIDAD ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE
<ul style="list-style-type: none"> Actualización de impacto social 	<ul style="list-style-type: none"> Permiso de comercialización 	<ul style="list-style-type: none"> Permiso de navegación de cabotaje a embarcaciones extranjeras 	<ul style="list-style-type: none"> Certificado de pasavante provisional de navegación Abanderamiento de embarcaciones Autorización de abanderamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Manifiesto de impacto ambiental Sistema de administración de riesgos Registro de pólizas de Seguro Autorización para el manejo de residuos peligrosos Licencia ambiental única Autorización de cambio de uso de suelo en terrenos forestales Estudio justificativo de características especiales para ductos Aviso de inicio de actividades Modalidades Extracción

Tabla 57. Lista de Permisos de Autoridades Gubernamentales.

**La presente lista es enunciativa mas no limitativa.*

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Handwritten notes and signatures:

- IP
- TR
- M
- 777
- Handwritten signatures and initials

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 58 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	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tiempo de Perforación de un pozo	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de desviación	$TP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) \times 100$	Al finalizar la perforación — terminación de un pozo	Al finalizar la perforación — terminación de un pozo
Tiempo de reparaciones en pozo	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado	Porcentaje de desviación	$TRP = \left(\frac{TRP_{real} - TRP_{plan}}{TRP_{plan}} \right) \times 100$	Al finalizar la reparación — terminación de un pozo	Al finalizar la reparación — terminación de un pozo
Tasa de éxito de perforación en la delimitación	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de un yacimiento	Porcentaje	$TEPDI = \left(\frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de pozos delimitadores}} \right) \times 100$	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo	Porcentaje de pozos de desarrollo exitosos con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento	Porcentaje	$TEPD = \left(\frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de pozos desarrollo}} \right) \times 100$	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Tasa de éxito de reparaciones	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje	$TER = \left(\frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) \times 100$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Al término de la reparación y prueba de un pozo
Reparaciones Mayores	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{RMA_{real} - RMA_{plan}}{RMA_{plan}} \right)$	Trimestral	Trimestral
Pozos perforados	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Terminación de pozos	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje de desviación	$DTP = \left(\frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Producción	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DPA = \left(\frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \right) \times 100$	Mensual	Mensual
Gasto de operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Inyección de fluido	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural,	Porcentaje de desviación	$DIF = \left(\frac{IF_{real} - IF_{plan}}{IF_{plan}} \right) \times 100$	Mensual	Mensual

[Handwritten signatures and initials]

	dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado				
Factor de recuperación	Porcentaje de la diferencia entre el Factor de Recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación	$DFR = \left(\frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Productividad	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos	Barriles por día (bd)	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo	Mensual	Mensual
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Aprovechamiento de Gas Natural	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DAGN = \left(\frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \right) \times 100$	Mensual	Mensual

Tabla 58. Indicadores Clave de Desempeño.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

Adicional a los indicadores propuestos por ENI México, S. de R.L. de C.V. para medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Plan de Desarrollo, la Comisión utilizará el indicador presentado en la Tabla 59:

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

Tabla 59. Indicadores Clave de Desempeño.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

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

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 60.

777

TTR
10
777
*
m
gluc
[Handwritten signatures and initials]

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación Pozos Productores	22		
Perforación Pozos Inyectores	10		
Terminación	32		
FPSO	1		
ORF – Unidad de producción temporal para fluidos multifase inicial	1		
Ducto de exportación de gas desde plataforma Miztón a tierra	1		
Abandono	32		

Tabla 60. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

- 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 61.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo			
i. Construcción Instalaciones	655.21		
ii. General	69.38		
iii. Geofísica	25.00		
iv. Otras Ingenierías	14.23		
v. Perforación de Pozos	1,019.98		
vi. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.10		
Producción			
i. Ductos	5.52		
ii. General	854.56		
iii. Intervención de Pozos	737.66		
iv. Operación de Instalaciones de Producción	3,799.78		
v. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	109.96		
Abandono			
i. Desmantelamiento de Instalaciones	189.21		
ii. General	3.14		
iii. Otras Ingenierías	4.17		
iv. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	8.27		
Total general	7,496.17		

Tabla 61. Indicador de desempeño del Programa de Inversiones en función de las erogaciones ejercidas.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

- iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 62.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite programada (mbd)	—	6.7	20.5	70.0	90.1	90.0	90.0	90.0	80.2	68.0	55.6	47.5	39.7
Producción de aceite real (mbd)													
Porcentaje de desviación													
Producción de gas programada (mmpcd)	—	5.4	16.4	52.6	62.0	54.7	53.4	50.2	46.0	43.3	38.5	34.9	30.1
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Fluido	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total 2018-2038 (mmb)/(mmpc)
Producción de aceite programada (mbd)	33.7	29.9	26.7	22.6	19.5	17.0	15.0	14.2	---	---	339.72
Producción de aceite real (mbd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (mmpcd)	25.1	21.7	18.7	14.5	10.1	8.3	7.1	6.6	---	---	219.45
Producción de gas real (mmpcd)											
Porcentaje de desviación											

Tabla 62. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

El Contratista deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo, en los términos que establecen la Cláusula 9.8 del Contrato, el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas.

FR
M
M
M

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan de desarrollo correspondiente al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, sin perjuicio de la obligación de parte ENI México, S. de R.L. de C.V. (Contratista) de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, el 15 de diciembre de 2016, la Agencia autorizó el Sistema de Administración a implementar en el Proyecto en relación con las actividades autorizadas por la Comisión en el Plan de evaluación del Contratista, con Número ASEA-EIM16004C/AG0216, mediante escrito ASEA/UGI/DGGOI/0845/2017 y el 16 de diciembre de ese mismo año la Agencia notificó al Contratista.

El 13 de octubre de 2017, la Agencia asignó la Clave Única de Registro del Regulado (CURR): ASEA-EIM16004C al Contratista, y el 18 del mismo mes entregó la Constancia del Registro de la Conformación de su Sistema de Administración

Así también mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0300/2018, recibido en la Comisión el 23 de marzo de 2018, la Agencia señala que El Regulado ENI México, S. de R.L. de C.V., ingresó el 14 de marzo de 2018, la solicitud de Modificación a su Sistema de Administración de Riesgos, mediante escrito ENI-México-Out-0054/2018 de 9 de marzo del mismo año, en la que se consideran las actividades de Plan de Desarrollo para el Área contractual 1. Misma que a la fecha del presente documento se encuentra en proceso de evaluación por parte de la Agencia.

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

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, motivo por el cual se contempla la emisión de la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner of the page. The initials 'FTR' are visible, along with other illegible signatures and the number '777' at the bottom right.

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

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo correspondiente al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, sin perjuicio de la obligación de parte ENI México, S. de R.L. de C.V. (Contratista) de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan propuesto.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante Oficio UCN.430.2018.231 recibido el 25 de junio de 2018 en esta Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético, informa que tienen una opinión favorable del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología correspondiente al Contrato.

Así también se menciona que mediante Oficio UCN.430.2018.277 de fecha 24 julio 2018, que se considera probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional para el presente contrato para el periodo 2018-2025, en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento de contenido nacional para el Período de Desarrollo presentado por ENI para el Contrato en comento.

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

Handwritten signatures and initials, including 'FTR' and 'M', are present on the right side of the page.

VIII. Compromisos del Contratista

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión de conformidad con lo establecido en el presente documento.
2. Una vez finalizada la ingeniería de detalle se pide al Contratista realice la notificación correspondiente a esta Comisión, en donde deberá presentar la documentación final de las tecnologías de medición seleccionadas y los instrumentos para la medición de calidad de los hidrocarburos en línea.
3. Los sistemas de medición deberán de estar definidos con base en las condiciones de operación esperadas, dando cumplimiento con la normativa y estándares aplicables a la tecnología seleccionada.
4. De conformidad con el artículo 48, 52, fracción III de los LTMMH y 11.3 del Contrato, el contratista deberá dar aviso a ésta Comisión, de la entrada en operación de los sistemas de medición-
5. La política de medición deberá de darse a conocer a todo el personal involucrado en la operación de los Mecanismos de Medición, conforme al artículo 42 de LTMMH y se recomienda contar con las evidencias que respalden dicha actividad.
6. Durante el avance de las actividades establecidas en el Plan de Desarrollo para el cumplimiento de la implementación de los mecanismos de medición, se recomienda al Contratista, dar aviso a esta Comisión.
7. Previo a la etapa inicial, el Contratista deberá de presentar el Acuerdo con las firmas correspondientes y con los elementos referidos en el artículo 20 de los LTMMH y la cláusula 11.8 del Contrato del Contrato para la extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida.
8. El Contratista manifiesta que los Puntos de Medición (medición fiscal) propuestos para las dos etapas de producción cumplirán con los niveles de incertidumbre y los parámetros de calidad establecidos en los LTMMH, lo cual deberá ser verificado e informado a ésta Comisión antes del inicio de operaciones.
9. El Contratista deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de Hidrocarburos en los Punto de Medición, y deberán permitir el acceso a ésta Comisión, conforme a lo establecido al artículo 19.
10. De conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.
11. Los volúmenes y calidades de los hidrocarburos a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
12. Todas las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos deberán dar cumplimiento con los LTMMH y la Cláusula 11 del Contrato, para la extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida.

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner of the page, including the word 'FTR' and various scribbles.

IX. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 6, 7, 8, fracción II, 11, 19, 20 y 25 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 5.3 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, y 8, fracción II, 11, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII de los Lineamientos, y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 13.2 del Contrato.
2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo 2 de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0071/2017 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CNH-R01-L02-A1/2015 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

3. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:

a) Cumple con la Cláusula, 5.2:

- i. Contempla la totalidad del Área Contractual;
- ii. Incluye la totalidad de la información requerida en el Anexo 9 del Contrato;
- iii. Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo Factor de Recuperación final de las Reservas de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria,
- iv. Está diseñado de tal forma que permite la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión.
- v. Cuenta con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 11.1, 11.3 y 11.8 del Contrato, en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso j) del presente Dictamen.

c) En atención a la Cláusula 17.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, limpieza, retorno a su estado natural, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

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

En el Plan presentado se establecen actividades encaminadas a la recuperación de Hidrocarburos contenidos dentro del Área Contractual a través de la perforación y terminación de 32 pozos en total, es importante mencionar que 5 pozos ya fueron perforados durante la etapa de evaluación ayudando a delimitar la acumulación de aceite en el yacimiento, definir el contacto agua aceite y mejorar la interpretación geológica del área, lo que ayudo a diseñar un Plan de Desarrollo que maximiza tanto la recuperación final de hidrocarburos, como el beneficio económico del proyecto.

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner of the page, including a large signature, the initials 'FTR', and other illegible marks.

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

- Incrementar el conocimiento del Área Contractual
- Monitorear el comportamiento del yacimiento a través de indicadores de producción.
- Implementar la administración de yacimientos para maximizar el Factor de Recuperación y el beneficio económico del proyecto.
- Detectar problemas de producción tanto a nivel en superficie como en subsuelo, que influyan en la recuperación final de hidrocarburos, para proponer oportunidades de mejora.
- Actualizar el modelo estático y dinámico con el fin de dar seguimiento a los factores de recuperación y volúmenes de hidrocarburos a recuperar.
- Monitorear el comportamiento de la Recuperación Secundaria.
- Controlar la calidad de los fluidos.

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

En términos de lo establecido en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como lo establecido en la Cláusula 5.2 del Contrato, el Contratista propone la Inyección de agua como método de Recuperación Secundaria en el Plan de Desarrollo a partir del año 2020 y hasta alcanzar el límite económico, esto con el objetivo de incrementar el Factor de Recuperación a 23% recuperando 339.72 mmb de aceite y 219.45 mmmpc de gas que representa el 29% del volumen original de gas; dicho proyecto ha sido analizado y es viable de manera técnica y económica.

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

El Plan propuesto por el Contratista presenta un pronóstico de producción asociado a la Recuperación Primaria y Secundaria, que respalda la construcción de infraestructura y actividades físicas programadas a la vigencia del Contrato, con el objetivo de recuperar un volumen de 339.72 mmb de aceite y 219.45 mmmpc de gas.

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

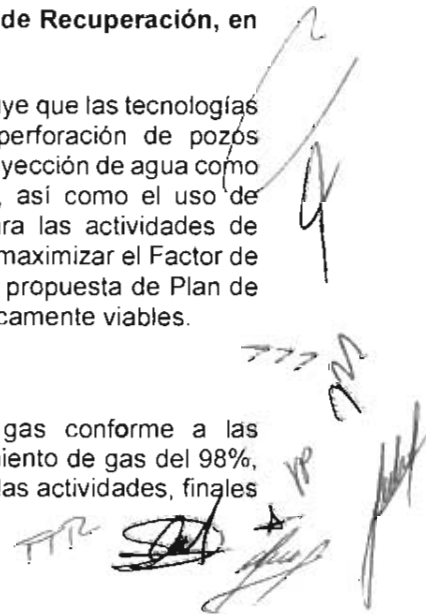
En este sentido, se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentando las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos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

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

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar por el Contratista, como son las utilizadas en la perforación de pozos horizontales, la implementación del BEC con bombas manejadoras de gas, la inyección de agua como método de Recuperación Secundaria, el uso de plataformas no tripuladas, así como el uso de sensores de fondo para la transmisión de información, son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual, las cuales, contribuyen a maximizar el Factor de Recuperación, asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutara en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El Plan de Desarrollo considera el programa de aprovechamiento de gas conforme a las Disposiciones Técnicas, asimismo da cumplimiento a la meta de aprovechamiento de gas del 98%, la cual se alcanzará dentro de los siguientes tres años posteriores al inicio de las actividades, finales



del año 2020 y se mantiene durante el resto de la vigencia del Plan, a través del autoconsumo y la transferencia, de esta manera se garantiza el manejo del gas producido en el Área Contractual.

Asimismo, en atención al artículo 13 de las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas, se propone aprobar la máxima Relación Gas Aceite (RGA) esperada con base en la producción de sus pozos, confirmando el seguimiento y cumplimiento de esta relación según pronóstico de producción, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima relación gas aceite (RGA), y de conformidad con los factores de recuperación de Hidrocarburos reportados, de conformidad con lo establecido en los artículos 25 y 27 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Extracción de Hidrocarburos, Tabla 63.

Campo	RGA Max (pc/b)
Amoca nivel sin Secundaria	2,000
Amoca con Secundaria	1,000
Miztón	1,500
Tecoalli	4,100

Tabla 63. Valores máximos de RGA esperados en el Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V.)

En términos del artículo 4 fracción II y IV, de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos y de la Cláusula 14.1 Hidrocarburos de autoconsumo del Contrato, el Contratista podrá utilizar como parte del programa de aprovechamiento el autoconsumo de hasta 14.44 millones de pies cúbicos diarios como gas combustible para la generación de energía eléctrica propia.

Dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar en términos de las Disposiciones de aprovechamiento de gas natural asociado, del artículo 39, fracción VII, de la LORCME, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos, así como de la Cláusula 5.2 del Contrato.

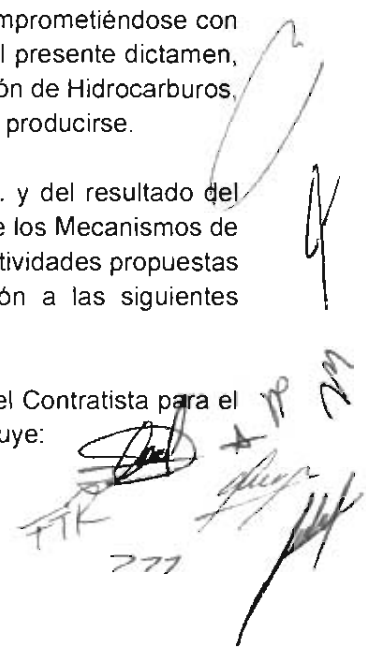
Lo anterior, toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en el artículo 11, 13, 14 fracción II, 19, 22 de las Disposiciones.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La propuesta presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V. en su plan de Desarrollo consiste en ejecutar las actividades de planeación, conceptualización y ejecución de obras para la construcción e implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición, comprometiéndose con las fechas de entrega de acuerdo al cronograma de actividades del Anexo I del presente dictamen, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con la normatividad vigente para la medición de los hidrocarburos a producirse.

Al respecto, de la información presentada por ENI México, S. de R.L. de C.V. y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Contratista, conforme al Anexo I del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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



- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42; y en términos del Anexo 9 del Contrato
- ii. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
- iv. En relación con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, se tomó en consideración la opinión emitida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación del Punto de Medición mediante el Oficio 250.192/2018 de fecha 30 de abril del 2018, a lo cual mediante oficio No. 352-A-085 manifiesta estar de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Contratista que permitan determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos expedidos por esa Comisión.
- v. En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH y es posible determinar los Precios Contractuales de los Hidrocarburos en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.
- vi. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición en términos del artículo 46 de los LTMMH, se establece lo siguiente:
- Se aprueba la implementación de los Mecanismos y Sistemas de Medición propuestos por el Contratista en el Plan de Desarrollo, en relación con el contenido de la Cláusula 11.3 del Contrato.
 - 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 del Anexo I del presente Dictamen.
 - El Contratista deberá dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH una vez puestos en marcha los Sistemas de Medición y dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - De acuerdo con el cronograma de implementación de los Mecanismos de Medición presentado, el Contratista deberá de presentar los programas de mantenimiento de los Sistemas de Medición conforme al artículo 58 de los LTMMH.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo asociado al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del Contrato, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos y en el mismo Contrato. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

ELABORÓ

ING. ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO

Director de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN

Directora de Área
Dirección General de Medición

ELABORÓ

ING. FERNANDO TREMARI ROMERO

Subdirector de Área
Dirección General de Comercialización de
Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta
Dirección General de Estadística y Evaluación
Económica

REVISÓ

ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General
Dirección General de Medición

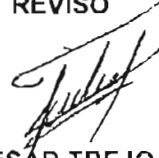
REVISÓ


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

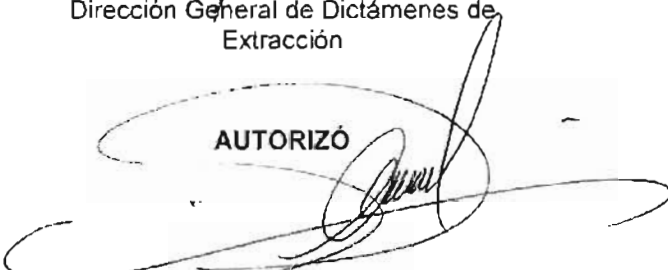
REVISÓ


LIC. JOSÉ CARLOS FEMAT ROMERO
Director General
Dirección General de Comercialización de
Producción

REVISÓ


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

AUTORIZÓ


MTRQ. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015



X
m
FTR
???