Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato

CNH-R01-L02-A4/2015

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción

Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.

y Petrobal Upstream Delta 1, S.A de C.V.

Enero 2019

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 10
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 20
F) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 23
G) ACTIVIDAD FÍSICA 36
H) TECNOLOGÍA 38
I) APROVECHAMIENTO DE GAS 39
J) MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 41
A. CRITERIOS Y EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 45
B. SOLICITUD OPINIÓN SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (SHCP) 47
K) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS 47
L) ANÁLISIS ECONÓMICO 48
L.1 PROGRAMA DE INVERSIONES 48
L. 2 INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA 53
M) ABANDONO 58
N) CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL 60

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN 61

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 64

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA 65

VIII. COMPROMISOS DEL CONTRATISTA 65

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 67

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 67
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 68
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS 68
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS 68
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES 68
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 68
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 69

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 4. 12
Tabla 5. Matriz de escenarios alternativos (fuente: Contratista) 13
Tabla 6. Información general de los escenarios evaluados para el área contractual (fuente: Contratista) 15
Tabla 7. Inversiones y Gastos de Operación por Año. 20
Tabla 8. Volumen original, acumulado y remanente de los yacimientos del Área Contractual. 21
Tabla 9. Reservas de hidrocarburos estimadas por el Contratista (fuente: Contratista) 21
Tabla 10. Factor de recuperación por yacimiento y área total (fuente: Contratista) 22
Tabla 11. Datos para el cálculo de la irrupción del agua. (Fuente: Contratista) 27
Tabla 12. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso 32
Tabla 13 Características de los yacimientos (Fuente: Contratista) 35
Tabla 14. Métodos de recuperación secundario aplicables en los Yacimientos de los Campos Ichalkil y Pokoch (fuente: Contratista) 36
Tabla 15. Actividad física programada (fuente: Contratista) 36
Tabla 16. Tecnologías por implementar en el Área Contractual 4. 38
Tabla 17. Programa de aprovechamiento de gas 2020 (Fuente: Contratista) 40
Tabla 18. Programa de aprovechamiento de gas 2021(Fuente: Contratista) 40
Tabla 19. Programa de aprovechamiento de gas 2022 (Fuente: Contratista) 40
Tabla 20. Programa de aprovechamiento de gas 2020-2030. (Fuente: Contratista) 40
Tabla 21. Programa de aprovechamiento de gas 2031-2041. (Fuente: Contratista) 41
Tabla 22. Máxima RGA (Fuente: Comisión con información del Contratista) 41
Tabla 23. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera (Montos en millones de dólares de Estados Unidos). 52
Tabla 24. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo. 54
Tabla 25. Indicadores económicos. 54
Tabla 26. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono 59
Tabla 27. Cumplimiento Contractual. 60
Tabla 28. Indicadores Clave de Desempeño. 62
Tabla 29. Indicadores Clave de Desempeño. 62
Tabla 30. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas. (fuente: Contratista) 62
Tabla 31. Indicador de desempeño del Programa de Inversiones en función de las erogaciones ejercidas 63
Tabla 32. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. 64
Tabla 33. Valores máximos de RGA esperados en el Área Contractual. 69

Lista de Figuras

Figura 1. Ubicación del Área Contractual 6
Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: Comisión). 8
Figura 3. Alternativa de producción para Fase 1 flujo hacia Tumut-A (fuente: Contratista) 15
Figura 4. Alternativa de producción para Fase 2 (fuente: Contratista) 16
Figura 5. Alternativa de producción para Fase 1 con FPSO. (fuente: Contratista) 17
Figura 6. Alternativa de producción para Fase 2 con FPSO. (fuente: Contratista) 17
Figura 7. Alternativa de producción para Fase 2 Flujo de aceite y gas (fuente: Contratista) 18
Figura 8. Comparación de las alternativas de desarrollo-Producción de Aceite. 19
Figura 9. Comparación de las alternativas de desarrollo -Producción de Gas 20
Figura 10. Comparativo Reservas 2P – Aceite – Campos Costa afuera México. 22
Figura 11. Comparación factores de recuperación Jurásico (fuente: Comisión) 23
Figura 12. Comparativo factores de recuperación cretácico. (fuente: Comisión) 23
Figura 13. Pronóstico de aceite, para el Área 4, (fuente: Comisión con datos de Contratista) 24
Figura 14. Pronóstico de gas, para el Área 4, (fuente: Comisión con datos de Contratista) 24
Figura 15 Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Ichalkil-JSK 25
Figura 16 Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Ichalkil-K 25
Figura 17 Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Pokoch-JSK 25
Figura 18. Determinación de gasto crítico pozos en el yacimiento Jurásico. (Fuente; Contratista) 26
Figura 19. Determinación de gasto crítico pozos en el yacimiento Cretácico (Fuente; Contratista) 26
Figura 20. Factor de Recuperación por mecanismo de empuje para Ichalkil JSK. (comisión) 29
Figura 21. Factor de Recuperación por mecanismo de empuje para Ichalkil K. 29
Figura 22.Factor de Recuperación por mecanismo de empuje para Pokoch JSK. 30
Figura 23. Índice de empuje Ichalkil JSK (medología Máximino Meza) 31
Figura 24. Índice de empuje Ichalkil K (medología Maximino Meza) 31
Figura 25. Índice de empuje Pokoch JSK (medología Máximino Meza) 31
Figura 26. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso (Fuente: Comisión) 32
Figura 27. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso (Fuente: Comisión) 33

Figura 28. Análisis de EUR y Fr con metodologia del gasto inverso..... 33
Figura 29. Cronograma para evaluar la implementación de recuperación secundaria (Fuente: Contratista)..... 34
Figura 30. Determinación de métodos de recuperación secundario aplicables (fuente: Contratista)..... 35
Figura 31. Aprovechamiento de gas, (Fuente: Comisión con información del Contratista)..... 39
Figura 32.Opciones para seleccionar comparativo de referencia..... 48
Figura 33. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera...... 49
Figura 34. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo...... 50
Figura 35. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción...... 50
Figura 36. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono...... 51
Figura 37. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Desarrollo..... 52
Figura 39. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Producción...... 53
Figura 40. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Abandono..... 53
Figura 42. Valor presente esperado a favor del Contratista vs. Precio del aceite...... 55
Figura 43Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen...... 56
Figura 44. Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales...... 57
Figura 45. Cronograma de abandono (fuente: Contratista)..... 59

I. Datos generales del Contrato

El Contrato CNH-R01-L02-A4/2015 (Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Producción Compartida, se celebró el 7 de enero de 2016, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) y por la otra Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. y Petrobal Upstream Delta 1, S.A de C.V. (referido como Contratista).

La vigencia del Contrato es de veinticinco (25) Años Contractuales 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 Contractuales, este podrá solicitar a la Comisión, hasta dos prórrogas de hasta cinco (5) años cada una.

Concepto	
Nombre	Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.
Estado y municipio	50 km de la línea fronteriza entre las costas de Tabasco y Campeche
Área contractual	57.966 km^2
Fecha de emisión / firma	Enero 7, 2016
Vigencia	25 años a partir de la Fecha Efectiva.
Tipo de contrato	Contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida.
Operadora y socios con porcentaje de participación	Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. 50% participación (operador); PetroBal Upstream Delta 1,S.A. DE C.V. 50% de participación (socio)
Profundidad para extracción	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Ichalkil y Pokoch

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

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

El Área Contractual número 4, geográficamente se ubica en aguas someras de la plataforma marina en la provincia petrolera denominada Cuencas del Sureste, a una distancia entre 40 y 50 km de la línea fronteriza entre las costas de Tabasco y Campeche y en tirantes de agua de 35 a 45 m de profundidad. Geológicamente se encuentra en la Cuenca del Pilar-Reforma-Akal, esta área abarca 58 km^2 e incluye 2 campos: Ichalkil y Pokoch, como se muestra en la Figura 1 y Tabla 2.

Figura 1. Ubicación del Área Contractual.

(Fuente: Comisión)

Campo 1	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
Ichalkil	1	92° 30' 00"	19° 04' 30"
	2	92° 30' 00"	19° 04' 00"
	3	92° 29' 30"	19° 04' 00"
	4	92° 29' 30"	19° 03' 30"
	5	92° 29' 00"	19° 03' 30"
	6	92° 29' 00"	19° 03' 00"
	7	92° 28' 00"	19° 03' 00"
	8	92° 28' 00"	19° 03' 30"
	9	92° 26' 30"	19° 03' 30"
	10	92° 26' 30"	19° 03' 00"
	11	92° 25' 30"	19° 03' 00"

Campo 1	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
	12	92° 25' 30"	19° 01' 30"
	13	92° 26' 00"	19° 01' 30"
	14	92° 26' 00"	19° 01' 00"
	15	92° 28' 00"	19° 01' 00"
	16	92° 28' 00"	19° 01' 30"
	17	92° 29' 00"	19° 01' 30"
	18	92° 29' 00"	19° 01' 00"
	19	92° 31' 00"	19° 01' 00"
	20	92° 31' 00"	19° 02' 00"
	21	92° 31' 30"	19° 02' 00"
	22	92° 31' 30"	19° 03' 30"
	23	92° 31' 00"	19° 03' 30"
	24	92° 31' 00"	19° 04' 30"

Campo 2	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
Pokoch	1	92° 25' 30"	19° 11' 00"
	2	92° 25' 30"	19° 10' 30"
	3	92° 24' 30"	19° 10' 30"
	4	92° 24' 30"	19° 09' 00"
	5	92° 25' 00"	19° 09' 00"
	6	92° 25' 00"	19° 09' 30"
	7	92° 27' 30"	19° 09' 30"
	8	92° 27' 30"	19° 10' 30"
	9	92° 27' 00"	19° 10' 30"
	10	92° 27' 00"	19° 11' 00"

Tabla 2. Vértices del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con datos del Contrato)

El Plan de Desarrollo cubre la totalidad del Área Contractual 4 con los campos Ichalkil y Pokoch.

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.

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) propuesto por Fieldwood Energy E&P 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 y el cumplimiento de los temas de Capacitación y Transferencia de Tecnología, 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 Fieldwood Energy E&P 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.0152/2018 DICTAMEN TÉCNICO DEL PLAN DE DESARROLLO CNH-R01-L02-A4/2015 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

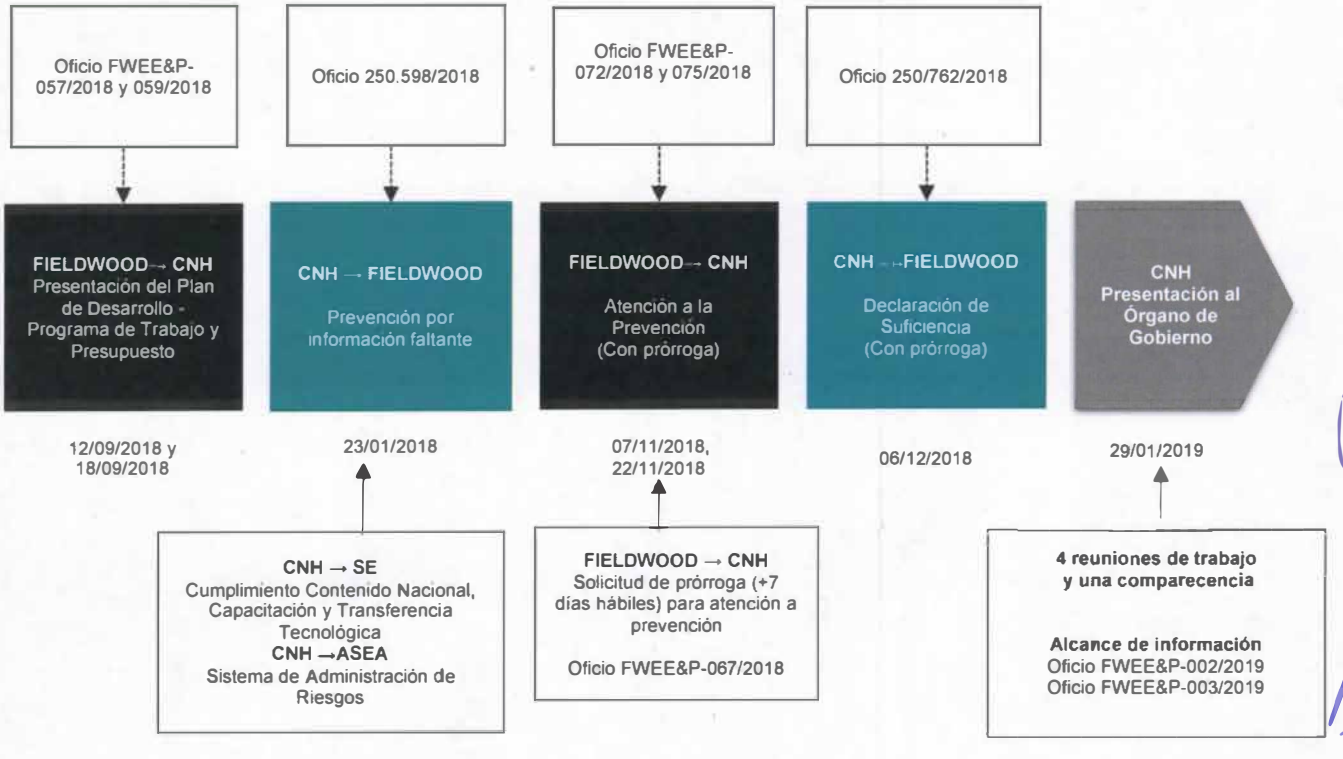


Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: Comisión).

III. Criterios de evaluación utilizados

EL 22 de enero de 2018 Fieldwood Energy presento la notificación de Continuación de Actividades y el Plan de Desarrollo fue presentado el 12 de septiembre del mismo año cumpliendo en tiempo, ya que el operador cuenta con un año a partir de la notificación para presentar el Plan de Desarrollo.

Se verificó que el Plan de Desarrollo propuesto por Fieldwood Energy E&P 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 II 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).

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Situación actual

Durante el Plan de Evaluación y con el propósito de obtener una mejor cuantificación del potencial productor de los yacimientos Ichalkil y Pokoch, se perforó un pozo en cada campo evaluando las formaciones de Cretácico y Jurásico en el pozo Ichalkil-2DEL y la formación Jurásico en el pozo Pokoch-1DEL.

	Pozo	Tipo	PT	Estado	Operador
1	Pokoch-1	Exploración	5028	Taponado definitivo	Pemex
2	Pokoch-1DEL	Delimitador	5146	Taponado temporal	Fieldwood
3	Ichalkil-1	Exploración	5008	Taponado definitivo	Pemex
4	Ichalkil-1DEL	Delimitador	5800	Taponado definitivo	Pemex
5	Ichalkil-2DEL	Delimitador	5599	Taponado temporal	Fieldwood

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

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

b) Características Generales y propiedades de los yacimientos

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, registradas en el Área Contractual se muestran en la Tabla 4.

Características generales	Ichalkil KM	Ichalkil JSK	Pokoch JSK
Área (km2)	14.8	40.02	7.35
Año de descubrimiento	2005	2005	2004
Fecha de inicio de explotación	N/A	N/A	N/A
Profundidad promedio (m)	4656	5174	4602
Elevación o tirante de agua (m)	35 m	35 m	45 m
Pozos			
Número y tipo de pozos perforados	3 pozo Direccional		2 pozo Direccional
Estado actual de pozos	1 (Taponado/ S/P) 1DL (Taponado S/P) 2DEL (Taponado Temp)		1 (Taponado S/P) 1DL (Taponado Temp)
Tipo de sistemas artificiales de producción	BEC	BEC	BEC
Marco Geológico			
Era, periodo y época	Cretácico	Jurásico	Jurásico
Cuenca	Cuenca del Sureste	Cuenca del Sureste	

Play	Cretácico S-M-I	Kimeridigiano - Oolitico	
Régimen tectónico	Estructural - fracturado con tectónica salina	Estratigráfico estructural en combinación con tectónica salina	
Ambiente de depósito	Plataforma Interna		
Litología almacén	Caliza Fracturada	Dolomías - Oolitas	
Propiedades petrofísicas			
Mineralogía	Calizas, Dolomías fracturadas	Calizas en Banco Oolitico con cavernas de disolución	
Saturaciones de Agua	37%	41%	38%
(Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)		Promedio	
Porosidad y tipo	7%	10%	8%
Permeabilidad (mD)	17.60	82.13	43.02
(Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)		Promedio	
Espesor neto y bruto promedio (m)	226	54.71	40.04
	318.97	134.8	61.57
Relación neto/bruto	68%	35%	65%
Propiedades de los fluidos			
Tipo de hidrocarburos	Aceite	Aceite	Aceite
Densidad API	33-38	31-45	31-37
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		SUPERFICIE	
Viscosidad (cp)	0.22	0.13	0.24
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		YACIMIENTO	
Relación gas – aceite inicial y actual (m3/m3)	156	355	230
Bo inicial y actual	1.78	2.44	1.76
Calidad y contenido de azufre (% mol)	0.651	0.024	0

Presión de saturación o rocío	234.1	335.6	303.93
Factor de conversión del gas	5.1	5.1	5.1
Poder calorífico del gas (kJ/m3)	39,610 (N)	55,330 (N)	50,877
CO2 (% mol)	3.489	3.376	0
Propiedades del yacimiento			
Temperatura (°C)	154.5	167.7	143.6
Presión inicial (kg/cm2)	321.4	662.6	423.9
Presión actual (kg/cm2)	321.4	662.6	423.9

Tabla 4. Características generales del Área Contractual 4.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista.)

c) Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Objetivo del Plan es la extracción de 455 mmb de aceite y 567 mmmpc de gas que constituyen las reservas probadas y parte de las probables estimadas por el Contratista, de los campos Ichalkil y Pokoch, aplicando las mejores prácticas de la industria petrolera para lograr una recuperación óptima en condiciones de operación económicamente rentables.

El proyecto consiste en un total de veintiún pozos a perforar, de los cuales los pozos Ichakil-2DEL y Pokoch-1DEL son considerados como delimitadores perforados en el año 2017. En el campo Ichalkil se perforarán dieciocho pozos considerando Ichalkil-2DEL. Ocho de los dieciocho pozos tendrán como objetivo el yacimiento Cretácico, mientras que los restantes llegarán hasta Jurásico Kimmeridgiano. En el campo Pokoch se perforarán tres pozos, incluyendo el delimitador Pokoch-1DEL.

El proyecto está dividido en dos fases, La fase I uno comienza en 2020 y contempla dos plataformas ligeras marinas y dos ductos, la producción es manejada por PEMEX desde la plataforma Tumut-A

En la fase II adicional a la infraestructura anterior, se tiene dos plataformas más, en una de ellas se lleva a cabo la separación de los hidrocarburos por lo cual ya no se ocupa Tumut-A, el aceite es enviado a Dos Bocas y el Gas a Litoral-A.

El plan de desarrollo del Proyecto Ichalkil-Pokoch, considera una inversión por 3243.9 mmUSD y Gastos de Operación por 4500 mmUSD.

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

Para la determinación del escenario de extracción del Plan de Desarrollo, el Contratista utilizó como base los resultados del Plan de Evaluación, donde se adquirió el conocimiento de las características de las formaciones, los retos en la perforación y terminación de los pozos, las capacidades de producción de los yacimientos y se probaron con éxito tecnologías que conllevan a reducir los riesgos inherentes al desarrollo. Lo anterior permitió al Contratista una mejor planeación y definición del escenario de extracción que maximiza el factor de recuperación de los yacimientos del área contractual.

La Tabla 5 presenta la matriz de escenarios alternativos analizadas en la definición del escenario de producción, señalando las tecnologías seleccionado y la filosofía del desarrollo, para lo cual se realizó análisis de alternativas para:

1. Yacimientos a producir
2. Tipo de pozos a perforar
3. Tipo de terminación
4. Sistema Artificial requerido
5. Selección de diámetro de ductos y dimensionamiento de estructuras
6. Transporte y destino de la producción

	Yacimientos		Pozos			Instalaciones	
Opciones	**Campos**	**Formación**	**Pozos Productores, Inyectores**	**Tipo De Terminación**	**Sistemas De Levantamiento**	**Tipo De Instalaciones**	**Destino De Producción**
1	Ichalkil	Cretácico	Verticales	Sencilla	Fluyente	Octápodo	Chuc-A A Vía Tumut-A
2		Jurásico			Fluyente + Bn	Elm	
3		Cretácico + Jurásico		Terminación Doble	Fluyente + Bec	Octápodo + Elm	Pol A Vía Tumut-A
4	Pokoch	Jurásico	Direccionales	Sencilla	Fluyente	Elm	
5	Ichalkil+ Pokoch	Jurásico	Direccionales	Sencilla	Fluyente	Octápodo	Dos Bocas/ Cp Litoral A
6 Elegida		Cretácico + Jurásico			Fluyente + Bn	Elm	
				Terminación Doble	Fluyente + Bec	Octápodo + Elm	

Tabla 5. Matriz de escenarios alternativos (fuente: Contratista)

La determinación del número óptimo de pozos, parte de la determinación del radio de drene de los pozos, el cual es la distancia máxima desde la que se puede drenar o producir eficientemente el aceite del yacimiento sin provocar interferencia entre pozos, un agotamiento prematuro de la energía del yacimiento, o bien un barrido no uniforme dejando áreas no drenadas en el yacimiento.

Para el Área 4 se utilizó la información proveniente de las pruebas DST y de alcance extendido realizadas en los yacimientos Cretácico y Jurásico de los campos Ichalkil y Pokoch durante el Plan de Evaluación. Mediante el análisis de las pruebas, se determinó que la distancia máxima sin afectación por interferencia es a 600 m del pozo productor, por lo que se estableció un espaciamiento de 1200 m.

Un análisis cualitativo para las condiciones del campo Ichalkil determinó la factibilidad de implementación de los sistemas artificiales de producción de Bombeo Electro centrífugo y Bombeo Neumático.
Se ajustaron los resultados de la prueba DST en la formación JSK utilizando BEC en el pozo Ichalkil-2DEL. Se hicieron las sensibilidades para diferentes condiciones de operación y se determina que utilizando bombas electro centrifugas en combinación con la manejadora de gas a 12000 pies de profundidad, se permiten obtener gastos entre 2500 y 12000 bpd.

Para el sistema de bombeo neumático, se realizaron análisis de sensibilidad para presiones de inyección de 70 Kg/cm2 y 110 kg/cm2 con los siguientes resultados:

Presión de Inyección (kg/cm2)	Gasto optimo de Inyección (MMPCD)	Profundidad de Inyección (pies)	Gasto de Liquido (BPD)
70	4.75	6848	2716
110	4.00	11361	4515

Tabla 6. Resultados de análisis de BN (Fuente Contratista)

Tomando en consideración los resultados anteriormente descritos, el Proyecto de Desarrollo Ichalkil-Pokoch utilizará el Sistema BEC, el cual no solo ha sido probado satisfactoriamente, sino que además permitirá el cumplimiento de los compromisos de producción establecidos maximizando el factor de recuperación de los yacimientos

Con relación al punto de entrega de la producción, proveniente del Desarrollo del Proyecto Ichalkil, Pokoch, se analizaron tres diferentes escenarios. Los resultados comparativos de estos análisis se muestran en la Tabla 7.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2 (FPSO)	Alternativa 3 (Pol A)
Actividades físicas	Dos etapas de separación y compresión en baja P en Ichalkil A y flujo monofásico de aceite hacia el Puerto de Dos Bocas y gas hacia Litoral A	Fase 1 Flujo Multifásico al FPSO Fase 2 Dos etapas de separación y compresión en alta P en Ichalkil A y flujo monofásico de aceite al FPSO y gas hacia el CP Litoral A.	2 Etapas de Separación, Bombeo de aceite y compresión en Alta P en Tumut A con flujo monofásico de aceite y gas hacia Pol A
Producción de Aceite (mmb)	455	442.3	442.3
Producción de Gas (mmcfd)	567	551.9	551.9
Incorporación de reservas (mmbpce)	563.2	550.3	550.3
Tecnologías incluidas en todos los casos	Instalación del sistema BEC en todos los pozos.		
	Monitoreo de presión de fondo en pozos de cada yacimiento.		
	Muestreo y aforo de pozos para control de fluidos no deseados.		
	Programa de medición de pozos y corrientes de acuerdo a lineamientos de Medición de Hidrocarburos.		
Otros parámetros	Eliminación de pago de transporte a terceros, Infraestructura propia, Entrega de aceite y gas estabilizados en tierra.	Alta inversión sin posibilidad de reducir CAPEX, ante riesgos de incertidumbre geológica (disminución de reserva o menor productividad de pozos) Esta opción tiene un retraso de 12 meses con respecto al inicio de operaciones.	Entrega de aceite y gas estabilizados directamente en el C.P. Pol A (elimina interferencia con producción de campos de PEP)
Gastos de operación mmUSD	$4,500	$3,978.9	$6,294.3
Inversiones mmUSD	$3,243.9	$3,134.0	$3,092.2
Valor presente de la inversión	$1,854.28	$1,832.48	$1,764.75
VPN/VPI	2.29	2.07	2.25
Relación Beneficio/Costo	1.61	1.68	1.42
VP Flujos netos de caja al contratista después impuestos	$644.16	$508.47	$446.67
Tasa interna de retorno	20.26%	16.41%	16.54%

Indicadores económicos	Alternativa 1 seleccionado	Alternativa 2 FPSO	Alternativa 3 (Pol A)
Inversión CAPEX	$3,243.87	$3,134.00	$3,092.20
Gasto de operación OPEX	$4,500.00	$3,978.90	$6,294.30
Valor presente de las contraprestaciones al Estado	$4,467.36	$4,192.72	$3,884.78
Valor presente de las contraprestaciones al contratista	$4,241.60	$3,792.71	$3,972.56
Valor presente de la inversión	$1,854.28	$1,832.48	$1,764.75
VPN/VPI	2.29	2.07	2.25
Relación Beneficio/Costo	1.61	1.68	1.42
VP Flujos netos de caja al contratista después impuestos	$644.16	$508.47	$446.67
Tasa interna de retorno	20.26%	16.41%	16.54%
Escenario Técnicamente Factible	**SI**	**Complejo**	**SI**
Riesgo Comercial	**Bajo**	**Bajo**	**Alto**

Tabla 7. Información general de los escenarios evaluados para el área contractual (fuente: Contratista)

Fase 1

Considerando que en cada campo existe un pozo productor con abandono temporal, se consideró una primera Fase de desarrollo o Fase 1 en la que se recuperan los pozos delimitadores y se construye infraestructura para ponerlos en producción en el corto plazo y una segunda Fase o Fase 2, en la que se construye infraestructura adicional con diferente destino de la producción y alcance en el proceso.

Para la Fase 1 que comprende los años 2018-2022 se consideró el mismo escenario para alternativas uno y tres.

Arribo e interconexión a la plataforma Tumut-A existente propiedad de Pemex Exploración y Producción, Figura 3.

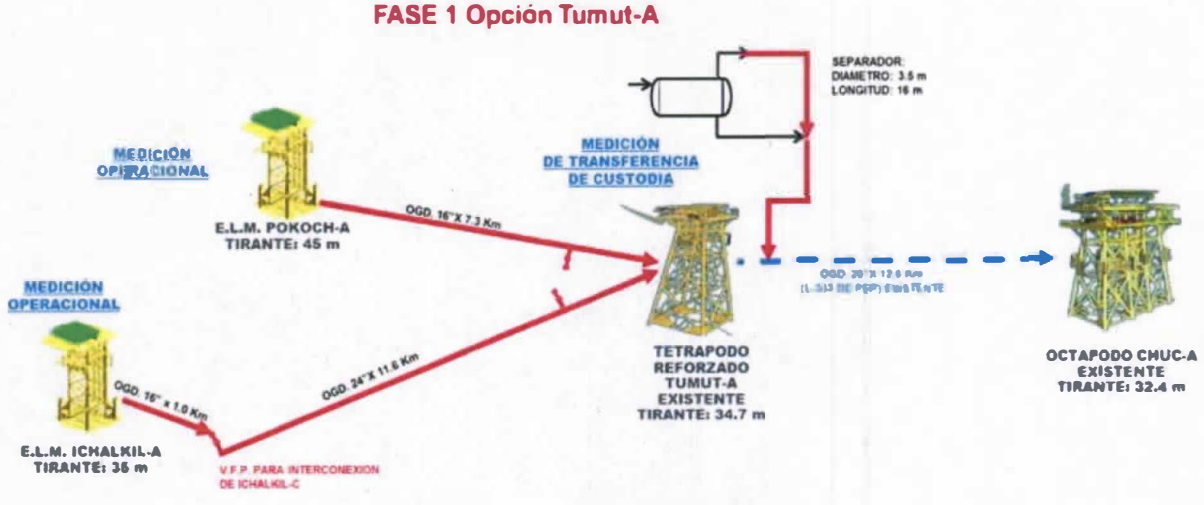


Figura 3. Alternativa de producción para Fase 1 flujo hacia Tumut-A (fuente: Contratista)

Fase 2

Para la Fase 2 que comprende los años 2023-2041, se presentan las tres alternativas consideradas:

Alternativa 1. Escenario Seleccionado

Dos etapas de separación y compresión en Alta presión en Ichalkil A y flujo monofásico de aceite hacia el Puerto de Dos Bocas y gas hacia el CP Litoral A, Figura 4.

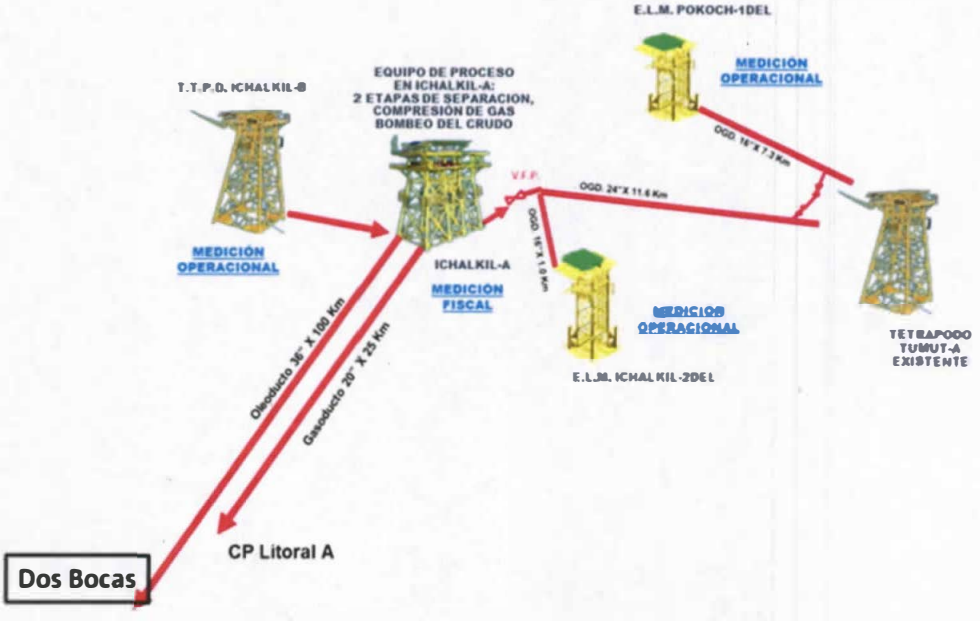


Figura 4. Alternativa de producción para Fase 2 (fuente: Contratista)

Flujo de aceite segregado hacia Dos Bocas y gas hacia el CP Litoral-A.

Ventajas: Mediante la instalación de infraestructura propia de Proceso en Ichalkil-A, se podrá entregar aceite y gas estabilizados por líneas independientes de gas y líquidos. Eliminación de pago de transporte a terceros, infraestructura propia, entrega de aceite estabilizado en tierra y gas en el CP Litoral-A.

Desventajas: Permisos ambientales para arribo a Tierra. Sin flexibilidad operativa de flujo a otros centros de proceso.

Riesgos: Tiempo de construcción más largo y retraso en la entrada en operación.

Este caso ha sido seleccionado como preferente debido a que representa autonomía del Operador para el transporte y distribución siendo único responsable de la optimización de los gastos de operación. Por lo que sus características de Infraestructura, inversiones de CAPEX y OPEX son menores.

Alternativa 2. Uso de FPSO

Dos etapas de separación, bombeo de aceite y compresión en alta P en Ichalkil-A con flujo monofásico de aceite hacia el FPSO y gas hacia el CP Litoral-A,

En este escenario, el aceite, es recuperado en un FPSO instalado en las cercanías a los campos, al cual se conectarán buques tanque para venta directa, mientras que la infraestructura de PEP solo es utilizada para el manejo del gas producido, el cual se envía hacia el CP Litoral A.

Tomando en consideración el costo y tiempo de implementación, esta alternativa se utiliza tanto en la Fase 1 como en la Fase 2, Figura 5 y Figura 6.

FASE 1 Opción Flujo Multifásico hacia FPSO y Gas hacia Litoral A

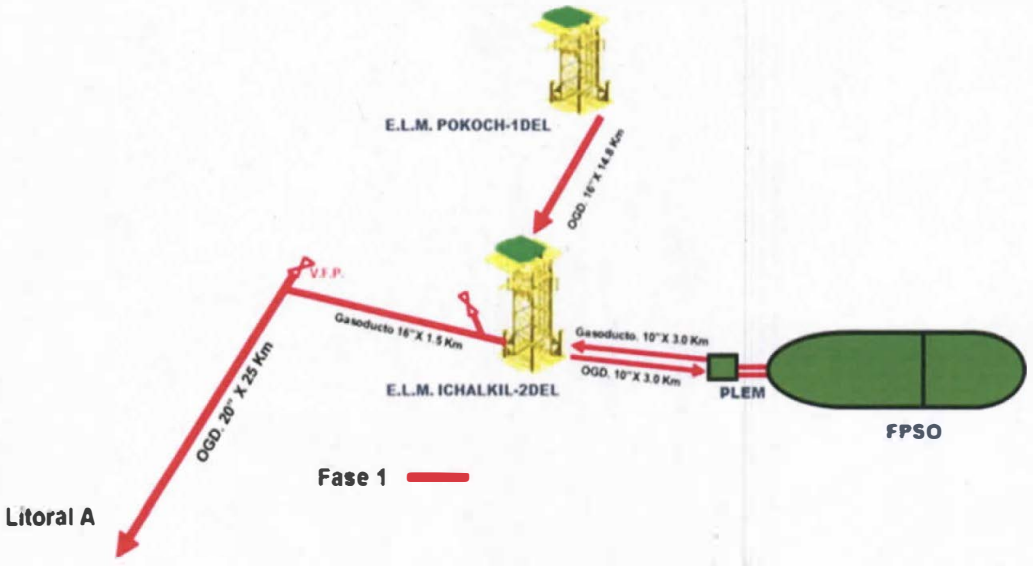
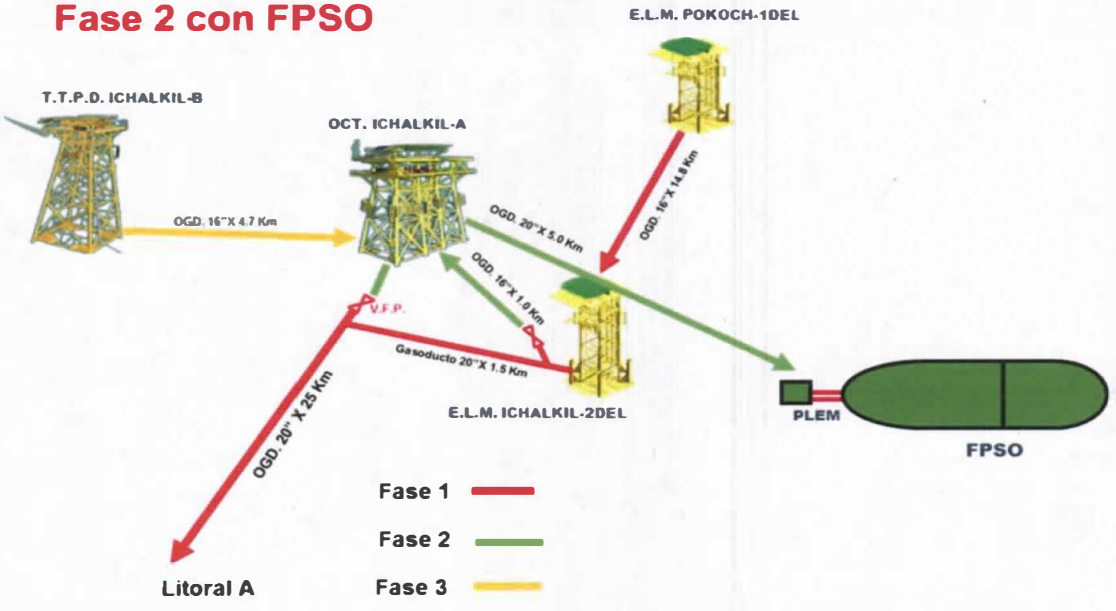


Figura 5. Alternativa de producción para Fase 1 con FPSO. (fuente: Contratista)

Fase 2 con FPSO



Caso FPSO
Fase 2 con 2 Etapas de Separación, Bombeo de aceite y compresión en Alta P en Ichalkil A
Flujo de Aceite al FPSO y Flujo de Gas al CP Litoral A.

Figura 6. Alternativa de producción para Fase 2 con FPSO. (fuente: Contratista)

La alternativa de enviar a un FPSO la producción del Proyecto Ichalkil Pokoch, tiene como principal característica la independencia en el proceso, transporte y comercialización de la producción.

Ventajas: Para las Fases 1 y 2, el proceso de los hidrocarburos se realiza en el FPSO, el aceite, es estabilizado y acondicionado en el FPSO, instalado en las cercanías a los campos, al cual se conectarán buques tanque para venta directa. El gas es enviado al CP Litoral A para su venta por lo que el uso de infraestructura de PEP es solo para el manejo del gas producido.

Desventajas: La alternativa establece un tiempo largo para acondicionamiento del FPSO, por lo que el inicio de la producción se difiere en 12 meses con respecto a la alternativa de inicio de producción temprana a través de Tumut-A. Sin contar retrasos en la ejecución.

Riesgos: Para todos los escenarios se debe considerar el riesgo de la incertidumbre geológica. Esto es, que la productividad de los pozos no sea uniforme en todo el yacimiento o que existan zonas aisladas de la red de fracturas que disminuyan el volumen considerado en la evaluación. Sin embargo, en la mayor parte de los escenarios existe la posibilidad de disminuir las inversiones en infraestructura de proceso y recolección, lo cual no es posible hacer en este escenario siendo mayor el impacto del riesgo geológico mencionado.

Por otra parte, existe un riesgo alto de suspensión de actividades del FPSO o de acercamiento de los buques tanques de comercialización en temporada de huracanes y malas condiciones climatológicas, ya que los campos Ichalkil y Pokoch se encuentran ubicados en una zona de alta densidad de ductos y plataformas y el riesgo de una perdida de posicionamiento debe ser tomada en consideración.

Alternativa 3. Pol A

Dos Etapas de Separación, Bombeo de aceite y compresión en Alta P en Tumut A con flujo monofásico de aceite y gas hacia el CP Pol A

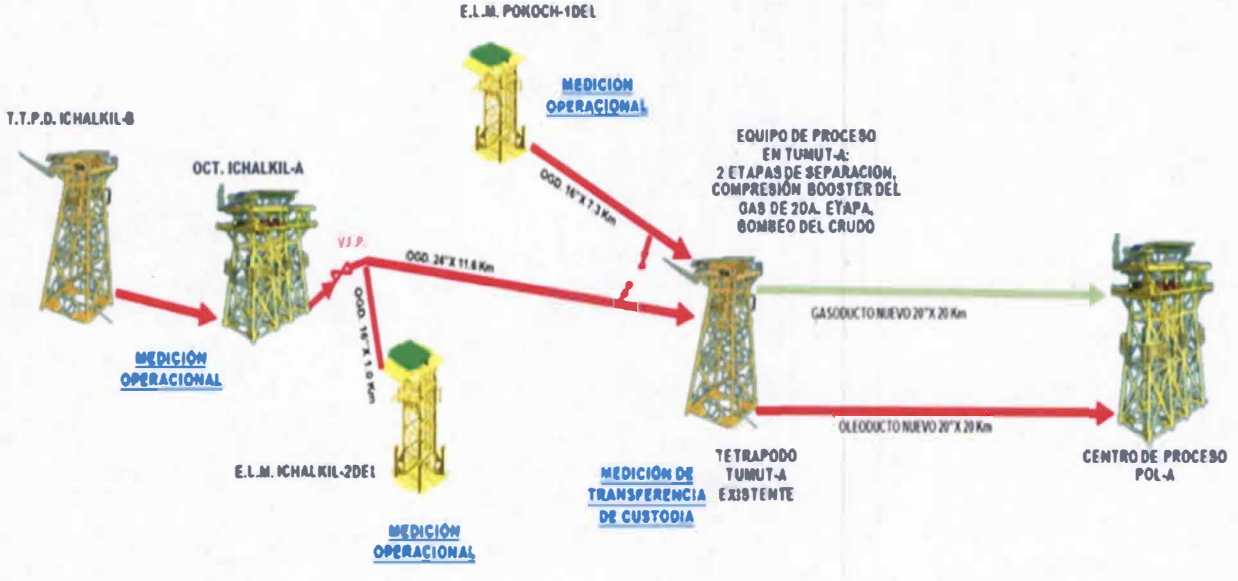


Figura 7. Alternativa de producción para Fase 2 Flujo de aceite y gas (fuente: Contratista)

Ventajas: Mediante la instalación de infraestructura propia de Proceso en Ichalkil-A, se estaría en condiciones de entregar aceite y gas estabilizados en el CP Pol-A por líneas independientes de gas y líquidos. A diferencia de la fase 1 donde se llevaba a Chuc-A, al llevar la producción directamente hasta el CP Pol-A, se elimina la posible interferencia con la producción de campos de PEP que confluyen a Chuc-A. La red de transporte existente en Pemex da flexibilidad operativa ante contingencias en un centro de proceso, la producción se puede quedar en el CP Pol-A o bien llevarla a CP Abkatun-A sin interrupción de la continuidad operativa de pozos.
El proceso de separación se realiza en Tumut-A, donde se cuenta con pozos disponibles para inyección de agua residual.

Desventajas: Al ser la producción entregada como transferencia de custodia a Pemex, se debe pagar una tarifa por distribución y otra por comercialización.

Riesgos: Esta alternativa implica la transferencia de custodia de la producción a PEP, el mayor riesgo está en que actualmente no existe regulación para estandarización de costos de transporte y proceso, por lo que las tarifas pudieran escalar hasta en un 15% anual, perdiendo la autonomía de optimización de costos operativos.

Las Figura 8 y Figura 9 muestran los perfiles de producción de aceite y gas estimados como resultado de la posible implementación de cada una de las alternativas.

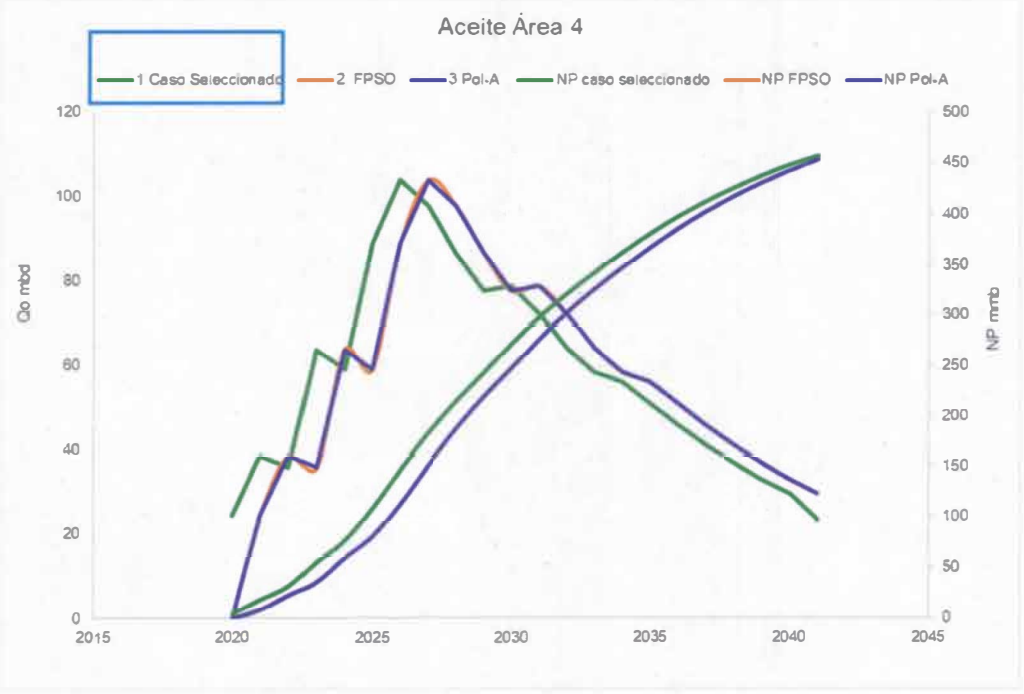


Figura 8. Comparación de las alternativas de desarrollo-Producción de Aceite.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

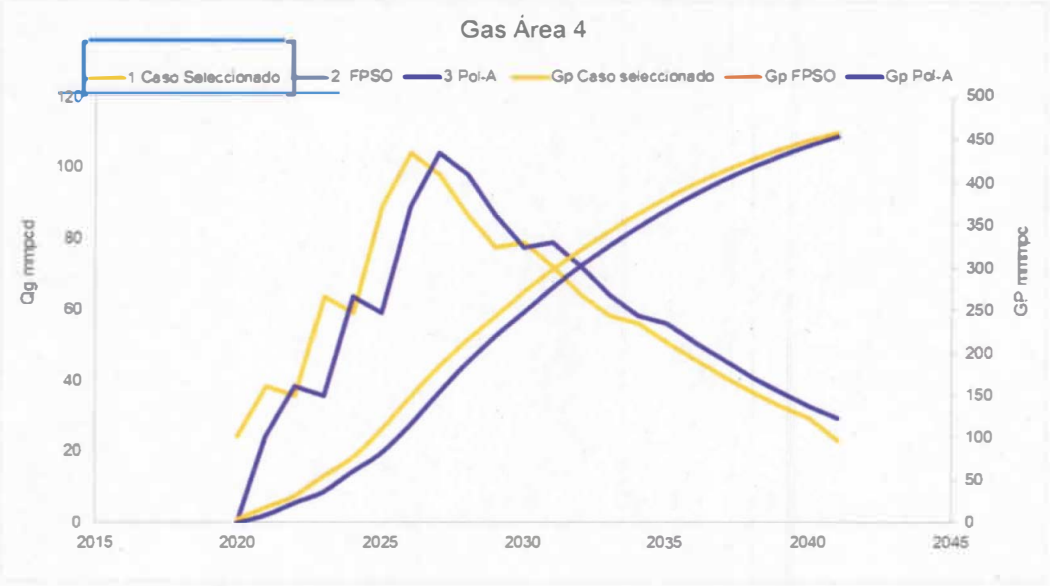


Figura 9. Comparación de las alternativas de desarrollo -Producción de Gas.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

A continuación, como parte de la decisión para elegir la alternativa 1 dos etapas de separación y compresión en Alta presión en Ichalkil A y flujo monofásico de aceite hacia el Puerto de Dos Bocas y gas hacia el CP Litoral A, se muestra la comparación de las configuraciones de desarrollo desde el punto de vista de las Inversiones y Gastos de Operación.

Fecha	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	TOTAL MMUSD[1]
Inversiones (mmUSD)																									
1 Caso Seleccionado	**37**	**419**	**237**	**432**	**647**	**256**	**329**	**299**	**214**	**146**	**0**	**0**	**20**	**0**	**0**	**0**	**26**	**0**	**0**	**14**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,243.9**
2 FPSO	53	543	209	302	439	256	446	355	215	88	0	0	20	0	0	0	26	0	0	14	0	0	0	0	3,134.0
3 Chuc A	36	419	219	404	543	238	329	373	215	88	0	0	20	0	0	0	26	0	0	14	0	0	0	0	3,092.2
Gastos (mmUSD)																									
1 Caso Seleccionado	**0**	**0**	**96**	**169**	**163**	**128**	**146**	**177**	**279**	**188**	**258**	**284**	**205**	**226**	**296**	**221**	**236**	**284**	**216**	**218**	**313**	**200**	**187**	**13**	**4,500.0**
2 FPSO	0	0	10	104	136	138	145	151	226	154	204	263	172	210	270	198	215	280	202	221	288	207	184	3	3,978.9
3 Chuc A	0	0	0	76	93	108	119	143	239	180	258	319	249	305	390	347	384	471	421	469	598	546	567	14	6,294.3

Tabla 8. Inversiones y Gastos de Operación por Año.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

e) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

El volumen de hidrocarburos del Área 4 fue estimado mediante el cálculo volumétrico por el Contratista, y las estimaciones se muestran en las siguientes tablas.

[1] Los totales pueden no coincidir por redondeo
[2] Incluye 168 mmUSD referentes a 2016 y 2017

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-A4/2015, 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.

Contrato	Volumen original Hidrocarburo en sitio		
	Categoría	Aceite mmb	Gas natural mmmpc
Contrato No. CNH-R01-L02_A4/2015	1P	699	1,060
	2P	1,651	1,933
	3P	1,651	1,933

Yacimiento		Volumen Original	
	Categoría	Aceite mmb	Gas Natural mmmpc
Ichalkil Cretácico	1P	213	185
	2P	1,118	985
	3P	1,118	985
Ichalkil Jurásico	1P	359	710
	2P	397	772
	3P	397	772
Pokoch Jurásico	1P	128	165
	2P	136	176
	3P	136	176

Tabla 9. Volumen original, acumulado y remanente de los yacimientos del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Contrato	Campo	Yacimiento	Categoria de reservas	Reservas estimadas periodo de 25 años 7 Enero 2041			Reservas estimadas periodo de 35 años 7 Enero 2051			Reservas estimadas al limite económico 5,000 BOPD		
				Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
				mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb	mmb	mmmpc	mmb
Contrato No. CNH-R01-L02_A4/2015	Ichalkil	Cretácico	1P	43	37	50	43	37	50	43	37	50
			2P	265	231	310	319	281	374	326	284	382
			3P	360	323	423	447	394	524	496	436	581
		Jurásico	1P	69	129	94	69	129	94	69	129	94
			2P	135	265	187	138	267	190	145	282	200
			3P	141	284	197	177	344	244	187	363	258
	Pokoch (2041)	Jurásico	1P	38	49	48	38	49	48	38	49	48
			2P	55	71	69	55	71	69	55	71	69
			3P	63	81	79	63	81	79	63	81	79
Ichalkil y Pokoch (TOTAL)			1P	150	215	192	150	215	192	150	215	192
			2P	455	567	566	512	619	633	526	637	651
			3P	564	688	699	687	819	848	746	880	919

Tabla 10. Reservas de hidrocarburos estimadas por el Contratista (fuente: Contratista)

A continuación en la Figura 10 se muestra un comparativo de Reservas al 1 de enero de 2018 realizado por la Comisión, de algunos de los campos Costa afuera de México.

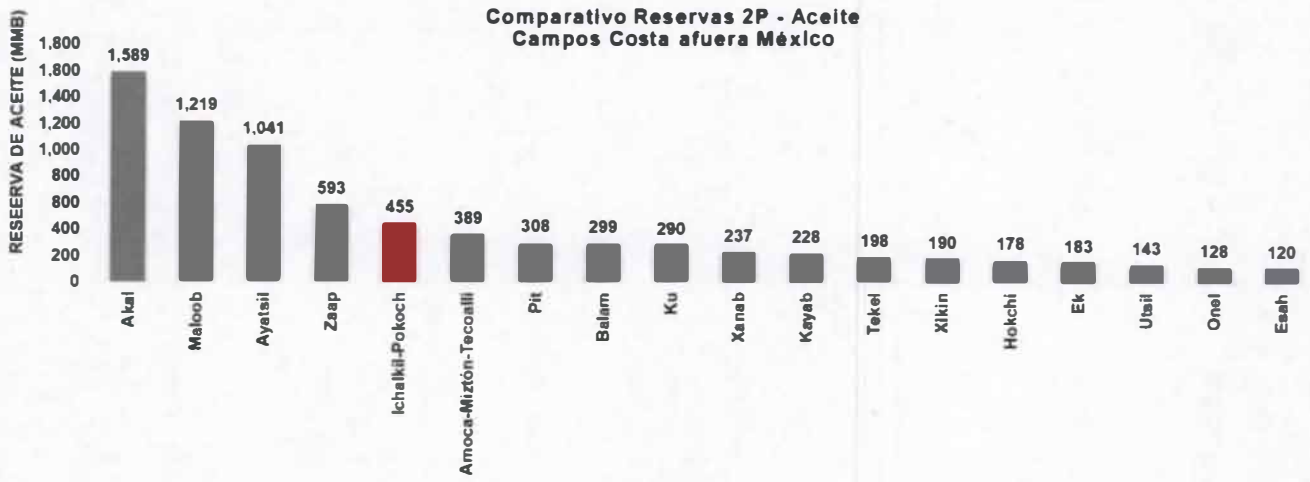


Figura 10. Comparativo Reservas 2P – Aceite – Campos Costa afuera México.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Factor de recuperación.

Los factores de recuperación asociados al Plan de Desarrollo propuesto para aceite y gas, consideran cada yacimiento y toda el área contractual.

Yacimiento	Categoria de reservas	Volumen original		Reserva al 7 de enero 2041		Factor de recuperación	
	1P, 2P, 3P	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite %	Gas %
Cretácico (Ichalkil)	1P	213	185	43	37	20	20
	2P	**1118**	**985**	**265**	**231**	**24**	**23**
	3P	1118	985	360	323	32	33
Jurásico (Ichalkil)	1P	359	704	69	129	19	18
	2P	**394**	**765**	**135**	**263**	**34**	**34**
	3P	394	765	140	282	36	37
Jurásico (Pokoch)	1P	151	195	38	49	25	25
	2P	**157**	**203**	**55**	**71**	**35**	**35**
	3P	157	203	63	81	40	40
Área Contractual 4	1P	699	1060	150	215	21	20
	2P	**1651**	**1933**	**455**	**567**	**28**	**29**
	3P	1651	1933	564	688	34	36

Tabla 11. Factor de recuperación por yacimiento y área total (fuente: Contratista)

Así también se realizó un análisis de los factores de recuperación de campos análogos para el yacimiento Jurásico y Cretácico, respetando para jurásico los análogos que presenta el Contratista, caso contrario al yacimiento Cretácico de Ichalkil, ya que el análisis realizado por esta Comisión lo encuentra técnicamente inviable ya que la caída de presión por millón de barril producido es de 5.3 y 7.5 kg/cm2/mmb producido llegando a presiones negativas, no alcanzando la producción que se estima para dicho yacimiento, por lo tanto la Comisión realizó el análisis para determinar campos análogos para el Cretácico

Las características utilizadas para la determinación de los campos análogos son las siguientes:

- Campos Marinos.
- Litología de calizas y dolomías.
- Formaciones Cretácico.
- Tipo de fluido, aceite ligero mayor a 30° API.
- Presión Inicial similar a la del Campo Ichalkil K.
- Mecanismos de empuje similares

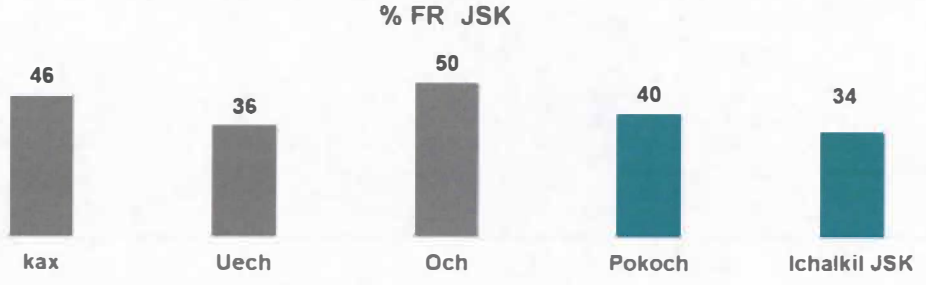


Figura 11. Comparación factores de recuperación Jurásico (fuente: Comisión)

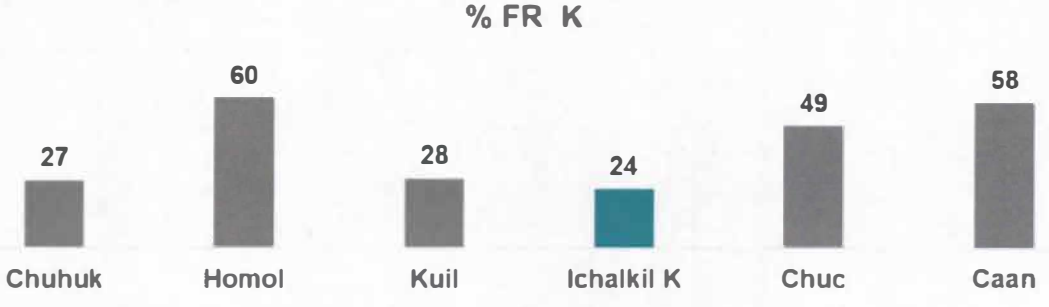


Figura 12. Comparativos factores de recuperación cretácico. (fuente: Comisión)

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.

f) Pronóstico de producción

Los pronósticos de producción asociados al Plan de Desarrollo presentado por Fieldwood Energy, fueron calculados mediante curvas de declinación, basados en pozos tipo con declinaciones semejantes a las observadas en los campos análogos.

Los gastos iniciales fueron determinados a partir del potencial observado en las pruebas de producción realizadas en los pozos Ichalkil-2DELy Pokoch-1DEL, tomando en forma conservadora una presión en superficie de 20 Kg/cm2 en la línea de descarga.

El pronóstico de producción asociado al plan propuesto contempla como límite de cierre operativo una producción de 300 BPD por pozo con base en el análisis de la capacidad de manejo de agua producida y el análisis de eficiencia de costos en operación de la instalación de proceso Ichalkil-A cuyo límite económico se estableció en 5000 BPD.

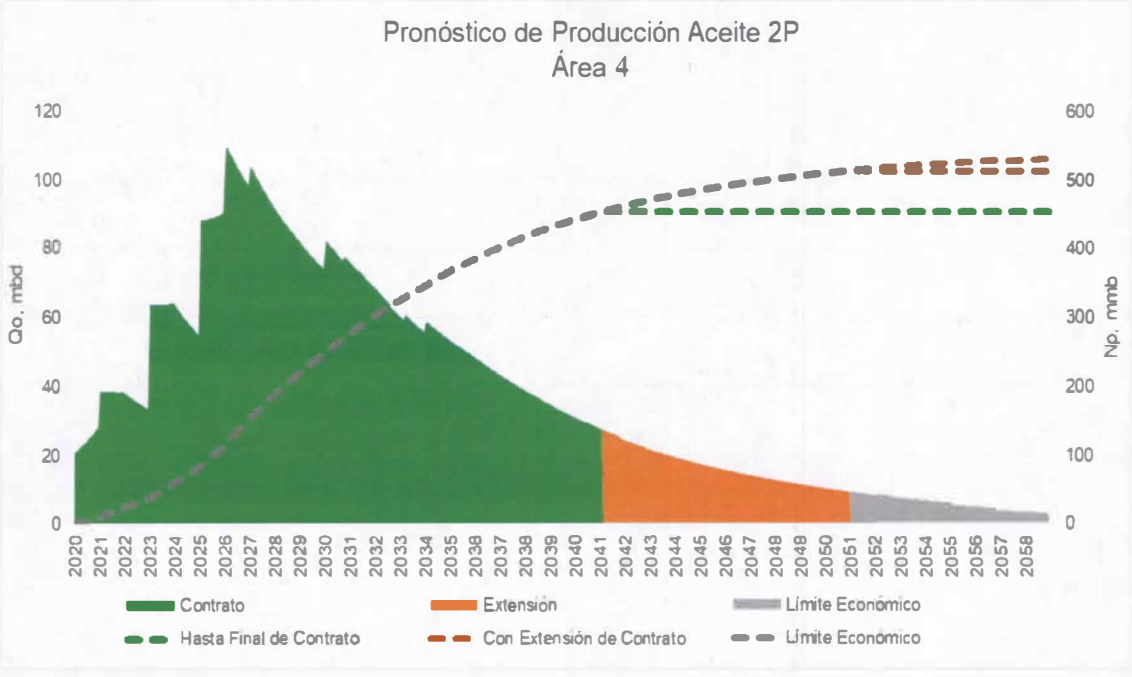


Figura 13. Pronóstico de aceite, para el Área 4, (fuente: Comisión con datos de Contratista)

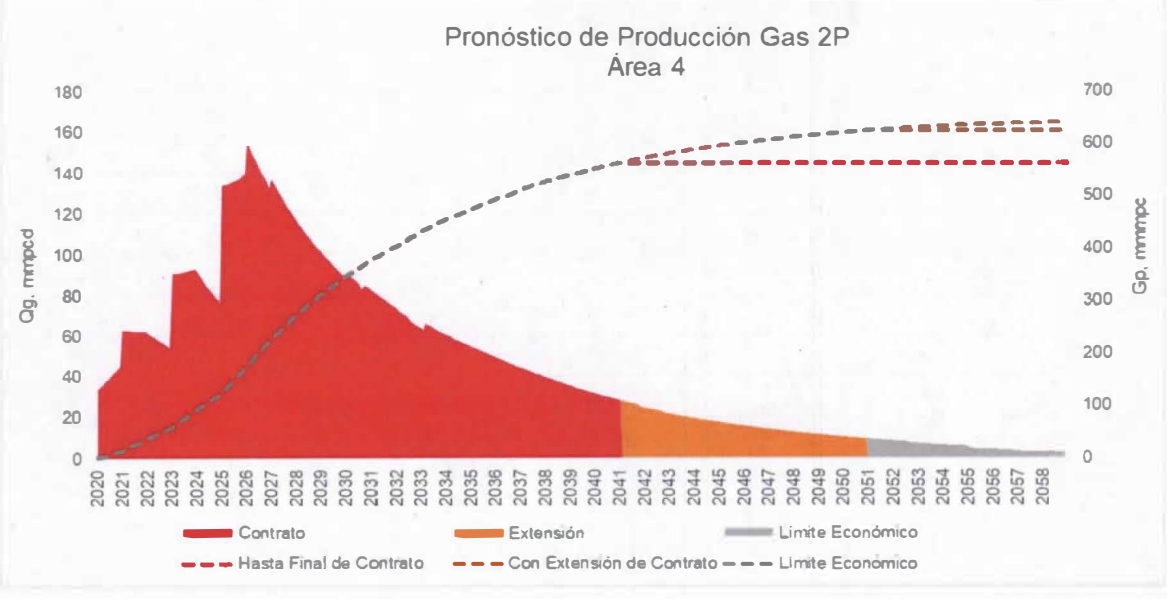


Figura 14. Pronóstico de gas, para el Área 4, (fuente: Comisión con datos de Contratista)

Comportamiento Presión producción por yacimiento

Con base en la información remitida por el Contratista se procedió al análisis del comportamiento esperado de presión-producción del yacimiento JSK y K como se muestra en la Figura 4 para el periodo 2020-2041, donde se precisa lo siguiente:

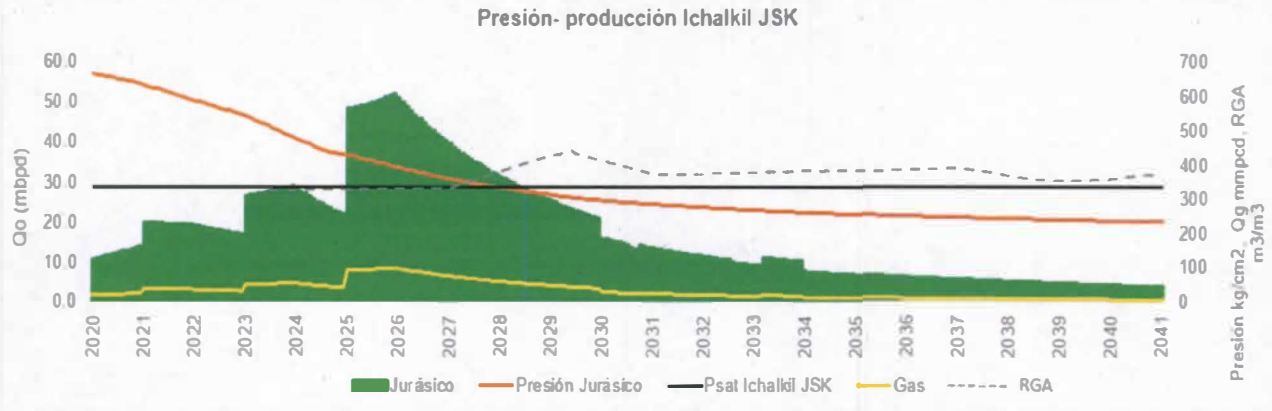


Figura 15 Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Ichalkil-JSK (Fuente: Comisión)

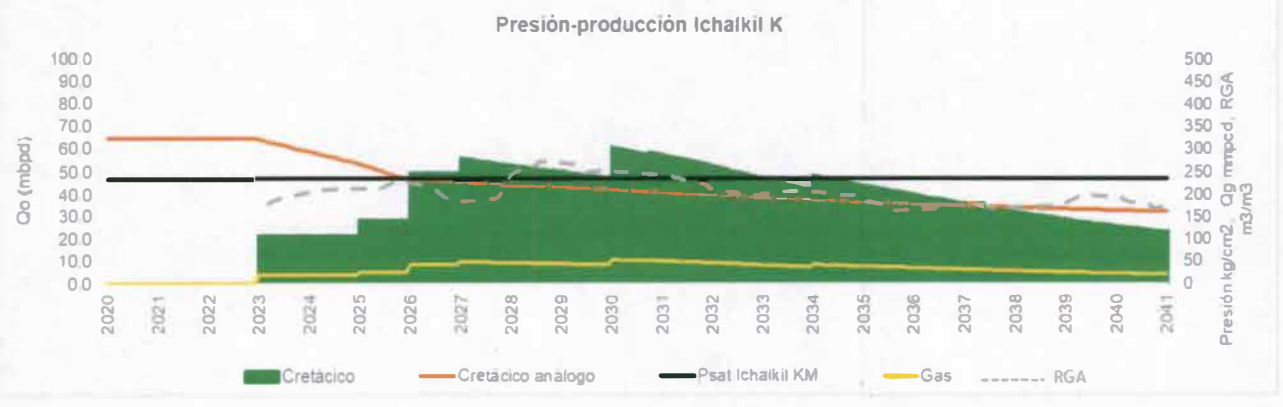


Figura 16 Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Ichalkil-K (Fuente: Comisión)

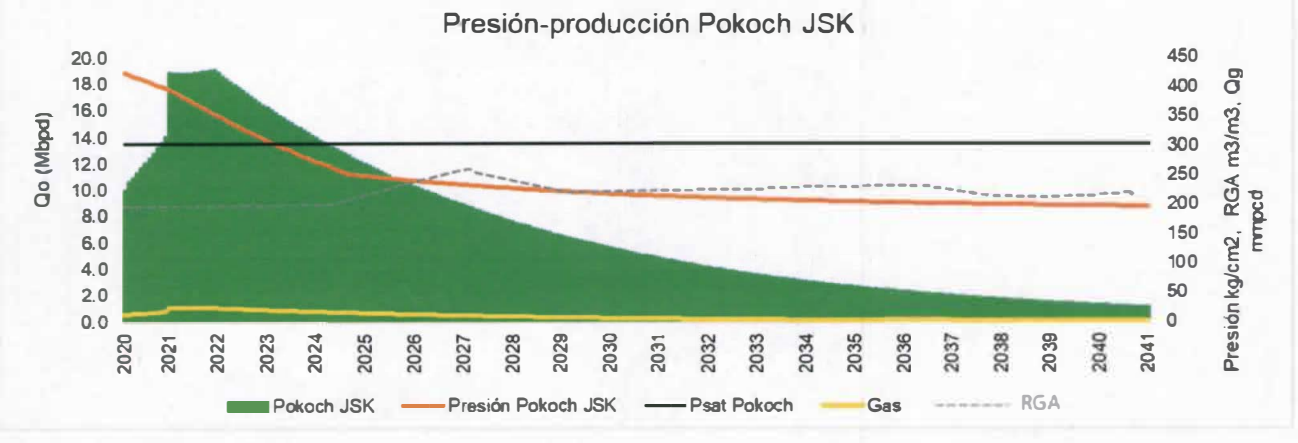


Figura 17 Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Pokoch-JSK (Fuente: Comisión)

Gastos críticos

Existen diversos estudios relacionados con la irrupción prematura de agua, en especial los cálculos para el tiempo de irrupción y el gasto crítico. El tiempo de irrupción es el tiempo en el que el agua se canaliza hacia el pozo, lo que provoca la producción de un corte de agua junto con la producción de aceite. Mientras que el gasto crítico, también nombrado 'gasto máximo', es el gasto de producción al cual el pozo debe de producir para evitar la irrupción temprana del agua al pozo.

Se realizó el análisis de Gasto Crítico para los Campos Ichalkil y Pokoch, utilizando diferentes metodologías, en las cuales se estima el gasto crítico asociado a los espesores, fronteras en el yacimiento, propiedades de los fluidos, penetración parcial y fuerzas gravitacionales, inerciales y viscosas, utilizando diferentes correlaciones y ecuaciones desarrolladas en la literatura.

Para los yacimientos Jurásico y Cretácico se utilizó, la correlación de Pérez-Rodríguez y Schols ya que son las de mayor utilidad en yacimientos en la Región Marina y la segunda esta validada mediante simulación numérica con diferentes propiedades y estudios de laboratorio.

Las Figura 18 y Figura 19 presentan los resultados del cálculo utilizando la información recopilada en los pozos Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL.

Ichalkil JSK
Cálculo del gasto crítico por diferentes autores
$Qo_{crítico}$ Schols (bpd)
7,135
$Qo_{crítico}$ Pérez & Rodríguez (bpd)
8,060
$Qo_{crítico}$ Chaney (bpd)
8,516

Figura 18. Determinación de gasto crítico pozos en el yacimiento Jurásico. (Fuente; Contratista)

Para el yacimiento Cretácico del campo Ichalkil se efectuó el mismo procedimiento. La Figura 19 muestra los resultados obtenidos.

Ichalkil Cretácico
Cálculo del gasto crítico por diferentes autores
$Qo_{crítico}$ Schols (bpd)
9,880
$Qo_{crítico}$ Pérez & Rodríguez (bpd)
10,200
$Qo_{crítico}$ Chaney (bpd)
11,662

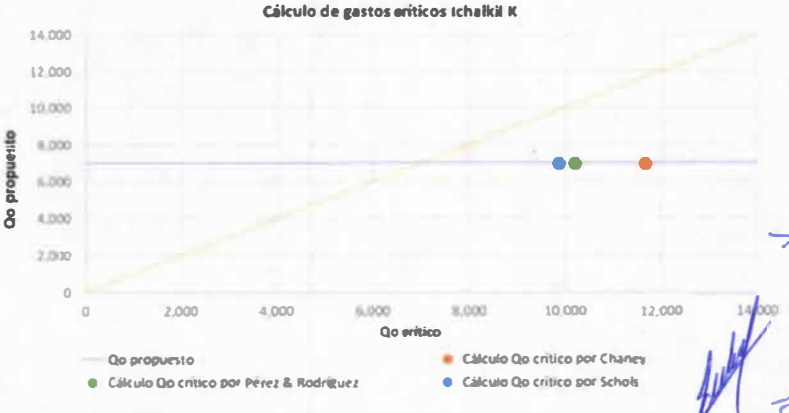


Figura 19. Determinación de gasto crítico pozos en el yacimiento Cretácico (Fuente; Contratista).

Aunado a lo anterior al no tener identificado el contacto agua aceite para el yacimiento Cretácico, se calculó el tiempo de irrupción del agua con la metodología del Mtro. Ricardo Noel Pacheco Venegas, utilizando las propiedades petrofísicas, ubicación en el yacimiento y análisis PVT del pozo Ichalkil-2DL en el intervalo del Cretácico Medio (KM) que se encuentra a una profundidad de 4882-4942 m, cuyas características se muestran a continuación.

Datos para la aplicación del metodo de Pacheco " Calculo del tiempo y Gasto critico de un pozo que produce en la vecindad de una Falla conductiva"		
Radio del pozo	rw=,pies	0.35
Factor de volumen del aceite	Boi=	1.562
Compresibilidad del aceite	Co=(psi)	2.15E-05
Distancia entre el pozo y la Falla	df=,pies	656
Espesor del yacimiento	h=,pies	358
Permeabilidad en las fracturas	Kf=,md	3
Permeabilidad en la Falla	Kfc=,md	10
Viscosidad del aceite	μo=,cp	0.22
Porosidad de la Matriz	ϕm	0.06
Porosidad secundaria	ϕf	0.025
Porosidad de la Falla	ϕfc	0.015
Ancho equivalente de Falla	bfeq=,pies	15.42
Almacenamiento adimensional de Fractura	ω=	0.24
Coeficiente de flujo interporoso	λ=	3.81E-06
Compresibilidad Matriz	Cm	6.00E-06
Compresibilidad de la falla	Cf	2.40E-05
Compresibilidad Fm Naturalmente fracturada	Cff	3.60E-05
Saturación de Aceite de la Fractura	Sof	1.00E+00
Saturación de Aceite de la Matriz	Som	6.32E-01
Compresibilidad del agua	Cw	2.68E-06
Saturación del Agua	Sw	3.68E-01
Gasto de aceite	Qo	7.00E+03

Tabla 12. Datos para el cálculo de la irrupción del agua. (Fuente: Contratista)

La metodología establece el cálculo del tiempo adimensional de dos maneras, en función del gasto adimensional (1) y con el uso de las propiedades petrofísicas del yacimiento (2).

$$TfD(qD) = 256139.4812 + 2.9501e10^{8}\left(\frac{1}{qD}\right) + 9823.23\left(\frac{1}{qD}\right)^{0.1} \ldots\ldots\ldots (1)$$

$$TfD = \frac{kf}{(\phi Ct)f + (\phi Ct)m} * \mu o * rw^{2} * t = 57.83x108 \ldots\ldots (2)$$

Donde qD está definida por la ecuación:

$$qD = \frac{qo*\beta o*\mu o*[(\phi Ct)f+(\phi Ct)m]}{2*kf*rw*\phi e} = 0.05101$$

Y que a su vez hace uso de las dos siguientes ecuaciones:

$$(\phi Ct)f = \phi f * (Co * Sof + Cff) = 1.4375^{-6} \text{ psi-1}$$

$$(\phi Ct)m = \phi m * (Co * Som + Cw * Sw + Cfm) = 1.2345x10^{-6} \text{ psi-1}$$

Sumando las ecuaciones anteriores se tiene

$$(\phi Ct)f + (\phi Ct)m = 2.672x10^{-6}\ \text{psi-1}$$

Siguiendo el método propuesto, la ecuación para calcular el tiempo real en función del tiempo adimensional está definida por:

$$t = TfD * \frac{[(\phi Ct)f + (\phi Ct)m] * \mu o\ * rw^2}{kf}$$

$$TfD(qD) = 256139.4812 + 2.9501e10^8\left(\frac{1}{qD}\right) + 9823.23\left(\frac{1}{qD}\right)^{0.1}$$

$$TfD = \frac{kf}{(\phi Ct)f + (\phi Ct)m} * \mu o\ * rw^2 * t = 57.83x108$$

$$(\phi Ct)f = \phi f * (Co * Sof + Cff) = 1.4375^{-6}\ \text{psi-1}$$

$$(\phi Ct)m = \phi m * (Co * Som + Cw * Sw + Cfm) = 1.2345x10^{-6}\ \text{psi-1}$$

$$(\phi Ct)f + (\phi Ct)m = 2.672x10^{-6}\ \text{psi-1}$$

$$qD = \frac{qo*\beta o*\mu o*[(\phi Ct)f+(\phi Ct)m]}{2*kf*rw*\phi e} = 0.0510$$

$$dD = \frac{df}{rw} = 1874.28$$

$$t = TfD * \frac{[(\phi Ct)f+(\phi Ct)m]*\mu o\ *rw^2}{kf} = 138.8\ \text{meses}$$

El resultado muestra que la irrupción del agua con un gasto de 7000 bpd se presentaría en un tiempo de 139 meses, lo cual indica que el gasto propuesto no representa un riesgo bajo las consideraciones utilizadas.

No obstante, cada pozo deberá evaluarse independientemente para determinar el gasto crítico después de que se haya perforado y ejecutado un registro de producción.

Mecanismos de empuje.

El Área Contractual 4 con sus 2 campos, presenta una variedad de condiciones y presiones de yacimiento iniciales, sin embargo, para cada uno 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/pi);
- 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/pi) contra el Factor de Recuperación Fr (%); ambas cantidades se manejarán en porcentajes, e
- Identificar el mecanismo de empuje de acuerdo con el valor de Factor de Recuperación:

  - 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%

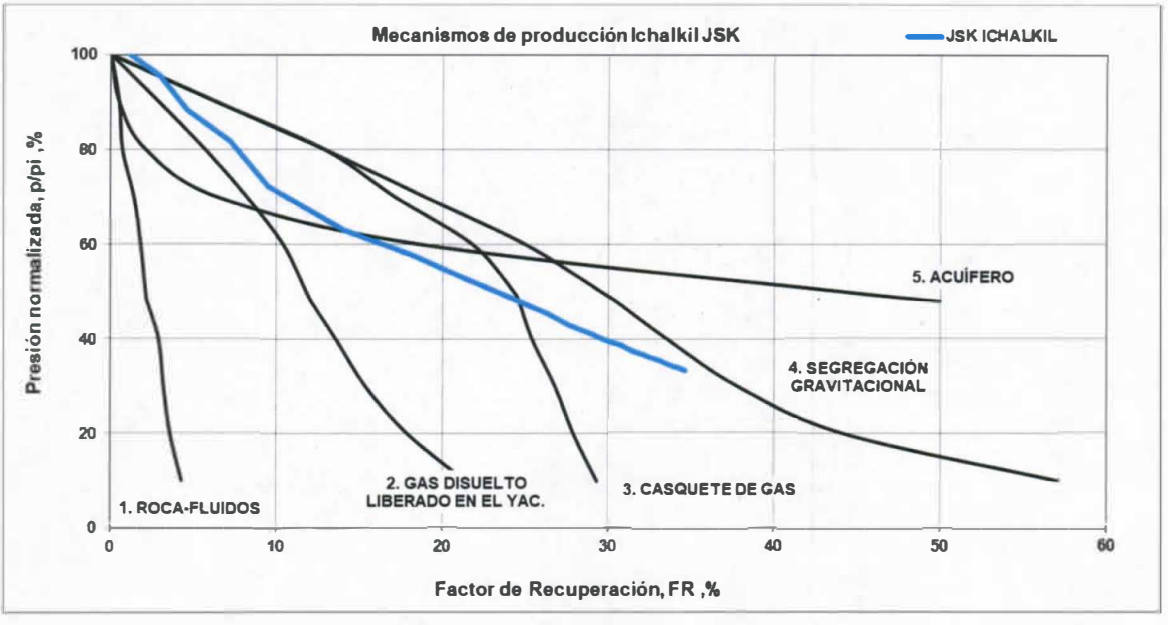


Figura 20. Factor de Recuperación por mecanismo de empuje para Ichalkil JSK. (comisión)

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

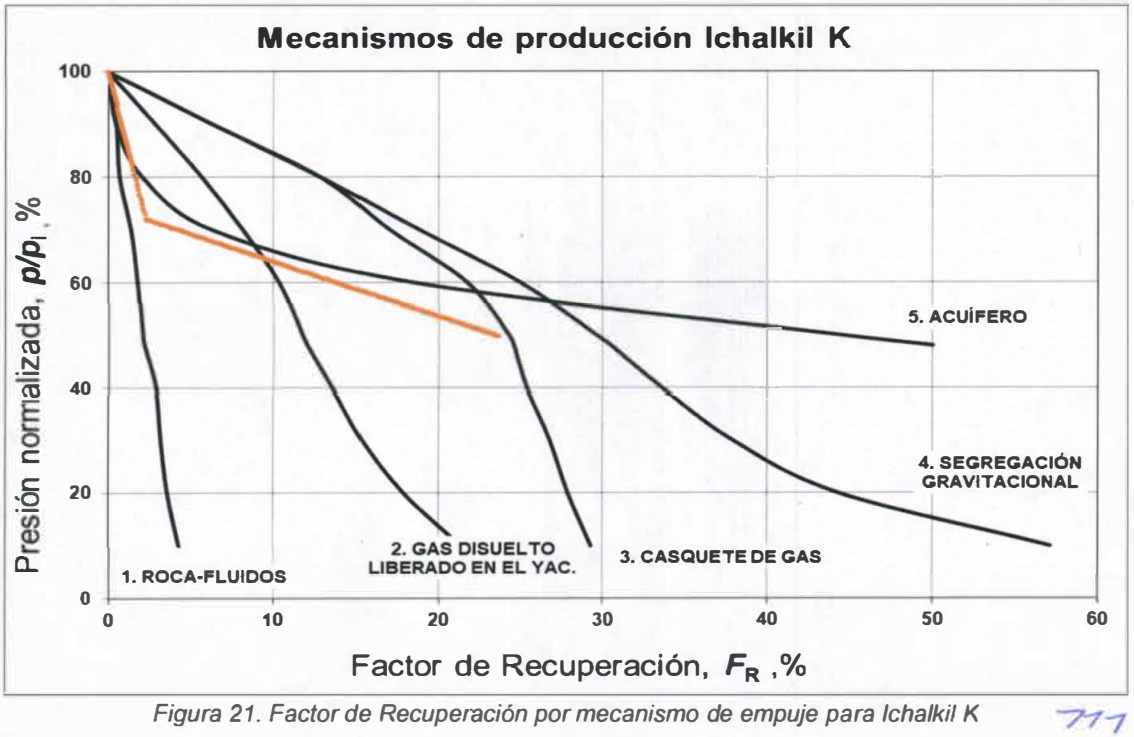


Figura 21. Factor de Recuperación por mecanismo de empuje para Ichalkil K

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

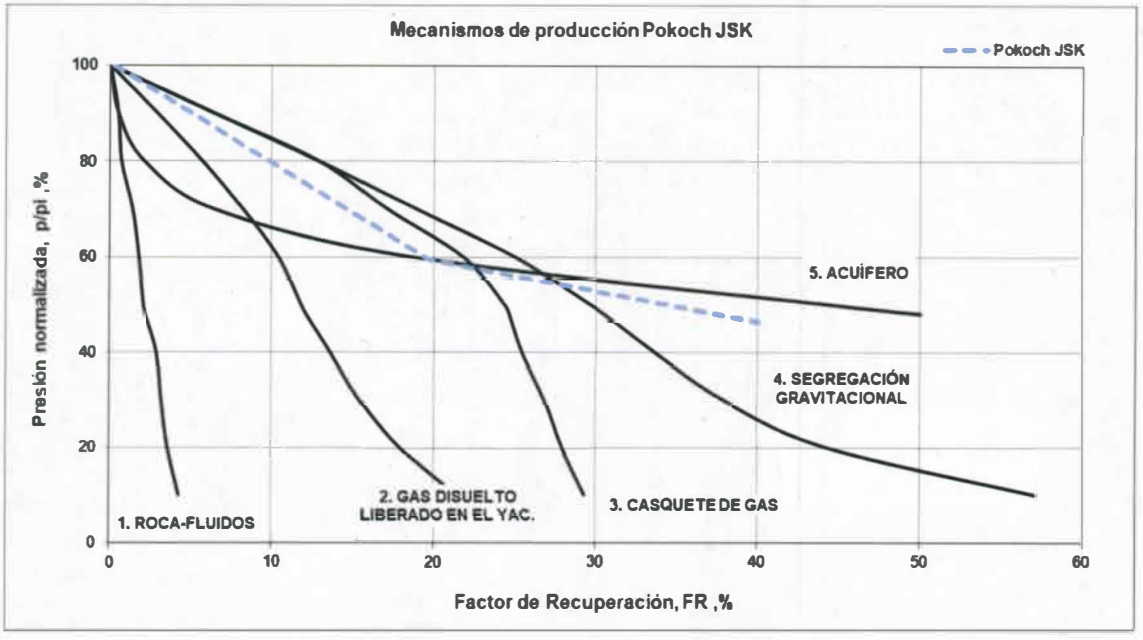


Figura 22.Factor de Recuperación por mecanismo de empuje para Pokoch JSK.

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

Para el yacimiento jurásico de Pokoch e Ichalkil se respetaron los campos análogos que el contratista presenta, ya que al analizarlos se encuentran aceptables para el tipo de yacimiento y muestran una caída de presión representativa para las características de este.

Respecto al yacimiento cretácico del campo Ichalkil, la comisión realizó un análisis técnico, para determinar campos análogos que sean representativos para el yacimiento, ya que los documentados por el Contratista presentan una tendencia de presión negativa al considerar el vaciamiento del yacimiento, respecto a la presión inicial al límite contractual.

La tendencia de presión seleccionada para realizar la curva de presión para el Bloque Ichalkil cretácico, fueron campos del Proyecto Chuc, cuyos Campos son Homol y Kuil, cuya presión Inicial fue de 318 kg/cm^2 y 295 kg/cm^2 respectivamente y las presiones de saturación son 236 kg/cm^2 y 275 kg/cm^2 , también como premisa se espera que el acuífero para dicho yacimiento sea activo y contribuya al mantenimiento de presión para poder recuperar las reservas existentes, por otra parte el Contratista deberá adquirir mayor información del yacimiento cretácico y realizar sus modelos de simulación, ya que como ha sido mencionado anteriormente en Cretácico no se conoce el contacto agua aceite y no se cuenta prueba de presión producción en el Bloque Oeste, además de los modelos estáticos y dinámicos que ayuden a la justificación del comportamiento presión producción de una manera más integral.

Aunado a lo anterior bajo el método de Maximino Meza se calcularon los índices de empuje, dicho método se basa en el comportamiento descendente del logaritmo natural de la presión contra la producción acumulada, los cambios en la pendiente representan los diferentes mecanismos de producción naturales del yacimiento.

A continuación se presentan las gráficas con el método mencionado.

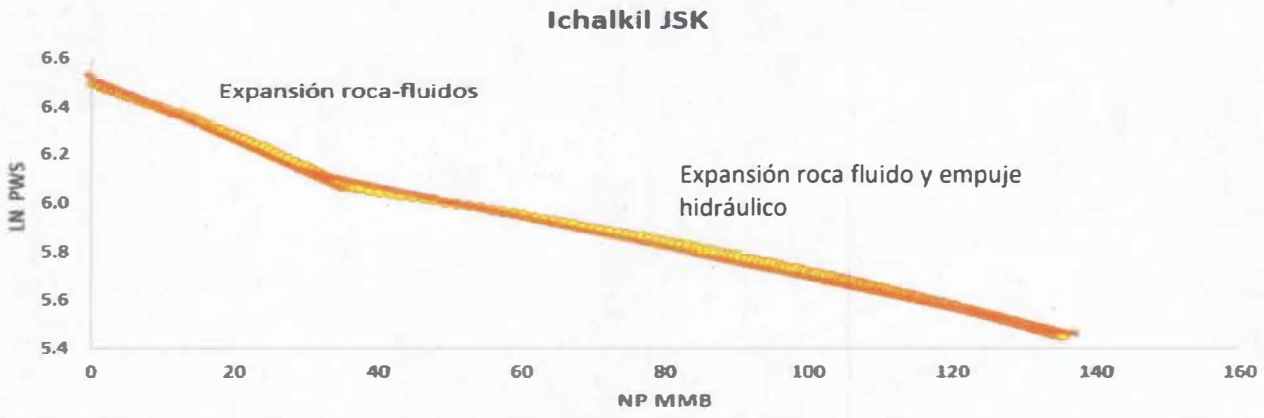


Figura 23. Índice de empuje Ichalkil JSK (metodología Maximino Meza) (Fuente: comisión)

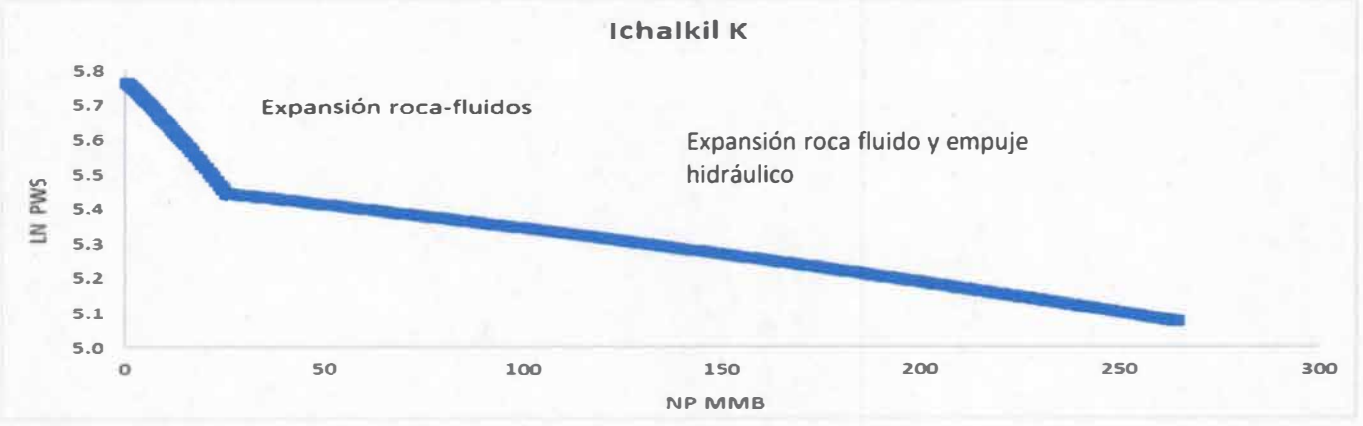


Figura 24. Índice de empuje Ichalkil K (metodología Maximino Meza) (Fuente: comisión)

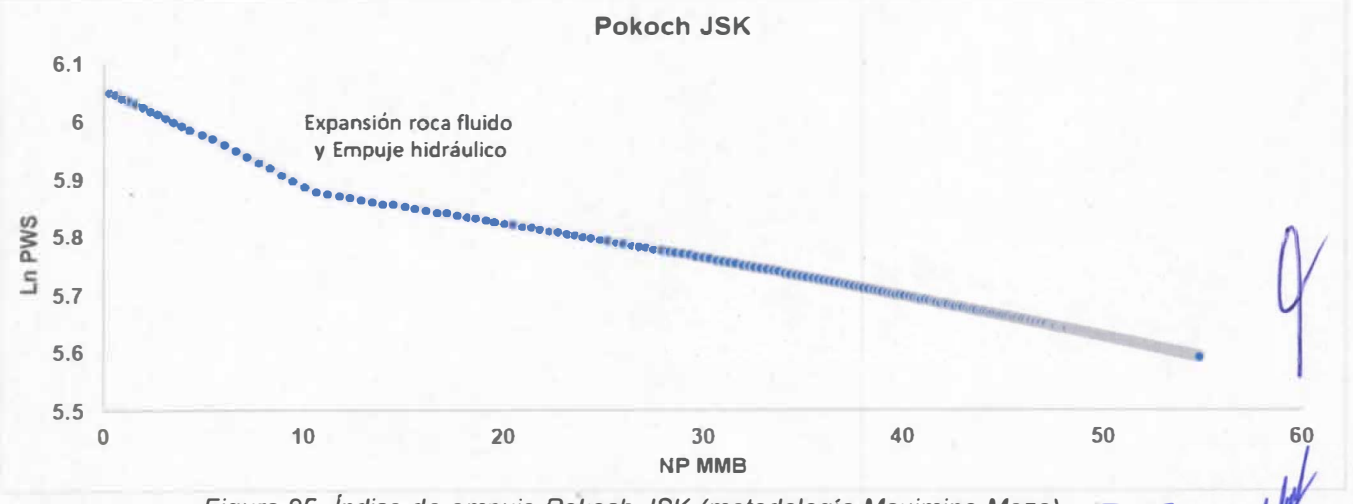


Figura 25. Índice de empuje Pokoch JSK (metodología Maximino Meza) (Fuente: comisión)

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 la recuperación final estimada de hidrocarburo (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 que es 1/m, de dicho cálculo resulta el Factor de Recuperación (Fr) en términos de Fr=EUR/Volumen original.

La tabla y los gráficos siguientes permiten entender el comportamiento de los yacimientos y calcular el Fr que pudiese alcanzar el yacimiento bajo el esquema de explotación actuales.

Yacimiento		EUR CNH[3]	Plan de Desarrollo 2P
Ichalkil K	EUR (MMbl)	333	265
	Fr (%)	30	24
Ichalkil JSK	EUR (MMbl)	143	135
	Fr (%)	36	34
Pokoch JSK	EUR (MMbl)	50	55
	Fr (%)	32	40

Tabla 13. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

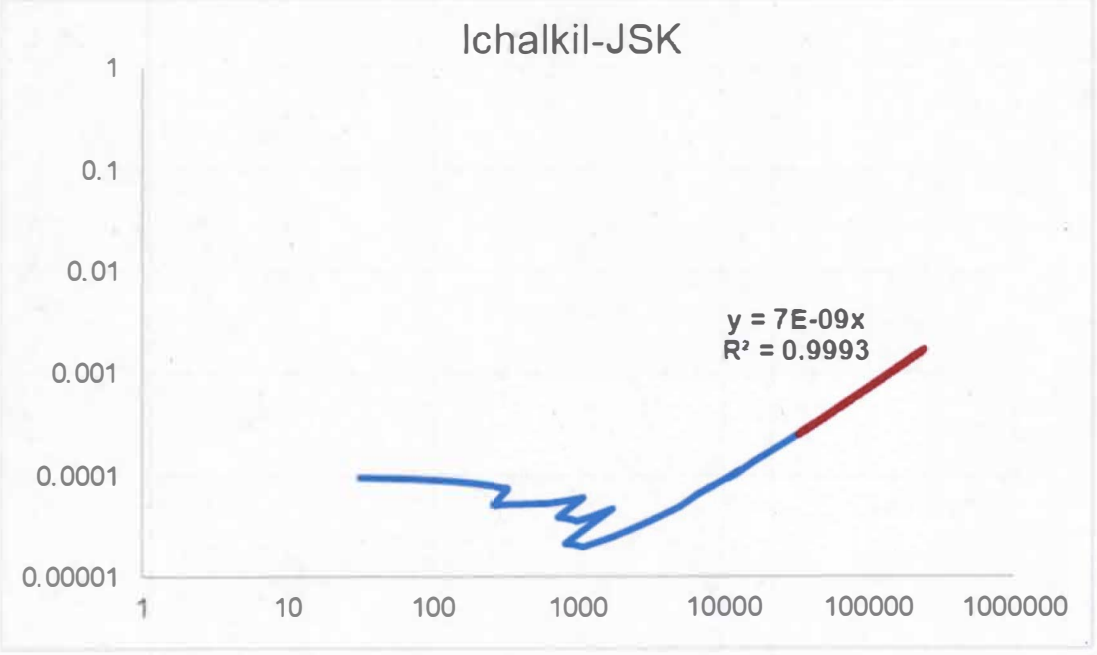


Figura 26. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso (Fuente: Comisión)

[3] Es importante mencionar que este calculo no considera el límite económico.

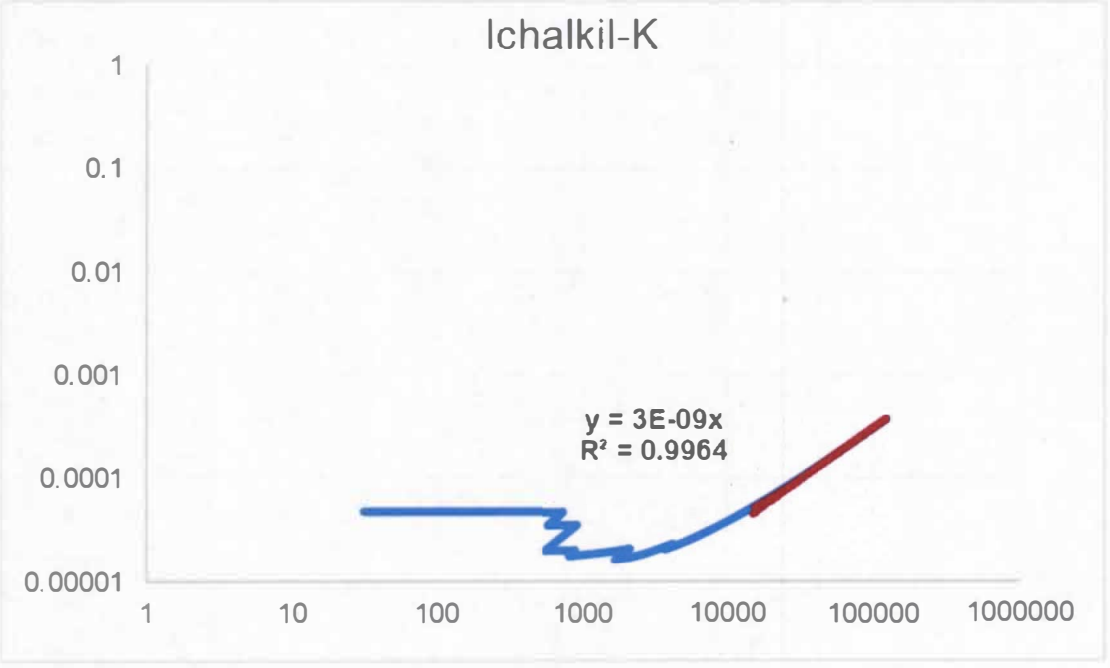


Figura 27. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso (Fuente: Comisión)

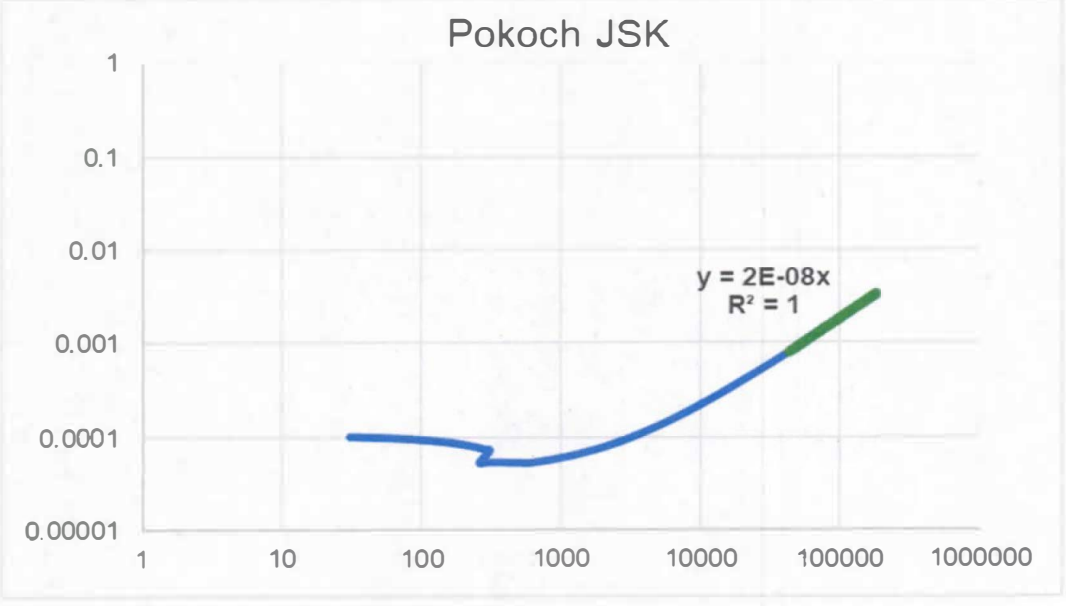


Figura 28. Análisis de EUR y Fr con metodología del gasto inverso.
(Fuente: Comisión con infonnación presentada por el Contratista.)

Recuperación Secundaria.

El contratista manifiesta que por el momento no cuenta con la información técnica suficiente para implementar un proceso de recuperación secundaria y se compromete a completar el estudio del beneficio de recuperación secundaria después de dos años de la primera producción, con un estudio detallado de la recuperación secundaria asistida por inyección de agua, compartiendo dichos resultados junto a la justificación para el caso de negocio con esta Comisión.
Respecto a lo anterior la Comisión establece que el Contratista deberá apegarse al transitorio Cuarto de los Lineamientos Técnicos de Recuperación Secundaria y Mejorada.

El plan de estudios será similar a los siguientes pasos propuestos Figura 29.

2019 hasta 2020

Estudios técnicos de producción.
Estudios de simulación de yacimientos.
Estudios de campo y de laboratorio útiles para el modelado de inyección de agua.
Identificar tecnología apta, como inyectores duales.

2021 hasta 2022

Ingeniería y estudios de costos.
Diseño y costo de los componentes necesarios para la inyección de agua incluyendo pozos de inyección de agua, plataforma, bombas, tratamiento de agua y ductos.
Calibración de los modelos.
Ajuste los modelos de simulación con datos de producción y presión.
Optimizar la colocación de los pozos de inyección utilizando simulación.
Verificar si todos los yacimientos son buenos candidatos para la inyección de agua.
Verificar si la inversión es justificada para uno o todos los yacimientos.
Comunicar resultados y planes a la CNH.

Actualmente se han realizado análisis preliminares de selección de métodos de recuperación secundaria y mejorada, los cuales son factibles de acuerdo con las características de los yacimientos, el modelo inicial de deposición y de la distribución de fractura de los yacimientos. Este estudio debe ser complementado con la nueva información proveniente del desarrollo de los pozos perforados en la Fase 1 (2 pozos adicionales en cada yacimiento).

Así mismo, se tiene contemplado hacer pruebas adicionales de laboratorio específicas para la definición de procesos de inyección de agua y una prueba de inyección en el yacimiento JSK con la finalidad de determinar los valores necesarios para el diseño de las instalaciones de superficie requeridas en la recuperación secundaria.

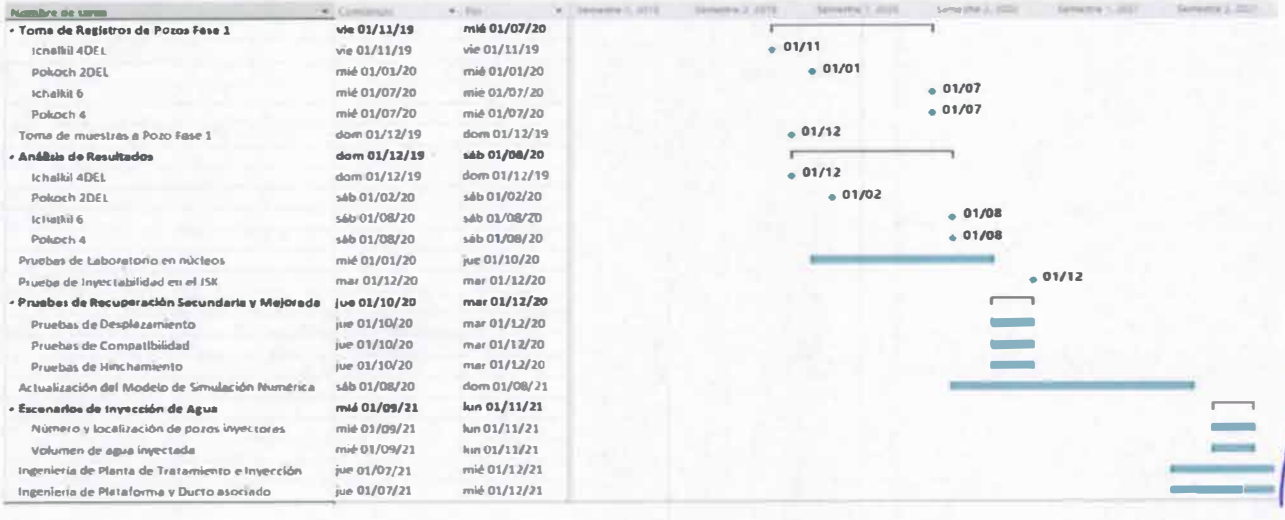


Figura 29. Cronograma para evaluar la implementación de recuperación secundaria (Fuente: Contratista)

Proceso de escrutinio de métodos aplicables para los yacimientos de los campos Ichalkil y Pokoch.

Al igual que en la mayor parte de los yacimientos heterogéneos sin historia de producción, los trabajos relacionados con procesos de recuperación secundaria y mejorada para los yacimientos de los campos Ichalkil y Pokoch, parten del análisis de los campos análogos en la región y del escrutinio de los diferentes métodos de recuperación secundaria de acuerdo con las características de los campos utilizados en el estudio (Screening).

La Tabla 14 presenta las características de los yacimientos de los campos Ichalkil y Pokoch, las cual será utilizada para ubicar los yacimientos análogos para el estudio y así obtener y justificar los métodos de recuperación secundaria aplicables.

Campo	Yacimiento	Profundidad (m)	Presión (kg/cm2)	Temperatura (°C)	Densidad	°API	Viscosidad (Mob, Cp)	Viscosidad (Moi, Cp)
Ichalkil	Cretácico	4870	321	155	0.8324	38.5	0.19	0.22
	Jurásico	5361	663	168	0.8017	45.0	0.09	0.13
Pokoch	Jurásico	4805	455	150	0.8324	38.5	0.43	0.60

Tabla 14 Características de los yacimientos (Fuente: Contratista)

Para la determinación de los métodos aplicables, se utilizó una matriz de selección que toma en cuenta cada método de recuperación, y los rangos de aplicación para cada propiedad. De manera que, al utilizar las características de cada yacimiento, se obtienen los métodos aplicables (***Figura 30***, ***Tabla 15***). En este ejercicio, el yacimiento JSK del campo Bolontiku se utiliza como análogo y se puede apreciar la aplicación de los mismos métodos de recuperación secundario.

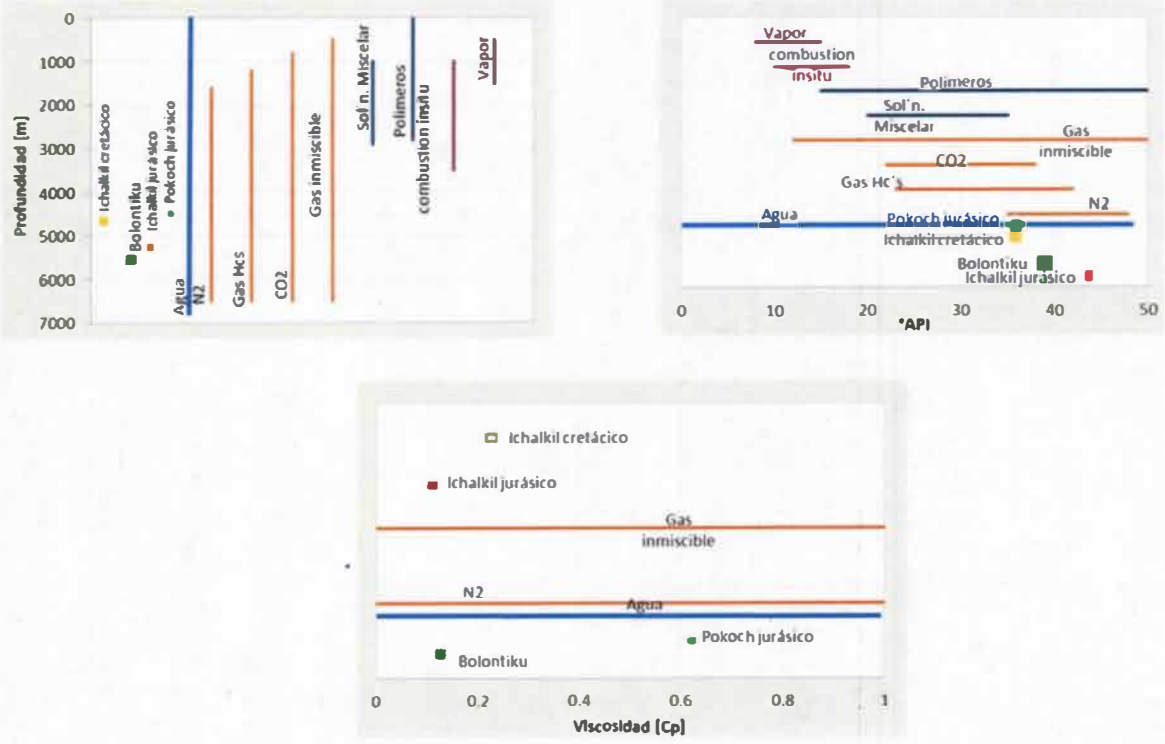


Figura 30. Determinación de métodos de recuperación secundario aplicables (fuente: Contratista)

En este primer análisis se concluye que para los yacimientos de los campos Ichalkil y Pokoch, es factible la implementación de los siguientes métodos de recuperación secundario.

Metodos aplicables					
Yacimiento	Agua	N2	Gas Hc	Gas Inmiscible	CO2
Ichalkil Cretácico	✓	✓	✓	✓	✓
Ichalkil Jurásico	✓	✓	✓	✓	✓
Pokoch Jurásico	✓	✓	✓	✓	✓
Bolontiku Jurásico	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 15. Métodos de recuperación secundario aplicables en los Yacimientos de los Campos Ichalkil y Pokoch (fuente: Contratista)

g) Actividad física

Las principales actividades físicas a ejecutar durante el desarrollo se pueden dividir en cuatro grupos principales: 1) las actividades de pozos, las cuales contemplan la perforación y terminación de los mismos, incluyendo también otras actividades como pruebas de pozos, cambios de BEC, etc. 2) las actividades correspondientes a los ductos, las cuales contemplan principalmente la construcción y tendido de los mismos, 3) las actividades correspondientes a la fabricación e instalación de las plataformas, las cuales contemplan cuatro plataformas, tres de perforación de pozos (Ichalkil-2DEL, Pokock-1DEL e Ichalkil-B) y una de producción (Ichalkil-A), de las cuales esta última será el Centro para el Procesamiento de la Producción y Exportación del gas y el crudo a los destinos de venta y 4) las actividades correspondientes a la construcción de tanques de recibo y almacenamiento, dentro de una nueva Terminal privada de almacenamiento y venta de crudo en tierra en el Puerto de Dos Bocas" a construirse por un tercero. Adicionalmente se ejecutará el acondicionamiento de la Plataforma existente Tumut-A para la recepción, separación y medición de los hidrocarburos durante la primera fase del desarrollo de los campos.
La actividad física de los campos Ichalkil y Pokoch a que se refieren los grupos antes listados, se resume en la siguiente Tabla 16.

Actividad Física	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Perforación, Intervención de Pozos y Pruebas																								
Pokocch-2 JKS			1																					
Recuperación Pokoch-1DEL JSK			1																					
Pokoch-3 JSK			1																					
Recuperación Ichalkil-2DEL JKS			1																					
Ichalkil-6 JSK				1																				
Ichalkil-8 JSK						1																		
Ichalkil-10 JSK						1																		
Ichalkil-22 Cretácico					1																			
Ichalkil-24 Cretácico						1																		
Ichalkil-26 Cretácico						1																		
Ichalkil-3 JSK								1																
Ichalkil-5 JSK								1																
Ichalkil-7 JSK								1																
Ichalkil-9 JSK								1																
Ichalkil-12 JSK								1																
Ichalkil-33 Cretácico								1																
Ichalkil-35 Cretácico									1															
Ichalkil-37 Cretácico									1															
Ichalkil-39 Cretácico									1															
Ichalkil-41 Cretácico										1														
Pruebas de Pozos (Equipos y servicios)			1					1																
Pozo Iny de agua residual					1																			
Reparación menor (cambio de BEC)									11		6	14	1	6	14	4	6	14	4	6	14	4	1	
Reparación mayor de pozos																	2			1				
Instalaciones/ Construcción																								
Plataforma ELM Pokoch 1DEL		1																						
Oleogasoducto de Pokoch-1DEL a Tumut-A		1																						
Plataforma ELM Ichalkil 2DEL		1																						
Oleogasoducto de Ichalkil-2DEL a Tumut-A		1																						
Plataforma de Proceso Octáoodo Ichalkil A					1																			
Oleogasoducto de Ichalkil-2DEL a Ichalkil-A.					1																			
Oleoducto de Ichalkil-A a Dos Bocas					1																			
Gasoducto de Ichalkil-A a CP Litoral A					1																			
Plataforma Octápodo Ichalkil B								1																
Oleogasoducto de Ichalkil A hasta Ichalkil B								1																
Reacondicionamiento y Proceso en Tumut-A		1																						
Instalación de almacenamiento y manejo en tierra				1																				
Abandono**																								
Abandono de Pozos																								21
Abandono de Instalaciones																								4
Abandono de Ductos																								6

Tabla 16. Actividad física programada (fuente: Contratista)

Infraestructura y ductos.

A continuación, se enlista la infraestructura necesaria para implementar las dos fases del Plan de Desarrollo del Área 4.

Infraestructura propuesta para la Fase 1:

- Plataforma de Perforación de Pozos Pokoch-1DEL tipo E.L.M. con tirante de 45 m
- Plataforma de Perforación de Pozos Ichalkil-2DEL tipo E.L.M. con tirante de 35 m
- Oleogasoducto de 16" Ø x 7.3 km de Pokoch-1DEL a Tumut-A
- Oleogasoducto de 24" Ø x 11.6 km de Ichalkil-2DEL a Tumut-A con V.F.P. para la interconexión de la plataforma Ichalkil-A futura
- Oleogasoducto de 16" Ø x 1.0 km de Ichalkil-2DEL a VFP de Ichalkil-A
- Equipo de proceso. Fase 1 separador remoto de etapa de separación en Tumut-A. La producción de la Fase 1, se envía a la plataforma Chuc-A para su separación y posterior envío en flujo segregado de aceite y gas hacia Pol-A. Para el manejo de esta producción, tanto las plataformas Chuc-A como Pol-A cuentan con la capacidad de manejo requerida.

Posteriormente, durante la Fase 2, en el escenario seleccionado, el aceite estabilizado será enviado desde la plataforma Ichalkil A, establecida como plataforma de proceso, hacia una terminal privada en tierra en el Puerto de Dos Bocas, Tabasco, utilizando un oleoducto de 24" x 122 km de longitud. La capacidad de bombeo a instalar es de 85,000 BPD de aceite operando al 75%. Por su parte, el gas separado en la 2ª etapa de separación se enviará a un módulo de compresión de gas tipo Booster, levantando la presión para mezclarse con el gas separado en la 1ª etapa para su envió al C.P. Litoral A como corriente independiente de gas por un gasoducto nuevo de 20" Ø x 25 km. La capacidad de compresión a instalar es para 143 MMPCD operando al 75%. Las capacidades, tipo y manejo por equipo, quedará definida finalmente en la ingeniería de detalle donde se establecerá la filosofía de operación de cada uno de los sistemas, (generación eléctrica, bombeo y compresión).

Infraestructura adicional propuesta para la Fase 2:

- Plataforma de Perforación de Pozos Ichalkil-B tipo Octápodo Reforzado
- Plataforma de Perforación de Pozos Ichalkil-A tipo Octápodo
- Oleogasoducto de 16" Ø x 4.7 km de Ichalkil-B a Ichalkil-A
- Oleoducto de 24" Ø x 122 km de Ichalkil A a Dos Bocas, Tabasco
- Gasoducto de 20" x 25 km de Ichalkil A al CP Litoral A
- Interconexiones para flujo de Pokoch 1 DEL a Ichalkil A
- Equipo de Proceso. Como obra electromecánica complementaria en la plataforma Ichalkil-A se colocarán dos etapas de Separación con el fin de quitarle al aceite el gas ocluido con el fin de garantizar una corriente de aceite estabilizado.
- Tanques de Almacenamiento en terminal privada en tierra en el Puerto de Dos Bocas, con capacidad de 750,000 bls.
- En la plataforma Ichalkil – A, un Separador de operación trifásico de primera etapa.
- En la plataforma Ichalkil – A, un Separador de operación trifásico de segunda etapa, con un Sistema de medición referencial de gas, un Sistema de medición referencial de crudo, un Sistema de medición de transferencia de agua congénita.
- Sistema de medición de gas a quemador
- En la Plataforma Enlace-Litoral A propiedad de PEMEX, se instalará un Sistema de medición fiscal de gas,

- Sistemas de medición de nivel en tanques
- Sistema de medición fiscal de crudo.

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, se observan en el Tabla 17.

Tecnología	Impacto
Sísmica del tipo Boadseis wide azimuth	Mejora la relación señal ruido para eventos subsalinos, mejora la iluminación de los yacimientos, mejora en la imagen sísmica migrada, mejora en el modelo de velocidades, los datos pueden ser utilizados para caracterización de fracturas, por el amplio rango de azimuth. La información recopilada será la base de actualización de los modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos y permitirá predecir el comportamiento de flujo de pozos para aprovechamiento y optimización de las instalaciones superficiales, maximizando el factor de recuperación en los yacimientos.
Diseños de pozos	Optimización de los asentamientos de TR´s permitiendo el uso de diámetros mayores de tuberías de revestimiento en las formaciones objetivo, facilitando las operaciones de terminación y el acceso a una TR de contingencia en la sección del Cretácico y Jurásico
Ampliadores hidráulicos de fondo	Con esto se amplía el agujero piloto; Esto en muchos de los casos elimina el viaje adicional que normalmente se realiza para ampliar el agujero piloto.
Registros LWD y monitoreo	Permite actualizar el Modelo Geomecánico en tiempo real, el cual permite ajustar la densidad del lodo de ser requerido y evitar problemas de estabilidad del agujero
Barrenas híbridas	Proporciona información en tiempo real sobre geomecánica y en consecuencia calibración del modelo de presión de poro.
Transmisión de parámetros de fondo por telemetría acústica	Facilita el proceso de toma de decisiones durante la terminación, lo que se refleja en ahorro de tiempo de equipo y por ende en reducción de costos
Modelo de depósito	La utilidad de este estudio es que ubica cada núcleo estudiado dentro de un modelo conceptual de Salt Roller en donde se describen con mucho detalle las facies encontradas.
Modelo de fracturas	Identificación los patrones de fracturamiento en los yacimientos Los resultados de este estudio serán aplicados en la optimización del espaciamiento y localización de pozos
Caracterización dinámica	Programa de Adquisición de información durante la terminación de los pozos que permitirá ir actualizando un modelo de caracterización dinámica que permita definir la zonificación del yacimiento,
Modelos de simulación de yacimientos	Generación de modelos de los tres yacimientos en el área contractual Ichalkil Cretácico, Ichalkil Jurásico y Pokoch Jurásico Información del comportamiento histórico de presión producción. Para lo cual se contará con un programa de aforos, muestreos y medición de presión de fondo con sensores permanentes.
Sistema artificial de producción de pozos	Debido a la baja presión y reducida permeabilidad de la formación Cretácico, Los pozos productores en esta formación serán terminados con el Sistema Artificial de Producción de Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

Tabla 17. Tecnologías por implementar en el Área Contractual 4.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador.)

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.

i) Aprovechamiento de gas

El Contratista, en cumplimiento de la Cláusula 5.2 del Contrato, presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en el Plan de Desarrollo en los términos establecidos por el artículo 22 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en el cual detalla que contará con la infraestructura necesaria para alcanzar la meta de 98% de aprovechamiento de gas, así como mantenerla a través de la ejecución de acciones de mantenimiento preventivo y predictivo de los equipos que manejarán el gas producido en el Área Contractual. Dicha meta de 98% de aprovechamiento, se alcanzará desde el primer año de producción y se mantendrá durante la vigencia del Plan de Desarrollo, con acciones como el autoconsumo y la venta del gas producido.

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 31.

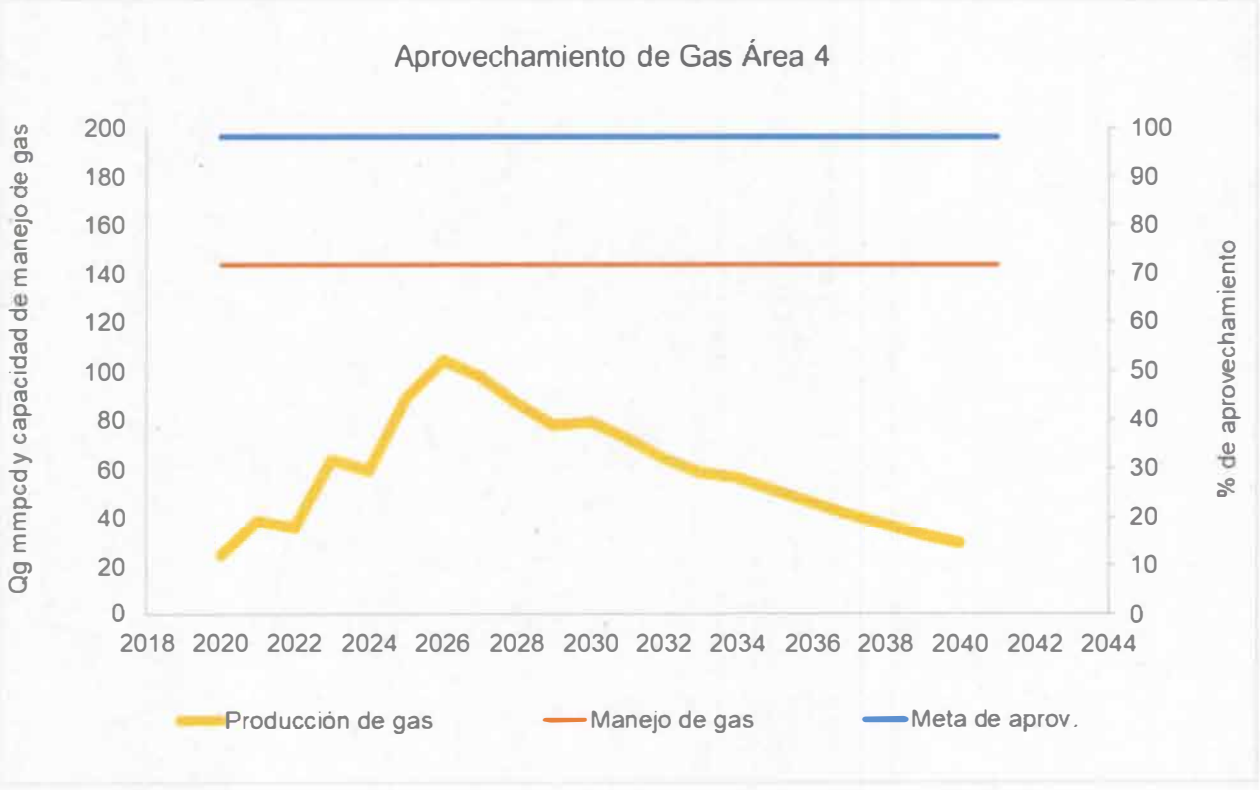


Figura 31. Aprovechamiento de gas, (Fuente: Comisión con información del Contratista)

El aprovechamiento de gas de los Campos que conforman el Área 4 estará basado fundamentalmente en la utilización del mismo para autoconsumo como gas combustible para generación eléctrica propia. La energía eléctrica se utilizará para el funcionamiento de las bombas de transferencia de aceite, bombas de inyección de agua, los módulos de compresión de gas de alta y baja presión, sistema de deshidratación y demás equipos de proceso para producción, manejo y venta del producto.

Así mismo, como parte del Plan de Desarrollo se tiene programado la instalación de un sistema artificial de producción para los pozos del campo Ichalkil y Pokoch, por lo que la energía también se utilizará para el funcionamiento del sistema de bombeo electrocentrífugo.

El Contratista deberá cumplir con el aprovechamiento del gas producido, evitando la destrucción del mismo durante la operación normal.

A continuación, se presenta el programa de aprovechamiento de gas de los tres primeros años de manera mensual presentado por el Contratista, (Tabla 18, Tabla 19 y Tabla 20).

Programa de Gas (MMPCD)	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Producción de gas	34.0	34.9	35.8	36.8	37.7	38.7	39.8	40.8	41.9	43.0	44.2	45.4
Autoconsumo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Transferencia	33.3	34.2	35.1	36.1	36.9	37.9	39.0	40.0	41.1	42.1	43.3	44.5
Gas Natural no Aprovechado	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9
% de aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0

Tabla 18. Programa de aprovechamiento de gas 2020 (Fuente: Contratista)

Programa de Gas (MMPCD)	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Producción de gas	63.1	62.9	62.8	62.7	62.6	62.5	62.4	62.3	62.3	62.3	62.3	62.3
Autoconsumo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Transferencia	61.8	61.6	61.5	61.4	61.3	61.3	61.2	61.1	61.1	61.1	61.1	61.1
Gas Natural no Aprovechado	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
% de aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0

Tabla 19. Programa de aprovechamiento de gas 2021(Fuente: Contratista)

Programa de Gas (MMPCD)	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Producción de gas	61.5	60.9	60.2	59.5	58.8	58.1	57.5	56.8	56.2	55.5	54.9	54.3
Autoconsumo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Transferencia	60.3	59.7	59.0	58.3	57.6	56.9	56.4	55.7	55.1	54.4	53.8	53.2
Gas Natural no Aprovechado	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
% de aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0

Tabla 20. Programa de aprovechamiento de gas 2022 (Fuente: Contratista)

De esta manera, el gas aprovechado anual por parte del Operador resultará Tabla 21 y Tabla 22

Programa de Gas (MMMPC/año)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de gas	14.40	22.83	21.13	30.52	49.61	52.31	46.28	39.73	34.63	31.59	28.56
Autoconsumo	0 .00	0.00	0.00	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65
Transferencia	14.11	22. 38	20.71	26.26	44.96	47.62	41.70	35.28	30. 29	27.31	24.34
Gas Natural no Aprovechado	0.29	0.46	0.42	0.61	0.99	1.05	0.93	0.79	0.69	0.63	0.57
% de aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0

Tabla 21. Programa de aprovechamiento de gas 2020-2030. (Fuente: Contratista)

Programa de Gas (MMMPC/año)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Producción de gas	25.07	23.14	21.11	19.09	17.18	15.40	13.80	12.30	11.03	8.62	0.14
Autoconsumo	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	3.65	0.07

Transferencia	20.92	19.03	17.04	15.06	13.19	11.44	9.87	8.41	7.16	4.79	0.07
Gas Natural no Aprovechado	0.00	0.46	0.42	0.38	0.34	0.31	0.28	0.25	0.22	0.17	0.00
% de aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0

Tabla 22. Programa de aprovechamiento de gas 2031-2041. (Fuente: Contratista)

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.

Autocosumo

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 prevé que parte del aprovechamiento de gas dentro del Área 4 estará basado fundamentalmente en la utilización del mismo para **autoconsumo como gas combustible para generación eléctrica propia** para atender los requerimientos ya antes mencionados.

De conformidad con las estimaciones realizadas, el Contratista requiere 10 mmpcd para generar energía abastecer el total de los consumos eléctricos, por lo cual en términos de la cláusula 14.1 del Contrato se utilizará para autoconsumo, hasta 10 mmpcd del gas producido dentro del área contractual.

Por otra parte, el Operador estima que la Relación Gas Aceite a producir en los pozos se ubicará en el rango referido Tabla 23.

Área Contractual 4	RGA pc/b
Ichalkil Cretácico	870
Ichalkil Jurásico	1951
Pokoch Jurásico	1290

Tabla 23. Máxima RGA (Fuente: Comisión con información del Contratista)

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

Cabe mencionar 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 ASEA o en la medida que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos ambientales previstos en la Normatividad Aplicable.

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

j) Medición de Hidrocarburos

El área Contractual 4 se encuentra ubicada geográficamente en aguas someras de las Cuencas del sureste, en tirantes de agua con profundidades de entre 35 a 45 metros. Abarcando una superficie de 58 km², en la que se encuentran los campos de Ichalkil y Pokoch. El Campo Pokoch fue descubierto con la perforación del pozo Pokoch-1 en el año 2004, por su parte el Campo Ichalkil en el año 2005 con la perforación del pozo Ichalkil-1.

Derivado de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015 de los Campos Ichalkil y Pokoch y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de

Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

Los Puntos de Medición en donde se realizará la medición de los hidrocarburos producidos en los Campos Ichalkil y Pokoch, son propuestos por el Contratista en dos Fases o Etapas durante la vigencia del programa de Desarrollo, en la primera para el caso del Petróleo y el Gas Natural, es propuesto en la Plataforma Tumut-A con Sistemas de Medición másico tipo Coriolis a la Salida del Separador que será instalado en la misma. Para la segunda etapa y para el caso del Petróleo producido, propone Sistemas de Medición másico tipo Coriolis a la Salida de Tanques de Almacenamiento en una terminal privada en el Puerto de dos Bocas, misma que estará completamente a disposición del Contratista y la producción del Área Contractual; para el caso del Gas Natural en esta segunda etapa propone el CP-Litoral A, con Sistemas de Medición másico tipo Coriolis, donde se medirá la producción total proveniente de Ichalkil-A y en condiciones de calidad para comercialización, haciendo hincapié en el aviso que realizará a la Comisión previo a la entrada de la segunda etapa de acuerdo a lo programado.

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

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

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

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Petróleo el Contratista propone como medición Operacional los Sistemas de Medición ubicados en los separadores durante la primera etapa del proyecto, en las Plataformas Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL, los cuales son de tecnología de Medición tipo másico Coriolis y Medidor Multifásico (como flexibilidad operativa). Ambas plataformas contarán con el mismo esquema. Así también propone para la Medición Fiscal en la etapa I, los Sistemas de Medición aguas abajo de la separación en la Plataforma Tumut-A, en donde la tecnología de medición será un Medidor de flujo másico tipo Coriolis. Y para la etapa II los sistemas de Medición Operacional continuarán siendo separadores pero del tipo convencional con medidores del tipo turbina para la medición de Petróleo, aunado a la medición en la plataforma Ichalkil-B, en donde de igual manera propone el mismo esquema de medición; para esta etapa la medición de referencia, se llevara a cabo en la plataforma Ichalkil-A a la salida del proceso de separación, en donde utilizarán medidores de flujo másico tipo Coriolis para finalmente enviar la producción al Sistema de Medición Fiscal que será ubicado en instalaciones terrestres, esto en una terminal de Almacenamiento y Medición en donde de igual manera utilizarán Sistemas de Medición del tipo másico Coriolis para la cuantificación del Petróleo producido en condiciones de calidad.

Medición de Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Gas Natural el Contratista propone como medición Operacional los Sistemas de Medición ubicados en los separadores durante la primera etapa del proyecto, en las Plataformas Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL, los cuales son de tecnología de Medición del tipo presión diferencial con Placa de Orificio y medidor Multifásico (como flexibilidad operativa). Ambas plataformas contarán con el mismo esquema. Así como propone para la Medición Fiscal en la etapa I, los Sistemas de Medición aguas abajo de la separación en la Plataforma Tumut-A, en donde la tecnología de medición será un Medidor de flujo másico tipo Coriolis. Y para la etapa II los sistemas de Medición Operacional continuarán siendo separadores pero del convencional con tecnología de Medición del tipo

presión diferencial con Placa de Orificio para la el Gas Natural, aunado a la medición en la plataforma Ichalkil-B, en donde de igual manera propone el mismo esquema de medición; para esta etapa la medición de referencia, se llevara a cabo en la plataforma Ichalkil-A a la salida del proceso de separación, en donde utilizarán medidores de flujo másico tipo Coriolis para finalmente enviar la producción al CP-Litoral-A, al Sistema de Medición Fiscal que será ubicado en instalaciones que son propiedad de PEMEX pero dicho Sistema de Medición será manejado, operado y administrado por el Contratista; en donde de igual manera utilizarán Sistemas de Medición del tipo másico Coriolis para la cuantificación del Gas Natural producido en condiciones de calidad.

Medición de Condensado

Para el manejo de los Condensados, el Contratista no considera la medición de condensados, durante la etapa I y etapa II ya que el Campo no es considerado productor de condensados, sin embargo, los pocos condensables en la corriente de Gas serán estimados en base a la API MPMS 14.5 y AGA 2145.

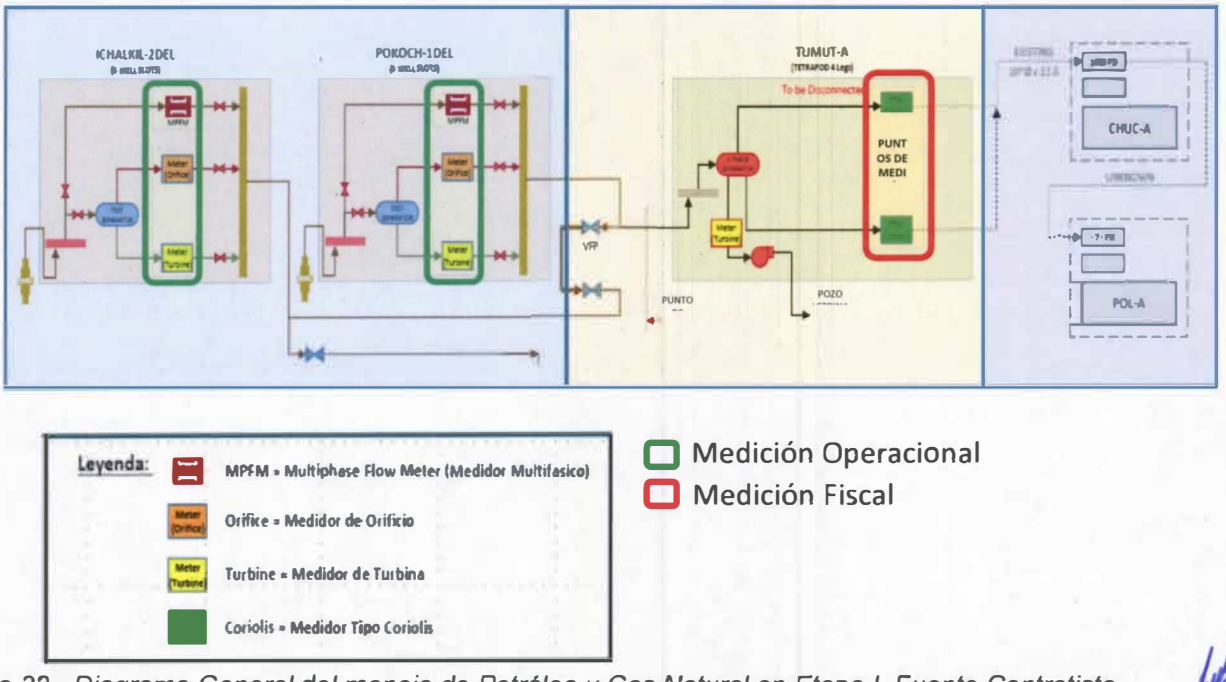


Figura 32.- Diagrama General del manejo de Petróleo y Gas Natural en Etapa I. Fuente Contratista.

FASE 2

FIELDWOOD ENERGY

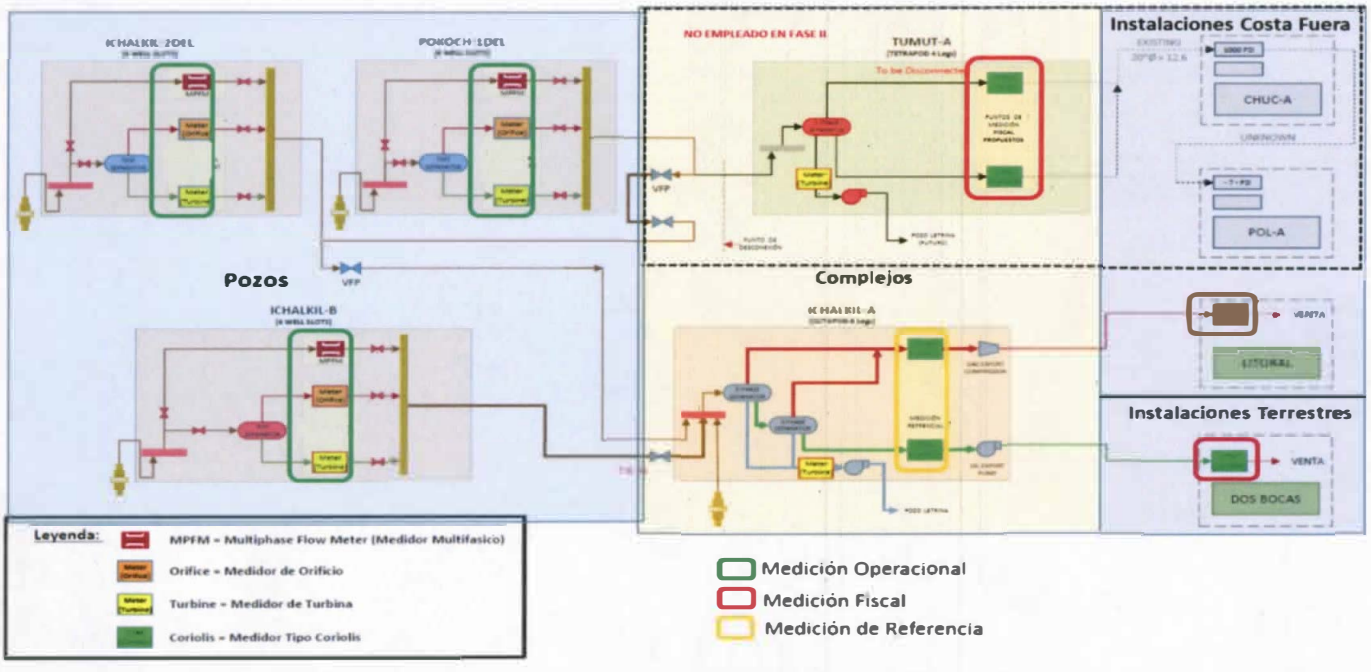


Figura 33.- Diagrama General del manejo de Petróleo y Gas Natural en Etapa II. Fuente Contratista.

a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista: Fieldwood...ergy E&P México, S. de R.L. de C.V.
No. de Contrato o Asignación: CNH-R01-L02-A4/2015
Nombre de la Asignación o Área Contractual: Ichalkil y Pokoch
Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo

CNH
Comisión Nacional de Hidrocarburos

No.	Artículo de los LTMMH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMMH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	Plantea la construcción e instalación de Plataformas para la explotación de los campos Ichalkil y Pokoch, del Tipo Estructura Ligera Marina para recuperación de pozos delimitadores Ichalkil 2DEL y Pokoch 1DEL. Así como la correcta descripción del manejo de los hidrocarburos desde la extracción hasta el Punto de Medición Fiscal.	Como parte de los anexos, se encuentran programas calendarizados con fechas de instalación y puesta en marcha de las Plataformas.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	Se propone para la medición fiscal, en dos fases; Fase I en Plataforma TUMUJI A, con medidores de flujo másico tipo Coriolis para la medición de Gas Natural y Petroleo y en donde se podran realizar la Venta y entrega de los hidrocarburos. Fase II, Para el Petroléo el Punto de Medición estará instalado en una terminal de Almacenamiento de caracter privada, en donde se propone la medición con medidores de Flujo másico tipo Coriolis acordes al flujo estimado de producción y venta. Para el Caso del Gas Natural El Punto de Medición propuesto será en la CP Litoral A (propiedad de PEMEX) donde el Sistema de Medición sera de tecnología de Flujo másico Tipo Coriolis, siendo Fieldwood el encargado de operarat, mantener y administrar en todo momento.	Los Puntos de Medición Propuestos por el Contratista, cumplen con el Mecanismo de Medición de acuerdo a la información presentada y evaluada.
3	42, fracción I	Política de Medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMMH	SI	El Contratista presento un amplio documento para atender la Política de Medición, pero principalmente menciona bajo que principios y Estandares nacionales e internacionales se compromete a llevar a cabo las buenas practicas en materia de Medición y atención a la actual regulación.	Basada en las mejores practicas internacionales, asi como un estandar para la Gestión de los Sistemas de Medición; Deberá presentar posteriormente un programa calendarizado con fecha estimada de implemenetación y comunicación al Interior previo a la entrada de actividades.
4	42, fracción II	**Procedimientos:**				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	SI	Presento un programa calendarizado para la elaboración y atención de los procedimientos de Mantenimiento aplicables a los Sistemas de Medición y los elementos que lo integran para el manejo de los Hidrocarburos de los campos Ichalkil y Pokoch.	Se evaluo un programa calendarizado para presentar los Procedimientos entre abril y septiembre de 2019, propuesto por el Contratista.
		• Confirmación Metrológica		SI	Presento un programa calendarizado para la elaboración y atención de los procedimientos de Confirmación Metrológica aplicables a los Sistemas de Medición y los elementos que lo integran para el manejo de los Hidrocarburos de los campos Ichalkil y Pokoch.	Se evaluo un programa calendarizado para presentar los Procedimientos entre abril y septiembre de 2019, propuesto por el Contratista.
		• Elaboración de balance		SI	Presento un programa calendarizado para la elaboración y atención de los procedimientos de Elaboración de Balance aplicables a los Sistemas de Medición y los elementos que lo integran para el manejo de los Hidrocarburos de los campos Ichalkil y Pokoch.	Se evaluo un programa calendarizado para presentar los Procedimientos entre abril y septiembre de 2019, propuesto por el Contratista, por lo que deberá de presentar dichos procedimientos de balance correspondientes a la Fase I.
		• Calibración de los Instrumentos de medida		SI	Presento un programa calendarizado para la elaboración y atención de los procedimientos de Calibración de los instrumentos de medida aplicables a los Sistemas de Medición y los elementos que lo integran para el manejo de los Hidrocarburos de los campos Ichalkil y Pokoch.	Se evaluo un programa calendarizado para presentar los Procedimientos entre abril y septiembre de 2019, propuesto por el Contratista.
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas (DTI's, isométricos), se deberá incluir un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	SI	Presenta diagrama general de las instalaciones en donde es manejado, Procesado y medido el hidrocarburo producido.	Adicionalmente presenta la descripción del manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta los puntos de medición propuestos, para la producción de los hidrocarburos producidos en los Campos Ichalkil y Pokoch.
6	42, fracción IV	Ubicación de los Instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMMH	SI	Presenta un programa calendarizado con las actividades de entrega de las ubicaciones de las instalaciones y de los Sistemas de Medición que serán instalados para la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual.	Al ser instalaciones o infraestructura que se encuentra en construcción, no se presentó una ubicación actualmente de los Sistemas e Instrumentos de Medición.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia en sitio o bien los a utilizaren caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMMH	SI	Al no contar aun con los sistemas de medición para las nuevas plataformas del Área de Asignación, el Operador no cuenta aún con los diagramas correspondientes, sin embargo presentó el programa de actividades relacionado para su elaboración y presentación.	Se incluye el programa calendarizado con un periodo de elaboración de diciembre de 2018 a noviembre 2019.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	El operador declara que para esta Área Contractual no compartira el Punto de Medición con algún otro Operador Petrolero.	No Convergen corrientes de algún otro Operador Petrolero en el mismo Punto de Medición.

9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Presenta los programas relacionados para el cumplimiento de la implementación de los MM´s	El Operador deberá imformara la Comisión del avance en la implementación
10	42, fracciónVIII	Incertidumbre de medida	Se debera dar cumplimiento al capitulo VI de los LTMMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	Presento un programa de atención con fechas calendarizadas para la presentación de presupuestos de incertidumbre de los Sistemas de Medición involucrados en el recorrido de los hidrocarburos.	Presentar los presupuestos conforme a lo indicado en el "Programa de entrega de modelos de incertidumbre de medida" indicados en el Anexo C9. Los cuales deberán cumplir con el soporte correcto de acuerdo a la variable estimada.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMMH.	Si	Presento un programa de atención y presentación de la información, con fechas en donde se enviará información a la Comisión	El Contratista se Compromete a enviar la información de la evaluación económica en donde se vea reflejado el impacto ecnonómico que tendran los sistemas de Medición para mantener o disminuir los valores de incertidumbre como parte de las caracteristicas metrológicas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora deregistro	Deberá dar cumplimiento al articulo 7, fracción IV articulo 10, articulo 42 fracción X, articulo 50	Si	El Operador propone la implementación de la bitacora de registro para los sistemas de Medición fiscal, referencial y transferencia, los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos de los Campos Ichalkil y Pokoch, haciendo mención de una vez instalados los sistemas de Medición operacional implementara el programa de la bitacora de registro.	Se identifica la plena intención de ir elaborando la bitacora de registro durante la implementación de los Sistemas de Medición y los mecanismos de Medición. Debera informar a la Comisión el estatus de la Bitacora de Registro en el periodo indicado en el programa calendarizado del anexo C8.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al articulo 58	Si	Presenta el programa con fechas calendarizadas para realizar diagnósticos metrológicos en los Sistemas de Medición que serán instalados en los Campos Ichalkil y Pokoch.	El Contratista deberá informar a la Comisión del avance en el programa, asi como de los resultados de los Diagnósticos metrológicos, de acuerdo con el programa calendarizado del anexo C12.
14	42, fracciónXII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluirel organigrama y CV´s del personal involucrado en la medición, asi como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Presenta evidencia de las competencias tecnicas del Responsable Oficial, incluido el Poder Notarial; las personas relacionadas con las actividades de medicion aun no son seleccionadas, pero presenta un programa de atención para dar atencion plena a la fracción.	Adicionalmente presenta un programa de capacitación del personal ,con temas basicos en Medición para complementar las competencias técnicas del personal que se verá involucrado en los Sistemas de Medición.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los articulos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	No	El Contratista propone los indicadores de desempeño para los sistemas de Medición fiscal, referencial, transferencia y operacional de sus instrumentos de medida, los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos del Campo Ichalkil y Pokoch.	El Contratista presento un programa de entrega de indicadores de desempeño, sin embargo estos no cumplen en su totalidad ya que no se logró identificar todas las variables de control que influyen en los Sistemas de Medición de Petróleo y Gas Natural y que dan cumplimiento a los articulos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33. Por lo que deberá considerar la implementación de las mismas dentro del programa calendarizado del Anexo C14 y presentar en los tiempos indicados.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al articulo 9. incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Presenta las credenciales y el puesto en la organización, a James L. Zeringue.	Sin Observación
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tuberia, verificaren diagramas.	Si	Se presento un programa calendarizado de la entrega de los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición.	En caso de existirderivaciones fisicas en el sitio y de no verse reflejadas en los diagramas presentados, estas deberan tener el control y registro correcto y regisytrado en la bitacora del Sistema de Gestión
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemetricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	El operador manifiesta que contará con sistemas telemetricos en las plataformas y los sistemas de Medición,de nuevaconstrucción.	Deberá realizar y enviar un programa calendarizado para la atención del Articulo, una vez que tenga definido el sistema telemetrico.
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el articulo 28 de los presentes	Si	En cuanto a la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Contratista manifiesta el cumplimiento a lo establecido en el articulo 28, asi como la metodologia para su determinación en el Punto de Medición y su asignación hacia el Área.	El Contratista, debera informar de la calidad del Petróleo y Gas Natural en los Puntos de Medición, una vez iniciada la fase I, y estadeberáestar garantizada de acuerdo a lo presentado en el Plan de Desarrollo y en cumplimiento con el Articulo 28 de los LTMMH.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y fisicas que no permitan alteraciones, asi como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para ala aplicación, de acuerdo a lo indicado para instalar en cada Sistema de Medición	El operador deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador en base a la normatividad aplicada al mimo y llevar el registro dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones. Y enviar a la Comisión el aviso previo a la instalación de los Sistemas de Medición.

21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Indica que presentará información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los sistemas de medición, una vez instalados y calibrados.	Deberán ser parte en todo momento de sus SGM e identificar de manera correcta la completa validez de los resultados, sustentando en todo momento la trazabilidad de las mediciones.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permante. En	Si	No menciona en específico las características de los patrones instalados en el Punto de Medición, pero si los contempla.	El Operador deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumetricos o del tipo que este sea, en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Indica el manejo y disposición del agua resultante del proceso de extracción, separación y deshidratación.	Utilizara medición dinámica para la medición de agua resultante de los procesos.
24	24	De la medicion multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podra justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Presenta dentro del documento el uso de medidores multifásicos en las plataformas del área Contractual, como flexibilidad de medición.	Sin Observación

Tabla 24. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual 4 Ichalkil y Pokoch, la Dirección General de Medición manifiesta que, el Contratista presento la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con los establecido en los LTMMH, además que de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

b. Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.018/2019 de fecha 18 de enero de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-009 con fecha del 22 de enero de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista para el Área Contractual de los Campos Ichalkil y Pokoch, manifestando que: "...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por los Contratistas permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área asociada al contrato referido, de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por esa Comisión".
Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Contratista cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

k) Comercialización de Hidrocarburos

El Operador propone en su Plan de Desarrollo la intención de llevar a cabo las labores de comercialización mediante la implementación de dos etapas. La primera de ellas implica la interconexión de las plataformas de pozos Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL a la plataforma Tumut-A; en lo que respecta a la segunda etapa, ésta se caracteriza por contar con 2 plataformas adicionales, la Ichalkil-A y la Ichalkil-B, todas las plataformas de producción se interconectarán con la plataforma Ichalkil-A para el proceso de la producción del Área Contractual.

Durante la primera etapa la producción se entregará al Estado en la plataforma Tumut-A. En la etapa subsecuente el Operador Petrolero contempla varias opciones para la entrega de la producción al Estado, particularmente para el gas se contempla el envío a Centro de proceso Litoral-A o el Centro de proceso Pol-A; por su parte el petróleo será enviado a instalaciones en tierra propiedad de un tercero.

Se espera que la primera etapa dure hasta el año 2022 y la segunda se ejecute desde 2023 hasta 2041, durante la segunda etapa se espera una producción máxima de 104 MBPD de petróleo y 143 MMPCD de gas.

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 I.6.3 y I.6.7, de la sección 2. *Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*, de la *Guía para los Planes de Desarrollo de Hidrocarburos* (Anexo II de los Lineamientos).

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

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

I.1 Programa de Inversiones

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.

I.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:

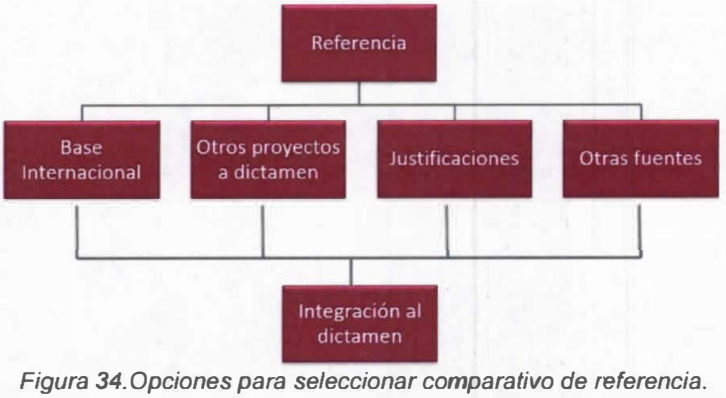


Figura 34.Opciones para seleccionar comparativo de referencia.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

De acuerdo con las alternativas presentadas en la *Figura 34* 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.

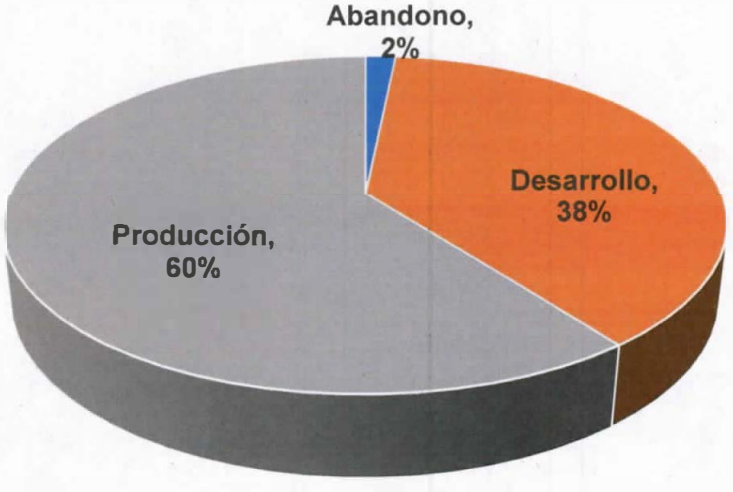
El intervalo de confiabilidad se establece con base en la recomendación de una compañía internacional especializada en Costos, conforme al siguiente criterio:

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.

I.1.2 Descripción de las inversiones programadas

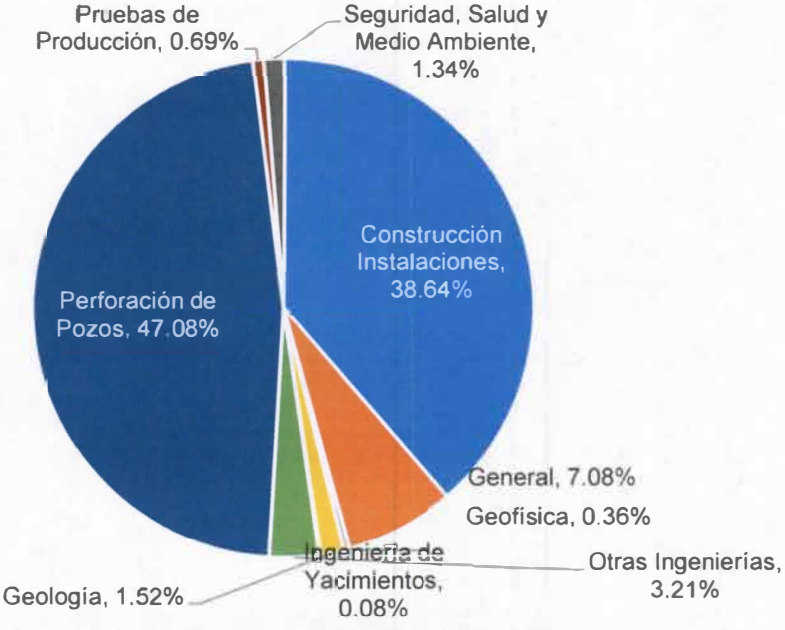
El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente al Plan de Desarrollo; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes 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 7581.8 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.



$ 7,582 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 35. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera. (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

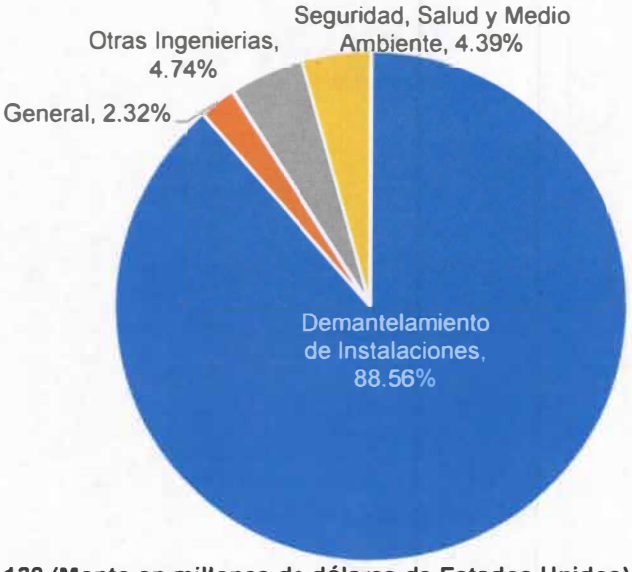


$ 2,882 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 36. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo. (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

$ 4,579 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 37. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción. (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



$ 120 (Monto en millones de dólares de Estados Unidos)

Figura 38. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Desarrollo	Construcción Instalaciones	**1114**	9	244	41	330	358	2	105	23	0	0	0
	General	**204**	18	22	17	24	25	19	21	21	18	18	0
	Geofísica	**10**	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
	Geología	**44**	1	4	2	3	7	3	8	7	5	2	0
	Ingeniería de Yacimientos	**2**	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	**93**	6	26	22	23	6	5	5	0	0	0	0
	Perforación de Pozos	**1357**	0	111	145	45	243	136	186	263	169	57	0
	Pruebas de Producción	**20**	0	0	2	0	0	0	0	18	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	**39**	1	4	6	6	6	6	3	3	3	3	0
Producción	Ductos	**1584**	0	0	50	100	96	58	70	89	111	91	97
	General	**518**	0	0	6	6	7	11	11	13	16	19	29
	Geología	**5**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	Ingeniería de Yacimientos	**2**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Intervención de Pozos	**1082**	0	0	0	0	0	65	0	43	97	13	47
	Operación de Instalaciones de Producción	**1298**	0	0	34	52	47	53	53	57	61	62	76
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	**90**	0	0	1	1	1	1	4	5	4	4	5
Abandono*	Desmantelamiento de Instalaciones	**106**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	General	**3**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	**6**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	**5**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		**7582**	35	413	327	591	797	360	467	543	485	271	254

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Desarrollo	Construcción Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	General	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Geofísica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Geología	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ingeniería de Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perforación de Pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pruebas de Producción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ductos	77	88	71	80	64	76	59	70	54	65	49	60	10
	General	30	30	31	32	32	33	34	34	35	36	36	37	0
	Geología	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0
	Ingeniería de Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Intervención de Pozos	104	34	50	109	37	79	116	39	70	122	41	17	0
	Operación de Instalaciones de Producción	64	65	65	66	78	66	65	64	63	80	64	63	1
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	0
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	General	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		281	222	223	292	217	259	280	212	229	309	197	183	11

Tabla 25. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera (Montos en millones de dólares de Estados Unidos).
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

I.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, para las actividades de Desarrollo y Producción, de conformidad con lo establecido en el apartado i.1.1 anterior. Los resultados de tal análisis se presentan a continuación:

Figura 39. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Desarrollo.
((Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

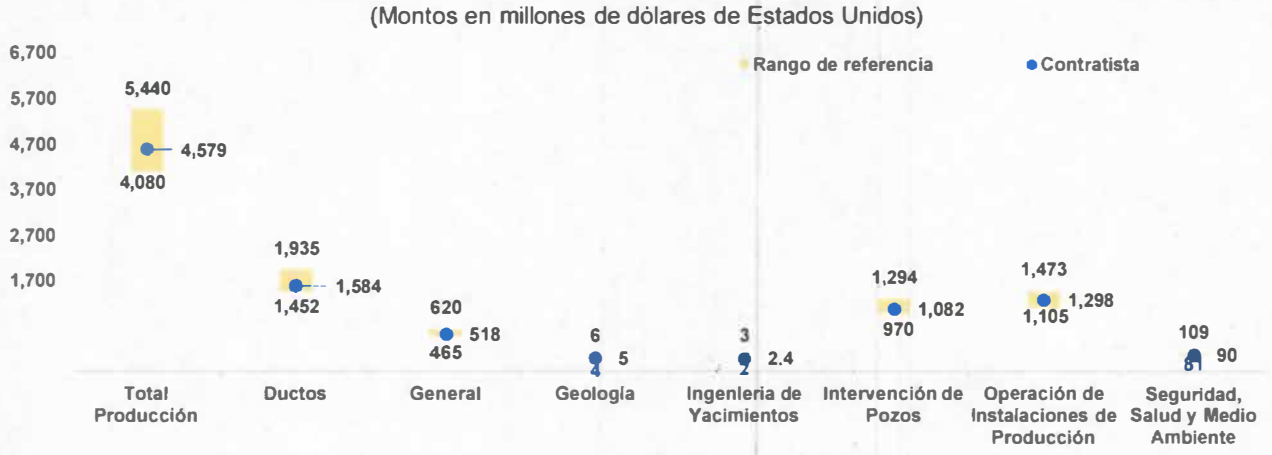


Figura 41. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Producción.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Figura 42. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Abandono.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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.

I. 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.

I.2.1 Descripción de la evaluación económica de la Comisión

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 547 MMbpce[4]. Esta DGEEE, considera los parámetros presentados en la Tabla 49 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	74	%	
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 26. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado[5]	Unidad
VPN	7,394	580	mm USD
VP Inversión	2,228	2,228	mm USD
VPN/VPI	3.3	0.3	Adimensional
TIR	Indeterminada	16.9	%

Tabla 27. Indicadores económicos.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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

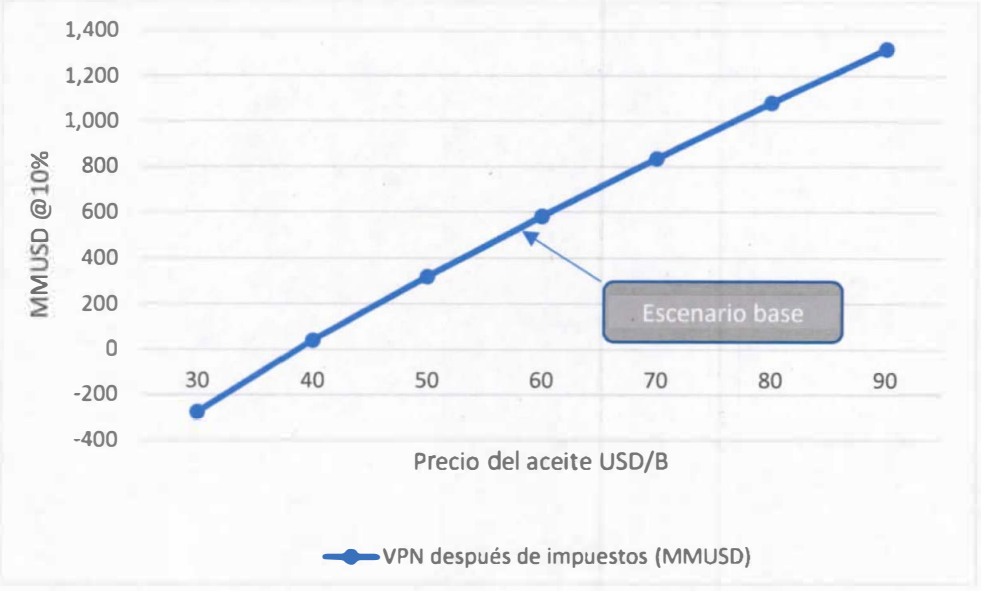
Utilizando las mismas premisas y flujos, a continuación, se discuten los factores de riesgo asociados a la viabilidad económica del proyecto.

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

a. Precio del aceite

En la Figura 44 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 16.9 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 38.7 dólares.

[4] Considerando los perfiles de producción presentados por el Contratista a partir de 2019: 453 mmb y 563 mmmpc.
[5] Regalías básicas de confonnidad 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.



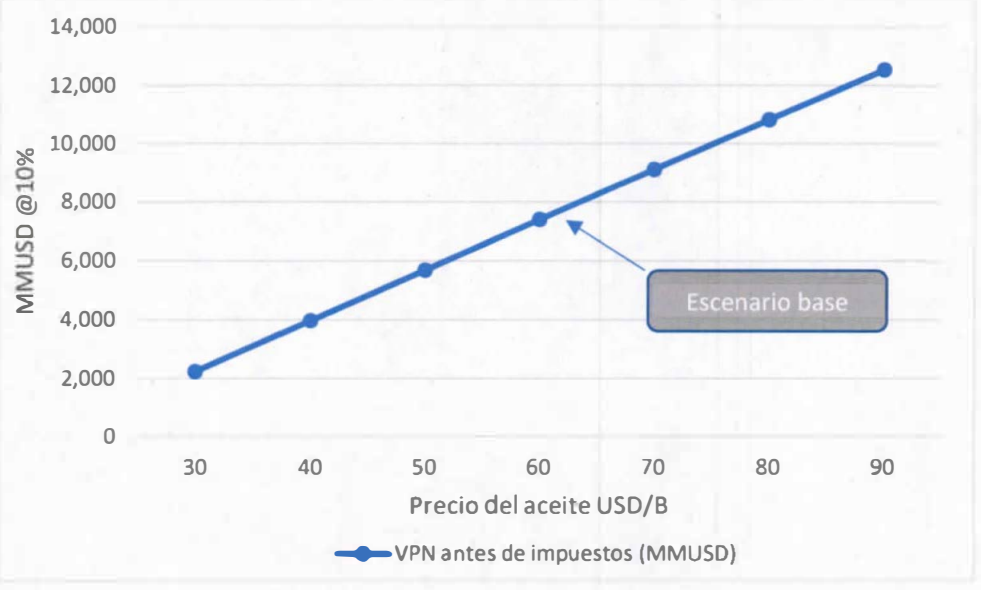


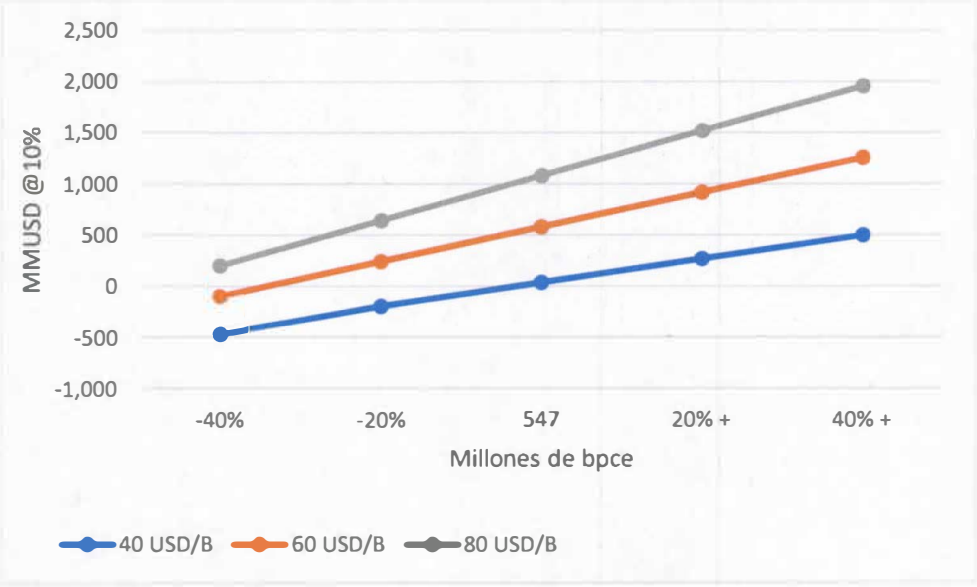
Figura 44. Valor presente esperado a favor del Contratista vs. Precio del aceite. (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

b. Volumen de hidrocarburos

En la Figura 45 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 40 USD por barril y la superior a 90 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 392 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 198 MMbpce.

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



Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado

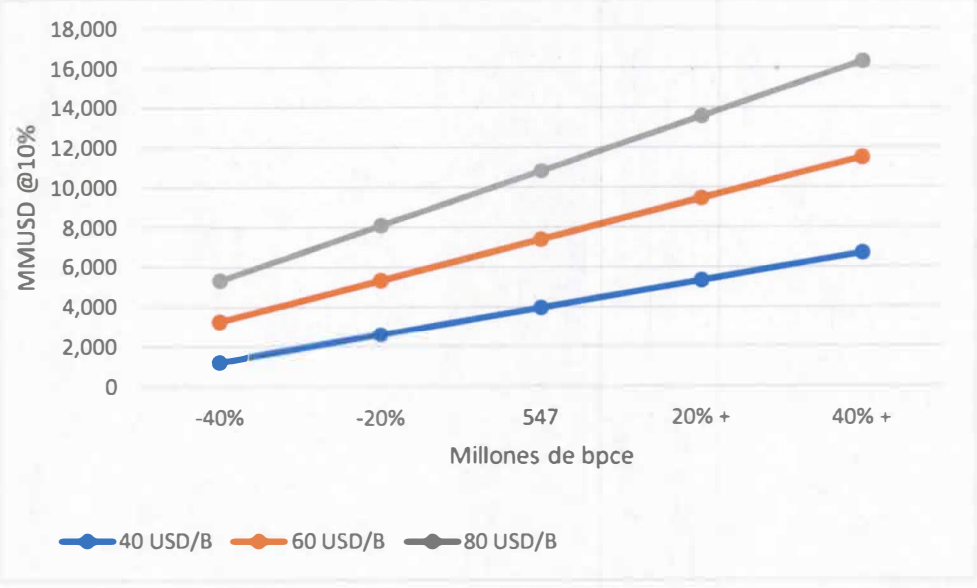
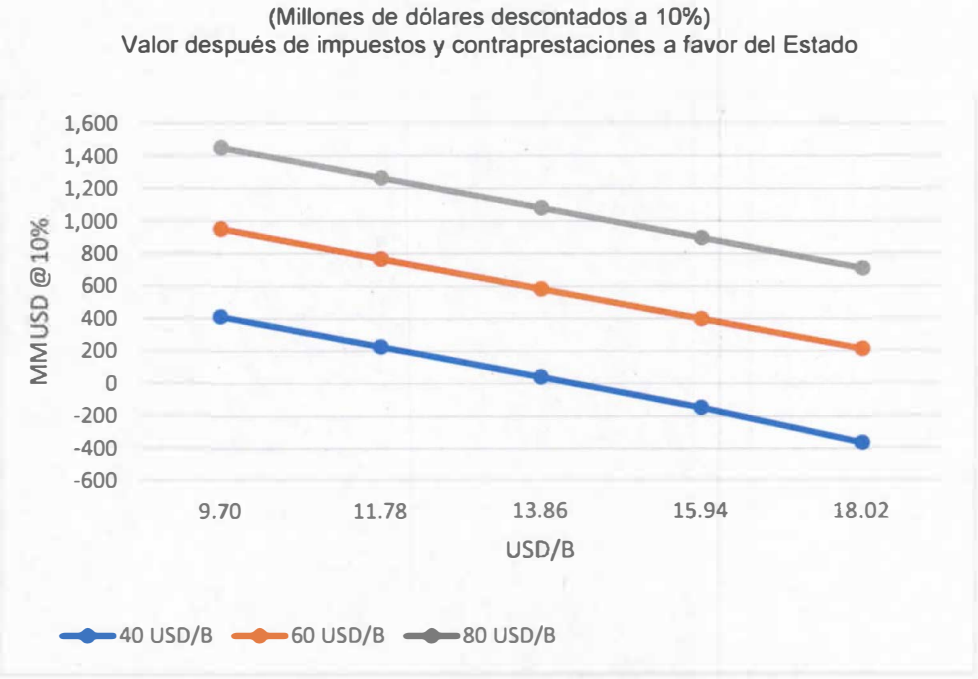


Figura 45 .Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

c. Costos

En la Figura 46 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 con el eje horizontal. La línea continua superior representa las estimaciones asumiendo un precio de 80 USD por barril. La línea continua inferior representa las estimaciones asumiendo un precio de 40

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.



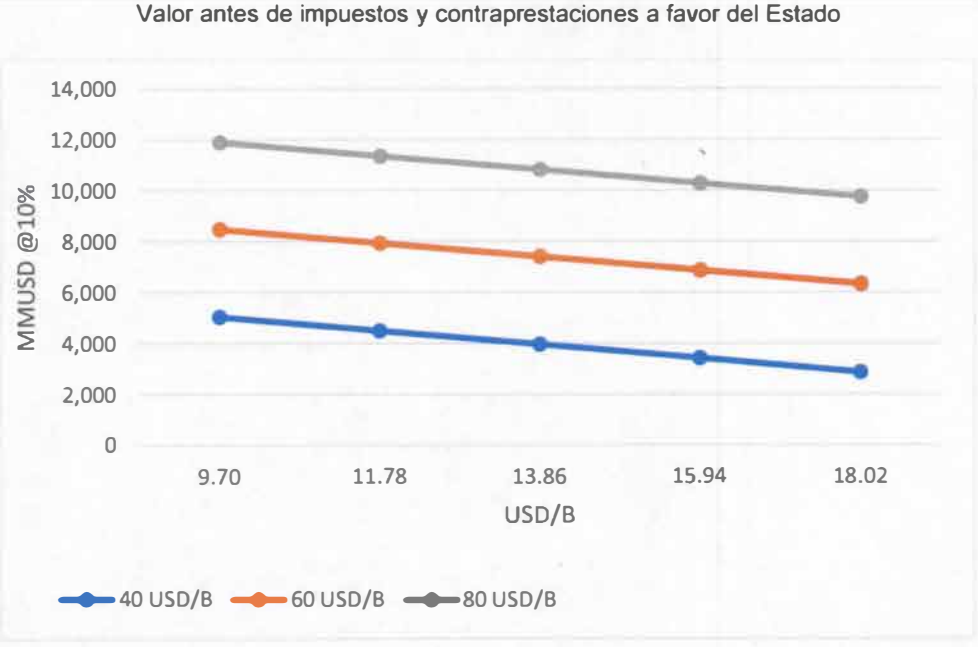


Figura 46 . Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Los resultados anteriores, muestran que de realizarse incrementos en los costos por hasta 47%, 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.

m) Abandono

En cumplimiento de la Cláusula 17.1, el Contratista ha establecido en el Plan de Desarrollo una secuencia operativa consecutiva de abandono (Figura 47) 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.

Abandono de pozos

El abandono de los pozos de acuerdo con el plazo contractual de 25 años se realiza al finalizar el agotamiento de las reservas de hidrocarburos, considerando que esta ocurre, una vez que se llegue al límite económico redituable entre lo que produce y los costos de operación.

Durante el desmantelamiento se levantará un inventario de todo el material, equipo y accesorios que componen el equipo de producción, con la finalidad de iniciar con la recuperación de los equipos que puedan ser reutilizados, siempre y cuando cumplan con las especificaciones y su estado físico sea aceptable, para que se dispongan en otras instalaciones petroleras. Las estructuras que no puedan ser reutilizables serán consideradas para su baja, que realizará su proceso de desincorporación.

En el caso de abandono de los pozos se cumplirán los aspectos ambientales que establece la NOM-149-SEMARNAT-2006, que incluye las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas.

Para el taponamiento de pozos, se aislará la formación productora y se colocarán 3 tapones de cemento definitivos, dejando cimas aproximadamente a 3,000, 1,500 y 150 m; adicionalmente se cortarán y recuperarán las tuberías de revestimiento cementadas hasta la profundidad de 100 m y se instalará un tapón de cemento a nivel del lecho marino, de esta forma queda el pozo taponado en forma definitiva.

Abandono de plataformas

Al término de la vida útil de cada una de las plataformas, se realizará una evaluación para determinar su grado de corrosión y el desgaste en sus accesorios, tubería y equipos, quedando sujeta su operación a los requerimientos de explotación y uso, bajo las premisas de realizar las reparaciones necesarias, si es que la explotación continúa; esto con la finalidad de garantizar condiciones adecuadas de las instalaciones, reducir los riesgos para el personal y el medio ambiente.

En caso de que la explotación no continúe, la sección de superestructura se desmantela para el retiro y recuperación de elementos de subestructura y los pilotes; los equipos de proceso, y otros accesorios, que estén en condiciones para su uso, se reutilizarán en otras instalaciones de la región. Se seccionará la subestructura de los pilotes de cimentación desde su base, y al igual que la superestructura (rejillas, soportaría, barandales y escaleras), se considerarán como chatarra y se trasladarán a tierra para su disposición.

Abandono de ductos

Al concluir el tiempo de operación de los ductos, será desmantelada la tubería instalada en las plataformas, como son los elementos que integran el ducto ascendente y la curva de expansión, estas secciones se envían al proceso de desincorporación.

El corte y taponamiento del ducto, que se realiza para las líneas enterradas, se conectará a las trampas de diablos para realizar una corrida con el fin de desalojar el fluido contenido, que es depositado en una embarcación con un contenedor para los residuos. Posteriormente se llenará el ducto con agua de mar para dejarlo lleno y pueda soportar la presión externa; y por último, se colocan los tapones soldados al inicio y fin del ducto y se abandona en el fondo de lecho marino.

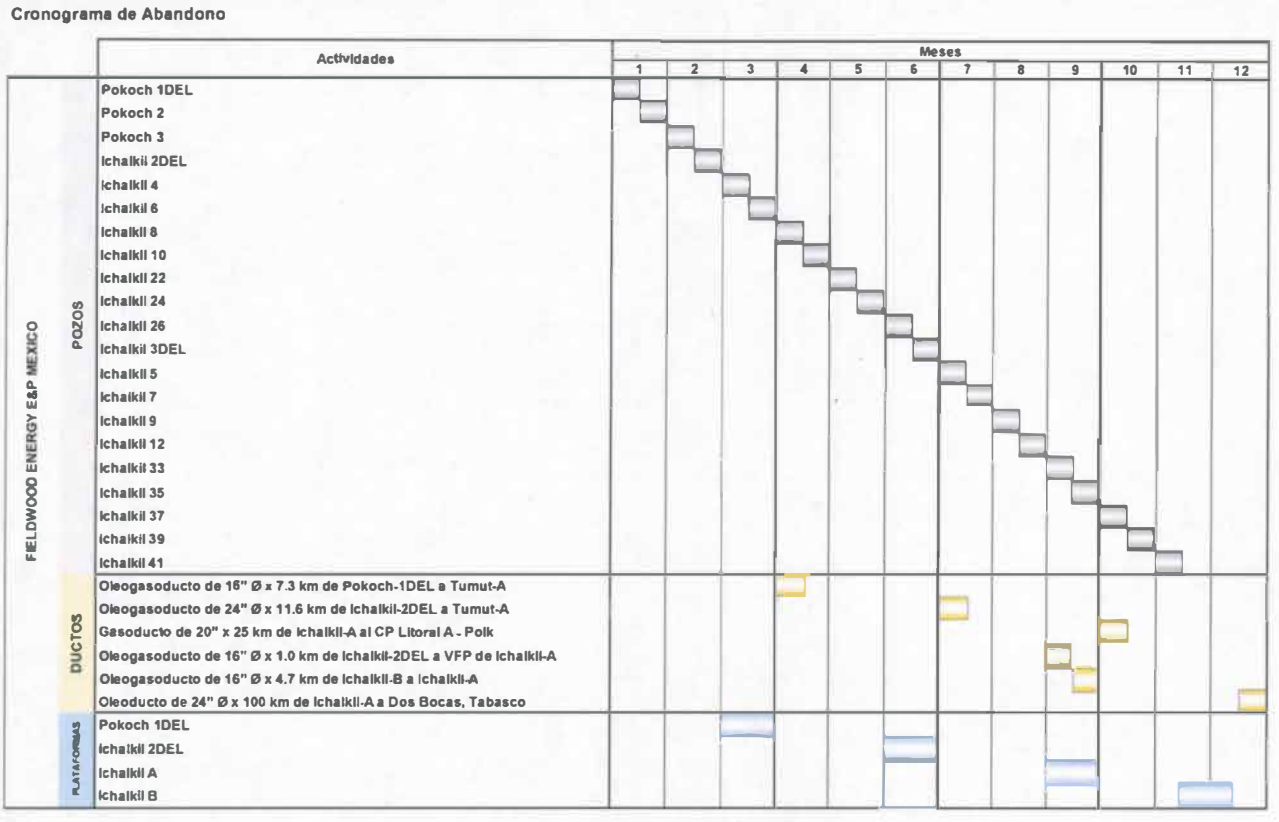


Figura 47. Cronograma de abandono (fuente: Contratista)

La estimación del presupuesto para llevar a cabo las actividades de Abandono, realizada por Fieldwood, S. de R.L. de C.V. resultó en un total 120.1 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 28); 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)										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	2.5	4.0	3.8	6.5	6.2	9.4	10.8	10.2	9.2	8.3	8.3

Año (mmUSD)										Aporte Total
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
7.7	6.9	6.3	5.8	5.2	4.4	3.7	0.9	0.0	0.0	120.1

Tabla 28. Aporte anual al Fideicomiso de Abandono

(Fuente: Información presentada por Fieldwood Energy, S. de R.L. de C.V.)

n) 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
Cláusula 5.1 Notificación de Continuidad de Actividades	SI
Cláusula 5.2 Plan de Desarrollo	SI
Cláusula 11.8 Punto de Medición	SI
Cláusula 14.1 Hidrocarburos de Autoconsumo	SI
Cláusula 17.1 Requerimiento Programa	SI
Cláusula 18.3 Contenido Nacional	SI
Cláusula 18.5 Capacitación y Transferencia de Tecnología	SI
Anexo 9 Contenido Mínimo al Plan de Desarrollo.	SI

Tabla 29. Cumplimiento Contractual.

Uso compartido de infraestructura

Respecto a la nueva infraestructura de desplazamiento y logística de hidrocarburos sin procesar, fuera del área contractual, el Contratista planea llevar a cabo el análisis de mercado correspondiente, a fin de detectar las posibles necesidades de capacidad adicional de la infraestructura proyectada.

Lo anterior, en estricto cumplimiento del Anexo 13 del Contrato de Producción Compartida.

Dicho análisis de mercado el Contratista Planea llevarlo a cabo a más tardar en el mes de enero de 2019, manteniendo informada a la Comisión del resultado correspondiente.

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.

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 30 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	$TP = \left(\frac{\text{TPreal} - \text{TPplan}}{\text{TPplan}}\right) \times 100$	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	$TRP = \left(\frac{TRP\text{real} - TRP\text{plan}}{TRP\text{plan}}\right) \times 100$	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	$TEPDI = \left(\frac{Pozos\ delimitadores\ exitosos}{Total\ de\ pozos\ delimitadores}\right) \times 100$	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	$TEPD = \left(\frac{Pozos\ desarrollo\ exitosos}{Total\ de\ pozos\ desarrollo}\right) \times 100$	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	$TER = \left(\frac{Reparaciones\ exitosas}{Total\ de\ reparaciones}\right) \times 100$	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	$DRMA = \left(\frac{\text{RMAreal} - \text{RMAplan}}{\text{RMAplan}}\right)$	Trimestral	Trimestral
Pozos perforados	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{\text{PPreal} - PPplan}{PPplan}\right) \times 100$	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	$DTP = \left(\frac{\text{TPreal} - TPplan}{TPplan}\right) \cdot 100$	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	$DPA = \left(\frac{\text{PAreal} - \text{PAplan}}{\text{PAplan}}\right) \times 100$	Mensual	Mensual
Gasto de operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{\text{GOreal} - \text{GOplan}}{\text{GOplan}}\right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{\text{DRreal} - \text{DRplan}}{\text{DRplan}}\right) \times 100$	Trimestral	Trimestral

Inyección de fluido	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DIF = \left(\frac{IFreal - IFRplan}{IFplan}\right) \times 100$	Mensual	Mensual
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	$DFR = \left(\frac{FRreal - FRplan}{FRplan}\right) \times 100$	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	$DCN = \left(\frac{CNreal - CNplan}{CNplan}\right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Aprovechamiento de Gas Natural	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DAGN = \left(\frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan}\right) X\ 100$	Mensual	Mensual

Tabla 30. Indicadores Clave de Desempeño.

(Fuente: Comisión)

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

Tabla 31. Indicadores Clave de Desempeño.

(Fuente: Comisión)

Seguimiento al Plan: Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el 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 32.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación Pozos Productores	19		
Perforación y terminación pozo inyector de agua residual	1		
Terminación de pozos productores	21		
Plataformas	4		
Ductos	6		
Taponamiento de pozos[6]	22		
Abandono Plataformas	4		
Abandono de ductos	6		

Tabla 32. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas. (fuente: Contratista)

[6] Incluye pozo inyector

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 33.

Sub-actividad MMUSD		Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo				
i.	General	204.2		
ii.	Geofisica	10.4		
iii.	Geologia	43.9		
iv.	Perforación de pozos	1357.1		
v.	Pruebas de Producción	20.0		
vi.	Ingenieria de Yacimientos	2.2		
vii.	Otras Ingenierías	92.5		
viii.	Construcción Instalaciones	1113.7		
ix.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	38.5		
Producción				
i.	General	518.3		
ii.	Geologia	5.0		
iii.	Ingeniería de Yacimientos	2.4		
iv.	Intervención de Pozos	1082.0		
v.	Operación de Instalaciones de Producción	1297.8		
vi.	Ductos	1583.6		
vii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	90.2		
Abandono				
i.	Abandono	120.0		
TOTAL[7]		**7,581**		

Tabla 33. Indicador de desempeño del Programa de Inversiones en función de las erogaciones ejercidas.

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

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 34.

Fluido	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite programada (mbd)	24	38	36	64	59	89	104	98	86	77	79
Producción de aceite real (mbd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (mmpcd)	39	63	58	91	84	136	143	127	109	95	86
Producción de gas real (mmpcd)											
Porcentaje de desviación											

[7] Los totales pueden no coincidir por redondeo

Fluido	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Producción de aceite programada (mbd)	72	64	58	56	51	46	41	37	33	29	23
Producción de aceite real (mbd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (mmpcd)	78	69	63	58	52	47	42	38	34	30	24
Producción de gas real (mmpcd)											
Porcentaje de desviación											

Tabla 34. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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.

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-A4/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, sin perjuicio de la obligación de parte Fieldwood Energy E&P 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 31 de enero de 2017, 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-FIE16006C/AG0117, mediante escrito ASEA/UGI/DGGOI/0131/2017 y el 1 de febrero de ese mismo año la Agencia notificó al Contratista.

Así también mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1106/2018, recibido en la Comisión el 17 de octubre de 2018, la Agencia señala que El Regulado Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., la AGENCIA le hace de su conocimiento que, para efectos de que las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo para la Extracción se encuentren amparadas bajo la autorización número ASEA-FIE16006C/ AG0II 7, el REGULADO deberá presentar ante la AGENCIA:

1. La solicitud de modificación de su Sistema de Administración autorizado, por lo cual deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 26 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican (LINEAMIENTOS). mismo que a la letra dice:

Artículo 26. Si el Regulado decide realizar modificaciones al Proyecto conforme al cual fue Autorizado el Sistema de Administración para su implementación. deberá presentar a la Agencia la descripción de las modificaciones que busca realizar. por lo menos treinta días hábiles antes de llevarlas a cabo, así como los informes y reportes que se requieren derivados de dicha modificación, según lo dispuesto en los Anexos IV y V, de los presentes lineamientos.

2. Dicha modificación deberá ir acompañada con la siguiente información:

a) El Programa de Implementación actualizado, considerando la modificación en comento.
b) Previo a la ejecución de las actividades que pretende realizar, deberá presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue.

3. Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGOI/0131/2017 de fecha 31 de enero de 2017.

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 Fieldwood Energy E&P 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.430.2019.045 recibido el 28 de enero de 2019 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.430.2018.436 recibido el 26 de noviembre de 2018, que se considera probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional para el presente contrato para el periodo 2019-2025, en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento de contenido nacional para el Periodo de Desarrollo presentado por Fieldwood Energy 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.

VIII. Compromisos del Contratista

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión a través de los programas manifestados y de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Se obliga a dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Contratista en el Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en vigor de la etapa II de los Sistemas de Medición Fiscal programados en el presente Plan.
4. Dar aviso a la Comisión previo a la entrada en operación de los Sistemas de Medición que son parte de la propuesta del manejo de los hidrocarburos desde el Pozo hasta el Punto de Medición, conforme al artículo 48 de los LTMMH.
5. Los volumenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
6. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua.

7. Enviar el censo de instrumentos de los Sistemas de Medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen, una vez que se tenga la información dada la naturaleza de los tiempos estimados del Plan de Desarrollo. Se deberán incluir las Caracteristicas Metrológicas de los instrumentos, así como el valor de incertidumbre deberá provenir de un presupuesto de incertidumbre y no de valores de fabricante.
8. El Contratista deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
9. El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictamen.
10. Así mismo es necesario que el Contratista cuente con información actualizada sobre el implemento de los mecanismos de medición, cumplimiento de los programas calendarizados, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
11. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los Lineamientos Técnicos, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.

IX. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el 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 II de los Lineamientos.

   Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0152/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO CNH-R01-L02-A4/2015 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 al 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 k) 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 21 pozos productores en total, es importante mencionar que 2 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.

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.
- Realizar el modelo estático y dinámico con el fin de dar seguimiento a los factores de recuperación y volúmenes de hidrocarburos a recuperar.
- Analizar la implementación de un método de 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

El contratista se compromete a realizar estudios técnicos con el objetivo de analizar la factibilidad de implementar un proyecto de recuperación secundaria, por el momento la tecnología como es el sistema de bombeo electrocentrifugo ayuda a recuperar un volumen de 455 mmb (millones de barriles) de aceite y 567 mmmpc (miles de millones de pies cúbicos) de gas lo que equivale a un factor de recuperación de 28% para el aceite y 29% para el gas.

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

El Plan propuesto por el Contratista presenta un pronóstico de producción, que respalda la construcción de infraestructura y actividades físicas programadas a la vigencia del Contrato, con el objetivo de recuperar un volumen de 455 mmb de aceite y 567 mmmpc de gas.

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

En este sentido, el contratista realizará una campaña de perforación de 19[8] pozos de desarrollo, en los cuales se tomará de información con el objetivo de mejorar la caracterización del área y buscar oportunidades en el Área Contractual.

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, la implementación del BEC, 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 siendo 28% para el aceite y 29% para el gas, 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 desde el inicio de las actividades, a principios del año 2020 y se mantiene durante el resto de la vigencia del Plan, a través del autoconsumo y la trasferencia, de esta manera se garantiza el aprovechamiento del gas producido en el Área Contractual.

[8] 2 pozos ya fueron perforados en la etapa de evaluación en total son 21

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 el 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 35.

Área Contractual 4	RGA pc/b
Ichalkil Cretácico	870
Ichalkil Jurásico	1951
Pokoch Jurásico	1290

Tabla 35. Valores máximos de RGA esperados en el Área Contractual.

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

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 10 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 14.1 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

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por el Contratista Fieldwood Energy E&P S. de R.L. de C.V., respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual A4 Campos Ichalkil y Pokoch, en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste utilizar sistemas de Medición Fiscal para el Petróleo y Gas Natural en dos etapas; en el que para la Etapa I propone utilizar Sistemas de Medición en la Plataforma Tumut-A y para la Etapa II Sistemas de Medición en una Terminal de Almacenamiento y Medición con carácter de privada para el caso del Petróleo y para el Gas Natural Sistemas de Medición en la Plataforma CP-Litoral-A y comenzar la medición en los tiempos propuestos y calendarizados, así como manejar y medir la producción de los hidrocarburos hasta estos Puntos de Medición Fiscal propuestos, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, para la etapa I y etapa II revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Contratista, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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

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

Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV,VI, VII 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.

Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para poder implementar un Sistema de Gestión en base al programa calendarizado enviado y al contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.

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.

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.018/2019 de fecha 18 de enero de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-009 con fecha del 22 de enero de 2019 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista, "...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por los Contratistas permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área asociada al contrato referido, de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por esa Comisión" , resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

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

Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
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 Fiscal, la misma se encuentra definida en la figura 1 y 2 del presente dictamen.

Se determina que deberá dar seguimiento puntual a los presupuestos de estimación de incertidumbre una vez que se tengan las condiciones operativas y de funcionalidad, en donde para el caso de los Puntos de Medición la Incertidumbre expandida de los Sistemas de Medición para el Gas Natural no deberá ser mayor al 1% y para el caso del Petróleo, la incertidumbre de los Sistemas de Medición no deberá ser mayor al 0.3%. Lo anterior da cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar.

Deberá dar aviso previo de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH, esto en las fases I y II.
Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Contratista, en términos del apartado IX de los LTMMH, de los cuales deberá enviar los resultados entregados por el tercero, así como el programa de atención a los hallazgos resultante de los diagnósticos.

En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual A4 Campos Ichalkil y Pokoch en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos de Medición, el Contratista deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado. Así como presentar de acuerdo con el programa de atención y presentación los procedimientos de Balance de los Campos Ichalkil y Pokoch, para la Fase I y Previo a la entrada de la Fase II presentar a la Comisión la actualización del procedimiento y metodología a seguir en la

elaboración del balance desde los pozos hasta los nuevos Puntos de Medición de los hidrocarburos, en concordancia con el cronograma presentado.

Derivado de lo anterior, la integración del balance volumétrico que entregará Fieldwood Energy, en cumplimiento a los Lineamientos, deberá considerar desde la producción de los pozos hasta el Punto de Medición, la identificación y descripción de las entradas y salidas del volumen al proceso, descripción de los algoritmos utilizados para el cálculo del balance, descripción de cómo se cuantificará o determinará el volumen utilizado como autoconsumo, reinyectado, quemado y venteado, el cálculo del inventario por tipo de hidrocarburo, así como la descripción de cómo se realizará la asignación de los volúmenes medidos a los volúmenes producidos, para lo cual deberá entregar el procedimiento o metodología en términos de los artículos 20, 34 y 35 de los LTMMH previo a la ejecución de las Fases.

Una vez iniciada la Fase I y Fase II, los reportes de producción y balance deberán entregarse conforme el artículo 10 de los Lineamientos, dicha información deberá de estar acompañada por los comprobantes de entrega y recepción diarios y mensuales, los documentos de soporte para la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos (cromatografías y análisis del aceite), los registros de las pruebas de producción por pozo, así como el cálculo para la determinación del volumen. Los reportes de balance y producción deberán presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

Recomendaciones

- El Contratista deberá establecer un proceso de seguimiento respecto del monitoreo de contactos de fluidos en función del ritmo de vaciamiento, los cuales deberán adecuarse de conformidad con el comportamiento del yacimiento y las condiciones operativas de los pozos.

- En entendido que el Desarrollo del yacimiento Cretácico de Ichalkil comienza 3 años después del inicio de producción del JSK, se recomienda adquirir mayor información de dicho yacimiento en el Bloque Oeste para tener mayor sustento en los cálculos de volumen original y Reservas.

- Realizar los modelos de simulación ya que este método se basa en el balance de materia, considera la heterogeneidad del yacimiento y las direcciones de flujo, en cambio al calcular los pronósticos de producción por curvas de declinación se dejan fuera los mecanismos de producción natural del yacimiento, ya que las curvas de declinación obedecen más a métodos y estrategias de producción.

- De acuerdo a la información presentada por Fieldwood, respecto a la cercanía del Campo Ichalkil con el Campo Jatsul (623m) se recomienda al operador dar seguimiento al comportamiento de los pozos a perforar en el Bloque Oeste. Lo anterior, ante la posible conexión de ambos Campos.

ELABORÓ

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

ELABORÓ

ING. JAIME ISRAEL RÍOS CARRIZALES
Subdirector 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. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

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

REVISÓ

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

REVISÓ

MTRO. SAMUEL CAMACHO ROMERO
Director General Adjunto
Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ

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

AUTORIZÓ

MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.