



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN**

INGENIERÍA PETROLERA

**ANÁLISIS DEL RÉGIMEN FISCAL APLICABLE A
CAMPOS DE GAS NO ASOCIADO QUE TRIBUTEN BAJO
LA MODALIDAD DE ASIGNACIÓN**

TESIS

**A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

JOSUÉ LÓPEZ GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS INTERNO:

ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA

DIRECTOR DE TESIS EXTERNO:

ING. BRUNO SEBASTIÁN RIVAS RINCÓN



CIUADAD DE MÉXICO, MAYO DE 2021

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe Josué López García, manifiesto ser el autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Análisis del régimen fiscal aplicable a campos de gas no asociado que tributen bajo la modalidad de Asignación", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que, por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante "EL IPN", autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente, total o parcialmente, en medios digitales (publicación en línea) "LA TESIS" por un periodo de un año contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "LA TESIS".

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a "EL IPN" en caso de que el contenido de "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, mayo de 2021.

Atentamente



Josué López García



EP Y T/214/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Asunto

Registro de Tema

CDMX, 12 de noviembre de 2020.

C. JOSUE LOPEZ GARCIA

**PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA PETROLERA**

PRESENTE

A continuación, comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**"ANÁLISIS DEL REGIMEN FISCAL APLICABLE A CAMPOS DE GAS NO ASOCIADOS QUE TRIBUTEN
BAJO LA MODALIDAD DE ASIGNACION".**

CONTENIDO

- RESUMEN
- ABSTRACT
- OBJETIVO
- I. EL GAS NATURAL.
- II. RELEVANCIA DEL GAS NATURAL EN MEXICO Y EL MUNDO.
- III. RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS: ACEITE, GAS Y CONDENSADOS.
- IV. IMPORTANCIA DE LA EVALUACION ECONOMICA EN LA CLASIFICACION DE RESERVAS.
- V. REGIMEN FISCAL APLICABLE A EXPLORACION Y EXTRACCION DE HIDROCARBUROS EN MEXICO.
- VI. CASOS DE ESTUDIOS
- VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico.

FRCH/gach*



**UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**





Folio
EP Y T /008/2021.

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

APROBACIÓN

CDMX,09 de febrero de 2021

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
P R E S E N T E

Por este conducto, hacemos constar que el Tema, por la opción de **Tesis Individual**, "**ANÁLISIS DEL REGIMEN FISCAL APLICABLE A CAMPOS DE GAS NO ASOCIADOS QUE TRIBUTEN BAJO LA MODALIDAD DE ASIGNACION**" presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, **C. JOSUE LOPEZ GARCIA** fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto, esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ

M. en C. JOSE DAVID GARCIA DÍAZ

ING. UWE VILLA GONZALEZ

M. en C. JONATHAN BELMARES SERVIN

ING. ANGEL DE MARIA CLAVEL MENDOZA





Folio
EP Y T/198/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Asunto
ASESORIA DE TESIS

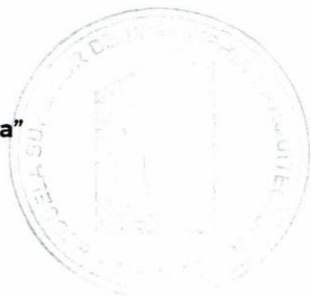
CDMX, 27 de octubre de 2020

ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA
PRESENTE

En atención a la Solicitud del **C. JOSUE LOPEZ GARCIA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, le saludo cordialmente.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"



Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico

c. c. p. M. en C. David Velázquez Cruz. - Jefe del Departamento de Formación Profesional Específica.
Interesado

FRCH/gach*





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

**Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura
Unidad Ticomán**

Folio
EP Y T/199/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 27 de octubre de 2020.

ING. BRUNO SEBASTIAN RIVAS RICÓN
SR. TECHNICAL ANALYST PROJECT FINANCE
EN LA EMPRESA ECOPLEXUS
PRESENTE

En atención a la Solicitud del C. **JOSUE LOPEZ GARCIA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** y tomando en consideración sus altos méritos profesionales, me es grato invitarlo a dirigir el trabajo de tesis con fines de titulación profesional que, por la opción de Tesis Individual, deberá desarrollar el interesado, por lo que solicito a usted, se sirva proponer a esta Subdirección el Tema y Contenido.

En la confianza de que contaremos con su colaboración, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico



FRCH/gach*



Agradecimientos

Al Instituto Politécnico Nacional, por brindarme la oportunidad de desarrollarme en el ámbito educativo y profesional. Por promover la educación con sentido humano, ofreciendo los mejores estándares para el desarrollo de la nación.

A todos los buenos amigos que conocí en la carrera; Andrea, Bonn, Emmanuel, Francisco, Jessica, Jimena, José Ángel, Juan Manuel, Lenin, Melani, Leticia, Natanael, Óscar y Raúl. ¡Muchas gracias por su invaluable amistad!

A Aaron, Jesús, Marco y Pedro, amigos que he conocido a lo largo de la vida y que han sido parte clave en mi desarrollo personal, brindándome siempre su amistad y su tiempo para pasar el rato.

A Bruno S. Rivas, por apoyarme en el desarrollo de la tesis y por el estoicismo que demostró en el asesoramiento de este trabajo, muchas gracias por su invaluable apoyo en mi desarrollo profesional.

A mis compañeros de trabajo de la CNH; Andrea, Issac, Juan José, Julio, Larissa y Luis Mario. Mención especialmente a Bertha y Jorge, dos personas que me han proporcionado mucho conocimiento y apoyo para desarrollarme en el ámbito profesional y, sobre todo, me han ofrecido su confianza.

A toda mi familia, ustedes han sido parte esencial en mi desarrollo. Mi padre, Joaquín Rosas (Q.D.E.P.) siempre estuvo cuando lo necesitaba y siempre podía contar con su apoyo, tiene un lugar especial en mi corazón. Mi hermano, Jesús Enrique López García, muchas gracias por permitirme crecer en compañía de alguien con quien compartir tantas anécdotas felices y por aportar tanto en mi ser, estoy ansioso por compartir más experiencias grandiosas a tu lado. Finalmente, mi madre, Josefa García Cruz, usted siempre ha procurado por nosotros; gracias a su increíble esfuerzo hemos podido seguir adelante, usted es un pilar invaluable en mi desarrollo personal. ¡Muchas gracias por el amor que me ha brindado!

Contenido

Abreviaturas y siglas.....	1
Justificación.....	3
Resumen.....	4
Abstract.....	5
Objetivos y alcances.....	6
Capítulo 1. El gas natural.....	7
1.1 Génesis del gas natural.....	8
1.2 Yacimientos de gas natural.....	9
Capítulo 2. Relevancia del gas natural en México y el Mundo.....	14
2.1 Contexto global.....	16
2.2 Contexto nacional.....	22
Capítulo 3. Reservas y recursos petroleros: aceite, gas y condensados.....	24
3.1 Marco de referencia de los recursos petroleros.....	24
3.1.1 Recursos prospectivos.....	29
3.1.2 Recursos contingentes.....	29
3.1.3 Reservas.....	30
3.2 Estimación y clasificación de reservas.....	31
3.2.1 Caracterización de yacimientos.....	31
3.2.2 Ingeniería de yacimientos.....	32
3.2.3 Ingeniería de Producción.....	33
3.2.4 Evaluación económica.....	34
3.3 Reservas y recursos en México.....	36
3.3.1 Provincias petroleras de México.....	36
3.3.2 Recursos prospectivos de gas natural en México.....	39
3.3.3 Reservas de gas natural en México.....	42
Capítulo 4. Importancia de la Evaluación Económica en la clasificación de Reservas.....	47

4.1	Proyectos de inversión	47
4.1.1	Decisión de inversión sobre un proyecto.....	47
4.1.2	Evaluación de proyectos	48
4.2	Análisis económico.....	50
4.2.1	Datos de Entrada	51
4.2.2	Evaluación económica	53
4.2.3	Análisis de sensibilidad.....	60
Capítulo 5. Régimen fiscal aplicable a exploración y extracción de hidrocarburos en México		65
5.1	Marco jurídico vigente.....	65
5.1.1	Asignaciones	67
5.2	Modelo de evaluación económica para Asignaciones	67
5.2.1	Datos de entrada del modelo de evaluación económica para Asignaciones	68
5.2.2	Componentes del Régimen fiscal aplicable.....	69
Capítulo 6. Casos de estudio.....		76
6.1	Determinación de precios	77
6.2	Actualización de costos.....	79
6.2.1	Metodología de actualización de costos.....	80
6.3	Análisis de resultados y análisis de sensibilidad.....	81
6.3.1	Resultados.....	81
6.3.2	Análisis de sensibilidad de los casos de estudio	84
6.4	Propuestas de modificación al régimen fiscal aplicable	88
6.4.1	Resultados de las propuestas de modificación	91
6.4.2	Análisis de resultados	95
Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones.....		100
Bibliografía		102
A. Anexos.....		105
Anexo A.1. Datos de entrada.....		105

Anexo A.2. Flujos de efectivo de los campos evaluados.....	109
Anexo A.3. Análisis de sensibilidad.....	126
Anexo A.4. Resultados de evaluación económica bajo las propuestas analizadas.....	135

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Principales componentes del gas natural.	7
Figura 1.2. Clasificación de yacimientos de acuerdo con su recurso asociado.	11
Figura 3.1. Marco de referencia de clasificación de Recursos.	25
Figura 3.2. Subclasificación con base en la madurez de los prospectos.	27
Figura 3.3. Clasificación de reservas.....	30
Figura 3.4. Flujos de efectivo para un proyecto simple.	35
Figura 3.5. Diagrama de flujo neto de efectivo hasta el límite económico.....	36
Figura 3.6. Provincias petroleras de México.....	37
Figura 3.7. Provincias petroleras de México con alto potencial de producción de hidrocarburos.....	38
Figura 4.1. Estructura general de la evaluación de proyectos.	48
Figura 4.2. Proceso de evaluación de proyectos.	50
Figura 4.3. Comportamiento general de los costos fijos y variables.....	51
Figura 4.4. Diagrama de flujos de efectivo.....	55
Figura 4.5. Diagrama de flujos de efectivo mediante gráficas de barras.....	55
Figura 5.1. Metodología para la actualización de costos.....	81

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 2.1. Emisión de dióxido de carbono (MMT).....	15
Gráfica 2.2. Proporción de emisión de dióxido de carbono.....	15
Gráfica 2.3. Producción proyectada para el año 2040 (BPC).....	16
Gráfica 2.4. Oferta relativa de gas natural.....	17
Gráfica 2.5. Oferta de gas natural de yacimientos no convencionales (BPC).....	18
Gráfica 2.6. Porcentaje de demanda energética durante el año 2017.....	19
Gráfica 2.7. Demanda mundial de energía por tipo de fuente energética (MMTEP).....	20
Gráfica 2.8. Demanda energética estimada para el año 2040.....	21
Gráfica 2.9. Aumento en la demanda de energía por fuente energética (MMTEP).....	21
Gráfica 2.10. Oferta y demanda histórica de gas natural en México (MMPCD).....	22
Gráfica 2.11. Prospectiva de oferta y demanda de gas natural en México 2017-2032.....	23
Gráfica 3.1. Distribución de recursos prospectivos con base en su recurso asociado por provincia petrolera (BPC).....	39
Gráfica 3.2. Distribución de gas natural para recursos convencionales.....	40
Gráfica 3.3. Distribución de gas natural para recursos no convencionales.....	40
Gráfica 3.4. Distribución de gas natural con base en la composición de su mezcla.....	41
Gráfica 3.5. Distribución de recursos prospectivos de gas natural con base en la composición de su mezcla por provincia petrolera (BPC).....	41
Gráfica 3.6. Evolución de reservas de gas natural en México durante el periodo 2014 – 2018 (BPC).....	42
Gráfica 3.7. Distribución de reservas 1P de gas natural por modelo de adjudicación.....	43
Gráfica 3.8. Distribución de reservas 2P de gas natural por modelo de adjudicación.....	44
Gráfica 3.9. Distribución de reservas 3P de gas natural por modelo de adjudicación.....	44
Gráfica 3.10. Reservas 3P y recursos prospectivos de México (BPC).....	45
Gráfica 3.11. Distribución de reservas 3P por campo (BPC).....	46
Gráfica 4.1. Variación del VPN a distintas tasas de descuento.....	59
Gráfica 4.2. Incertidumbre en el valor de la TIR debido a 2 o más cambios de signo en el flujo de efectivo.....	60
Gráfica 4.3. Análisis de sensibilidad tipo spider.....	62
Gráfica 4.4. Análisis de sensibilidad tipo tornado.....	63
Gráfica 6.1. Flujos de efectivo correspondientes a la Asignación A-0383-M-Cuervito bajo el régimen fiscal vigente.....	83
Gráfica 6.2. Relación de proyectos económicamente viables después de impuestos y derechos.....	84

Gráfica 6.3. Diagrama de tornado del VPN después de impuestos de la Asignación A-0383-M-Cuervito	85
Gráfica 6.4. Histograma de frecuencias de los parámetros con mayor impacto en la viabilidad económica de los proyectos después de impuestos.....	86
Gráfica 6.5. Histograma de frecuencias de los parámetros relacionados con el régimen fiscal vigente con mayor impacto en la viabilidad económica de los proyectos después de impuestos.....	87
Gráfica 6.6. Tasas del DUC y porcentajes del límite de deducción de costos para el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.....	90
Gráfica 6.7. Flujo hipotético de ingresos acumulados en favor del Estado.....	91
Gráfica 6.8. VPN DI (@10%) de los campos analizados bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.....	92
Gráfica 6.9. Government take de los campos analizados bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.....	93
Gráfica 6.10. Utilidad operativa en favor del Estado de los campos analizados bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.....	93
Gráfica 6.11. Comparación del government take ponderado bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.....	94
Gráfica 6.12. Reparto de la utilidad operativa bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.....	95
Gráfica 6.13. Utilidad operativa acumulada en favor del Asignatario.....	96
Gráfica 6.14. Utilidad operativa acumulada en favor del Estado.....	97
Gráfica 6.15. Beneficio en favor del Estado de las alternativas propuestas en comparación al régimen vigente.....	98
Gráfica 6.16. Beneficio en favor del Asignatario de las alternativas propuestas en comparación al régimen vigente.....	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Características principales de las provincias petroleras de México con alto potencial de producción de hidrocarburos.	38
Tabla 3.2. Reservas de gas natural al 1 de enero de 2018 (BPC).	43
Tabla 4.1. Valor de la utilidad y sus consecuencias asociadas.	53
Tabla 5.1. Derechos e Impuestos aplicables a campos que tributen bajo la modalidad de Asignación. .	70
Tabla 5.2. Cuotas correspondientes al Derecho de Exploración.	71
Tabla 5.3. Cuotas correspondientes al IAEEH.	71
Tabla 5.4. Variables utilizadas para la determinación de tasas aplicables al Derecho de Extracción.	72
Tabla 5.5. Límite de deducción de costos por región fiscal.	74
Tabla 5.6. Ejemplo de remanente fiscal.	75
Tabla 6.1. Características principales de las Asignaciones a analizar.	77
Tabla 6.2. Precios de referencia para la comercialización de gas natural y de aceite (promedio de septiembre de 2018 a agosto de 2019).	79
Tabla 6.3. Indicadores económicos obtenidos bajo el régimen fiscal vigente.	82
Tabla 6.4. Tasas del DUC y porcentajes del límite de deducción de costos para el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.	89
Tabla 6.5. Proyectos económicamente viables bajo el régimen fiscal vigente y las propuestas de modificación.	92

Abreviaturas y siglas

Concepto	Descripción
1P	Reserva probada
2P	Reserva probada más probable
3P	Reserva probada más probable más posible
AAPG	American Association of Petroleum Geologists
AI	Antes de impuestos
API	American Petroleum Institute
BI	Barriles
BPC, MMMMPC	Billones (10^{12}) de pies cúbicos
BTU	British Thermal Unit
CAPEX	Capital expenditure
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DExp	Derecho de Extracción
DExt	Derecho de Extracción
DI	Después de impuestos
DOF	Diario Oficial de la Federación
DUC	Derecho por la Utilidad Compartida
EIA	Energy Information Administration
EUA	Estados Unidos de América
FNE	Flujo neto de efectivo
FNEA	Flujo neto de efectivo acumulado
GEI	Gases de efecto invernadero
GJ	Gigajoule
GNL	Gas natural licuado
IAEEH	Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
IGU	International Gas Union
INPC	Índice Nacional de Precios al Consumidor
INPP	Índice Nacional de Precios al Productor
Km ²	Kilómetro cuadrado
LISH	Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos
M ³	Metro cúbico
MBI	Miles (10^3) de barriles
MMBTU	Millones (10^6) de BTU

Concepto	Descripción
MME	Mezcla mexicana de exportación
MMMPC	Miles de millones (10 ⁹) de pies cúbicos
MMPCD	Millones (10 ⁶) de pies cúbicos diarios
MMpesos	Millones (10 ⁶) de pesos mexicanos
MMT	Millones (10 ⁶) de toneladas métricas
MMTEP	Millones (10 ⁶) de toneladas equivalentes de petróleo
MMUSD	Millones (10 ⁶) de dólares de los Estados Unidos de América
MXN	Pesos mexicanos
NYMEX	New York Mercantil Exchange
OPEX	Operational Expenditure
PC	Pie cúbico
PRMS	Petroleum Resources Management System
RBC	Relación beneficio-costo
RGA	Relación gas-aceite
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SPE	Society of Petroleum Engineers
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers
TIR	Tasa interna de retorno
USD	Dólares de los Estados Unidos de América
VPI	Valor presente de la inversión
VPN	Valor presente neto
WPC	World Petroleum Council

Justificación

Se estima que, debido al desarrollo económico, el crecimiento de la población, y los avances tecnológicos, entre otros, la demanda de energía seguirá incrementando en los siguientes años. En tal virtud, resulta importante satisfacer esta demanda considerando el impacto que tienen los gases de efecto invernadero (GEI) sobre la atmósfera. En este sentido, el gas natural, ya sea de yacimientos convencionales o no convencionales, ofrece la oportunidad de generar energía de una manera relativamente más limpia, abundante y accesible en comparación con la combustión de aceite (y sus derivados), carbón o biomasa.

El aceleramiento en el uso de gas natural está relacionado con el objetivo de reducir las emisiones de gases dañinos a la atmósfera mientras continúa el desarrollo de la tecnología para el aprovechamiento de fuentes de energía renovables. No obstante, una de las desventajas que presentan las fuentes de energía renovable es la intermitencia asociada a ellas, es decir, la generación de energía por estos medios tales como solar y eólica, ocurre de manera no continua (International Gas Union, 2017).

El gas natural tiene múltiples usos en distintos sectores, puede ser utilizado para generar energía eléctrica, en la generación de calor, puede ser usado en el sector de los fertilizantes, ser utilizado como gas combustible en el sector transporte, etcétera. Dicha versatilidad en su uso, hace del gas natural un combustible ideal para combatir ambos frentes: satisfacer la demanda energética, y disminuir las emisiones de GEI.

A pesar de todos los beneficios que presenta el uso del gas natural, en México, el desarrollo de esta industria enfrenta muchos retos (la evolución del mercado regional - creciente producción en los Estados Unidos de América (EUA); un régimen fiscal no favorable y cuestiones técnico-operativas inherentes).

En tal sentido, derivado de un análisis al régimen fiscal aplicable a campos de gas natural que tributan bajo la modalidad de Asignación (vigente a 2019)¹, el presente trabajo aborda algunas propuestas de modificación a dicho régimen con el objetivo de fomentar el desarrollo sostenible de la industria del gas natural en México.

¹ Todas las referencias al "régimen fiscal", "régimen fiscal vigente", "régimen fiscal aplicable", entre otros, hacen referencia a las condiciones establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH) previo a la última actualización publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 09 de diciembre de 2019.

Resumen

Durante los últimos años, el gas natural ha cobrado particular importancia como motor del desarrollo económico mundial; sin embargo, en México, la producción doméstica ha disminuido considerablemente, mientras que las importaciones se han incrementado. Ante esta realidad, resulta evidente generar propuestas para fortalecer el desarrollo de la industria nacional.

A pesar de que, según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), México cuenta con grandes volúmenes de recursos prospectivos y reservas de gas natural (volumen prospectivo de 217.9 BPC, y reservas 3P de 32.37 BPC – 2017 y enero 2019 respectivamente), la producción nacional ha declinado 38.43% durante el periodo 2007 – 2017 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020). Lo anterior deriva principalmente de la combinación de tres factores: la evolución del mercado regional (creciente producción en EUA), un régimen fiscal no favorable y cuestiones técnico-operativas inherentes.

Considerando lo anterior, y con la finalidad de generar propuestas que incentiven el desarrollo de campos que tributan bajo la modalidad de Asignación, se evaluaron y analizaron dieciséis campos de gas no asociado bajo el régimen fiscal aplicable (con base en lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos). De acuerdo con los resultados obtenidos, y con base en las premisas descritas en el Capítulo 6. Casos de estudio, únicamente diez de los dieciséis campos bajo análisis, resultarían en proyectos económicamente viables después de impuestos. Con base en ello, se procedió a identificar aquellas variables de mayor impacto en los resultados financieros de cada proyecto (en orden descendente: Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), límite de recuperación de costos, Derecho de Extracción (DExt) e Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH)), para finalmente generar propuestas de modificación al régimen fiscal, buscando el beneficio mutuo entre Estado y el Asignatario.

Con base en los resultados de la mejor propuesta generada (alternativa 3), se observó que, el total de los dieciséis proyectos bajo análisis resultarían ser económicamente viables después de impuestos, sin que los ingresos para el Estado se vean afectados (en términos netos) al final de la vida de los proyectos.

Abstract

In recent years, natural gas has gained such a relevant factor to global economic growth. However, in Mexico, domestic production has decreased considerably while imports of this product have increased. Based on this premise, it is important to generate proposals that support the development of the national gas industry.

Even though (according to National Hydrocarbons Commission data) Mexico holds large volumes of prospective resources and natural gas reserves (prospective volume of 217.9 BPC, and 3P reserves of 32.37 BPC - 2017 and January 2019 respectively), national production has declined 38.43% from 2007 to 2017. This is consequence of three main factors: the evolution of the regional market (production increase in the United States of America), a non-favourable tax regime and inherent technical-operational risks.

Therefore, the objective of this document is to generate proposals that boost the development of fields under the Entitlement model; sixteen non-associated gas fields were assessed and evaluated under the applicable tax regime (based on the LISH). According to the results, and based on premises referred in Chapter 6, only ten out of those sixteen fields would result in economically viable projects after taxes. Based on this, an analysis was run in order to identify those variables with the greatest impact on the financial results of each project (in descending order: DUC, cost recovery limit, Right of Extraction and IAEEH), to finally generate fiscal modification proposals, seeking the mutual benefit between the State and the Assignees.

Based on the results of the proposals (alternative 3), it was observed that all sixteen projects under analysis would prove to be economically viable after taxes, without the State's income being affected (in net terms) at the end of the life of the projects.

Objetivos y alcances

Se analiza el régimen fiscal vigente y aplicable a campos de gas no asociado con la finalidad de generar propuestas que coadyuven al desarrollo de la industria de la exploración y extracción de gas natural en México. El análisis identifica las variables del régimen fiscal con el mayor impacto en las proyecciones económicas (Valor Presente Neto) de dieciséis proyectos para generar propuestas de modificación buscando el beneficio mutuo entre el Estado y el Asignatario.

Capítulo 1. El gas natural

El gas se define como un fluido homogéneo de baja viscosidad y densidad que no tiene un volumen definido, pero que se expande por completo dentro de cualquier recipiente que lo contenga.

Generalmente, el gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos e inorgánicos. Los primeros, se componen de gases ligeros como metano, etano, propano, butano, pentano y demás cantidades pequeñas de gases más pesados; mientras que los gases inorgánicos, incluyen gases como dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y nitrógeno (véase Figura 0.1).

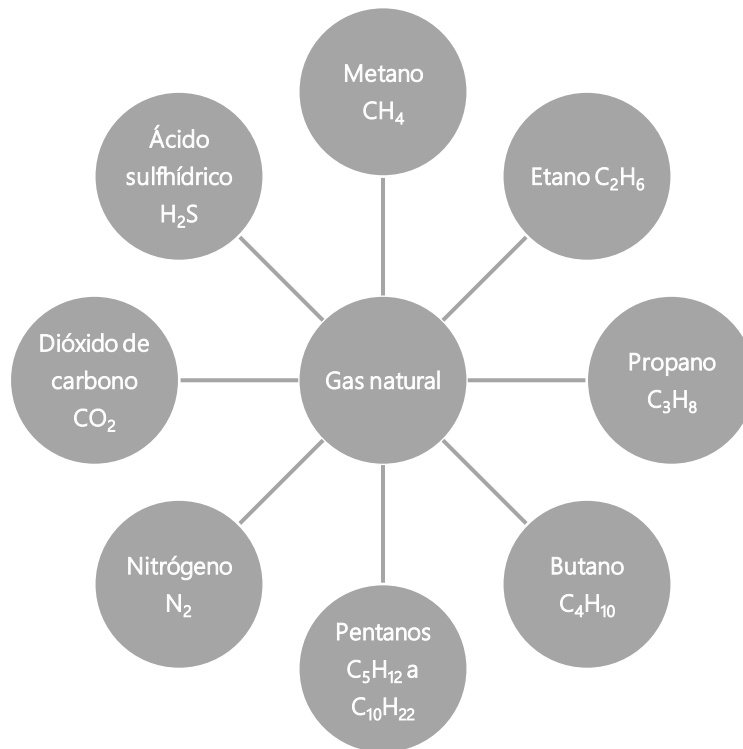


Figura 0.1. Principales componentes del gas natural.
Adaptado de la Secretaría de Energía (SENER, 2015).

Por otro lado, dependiendo de su origen, el gas natural puede ser clasificado como:

- Gas asociado: gas natural que se encuentra disuelto en el aceite de un yacimiento, bajo las condiciones de presión y temperatura originales.
- Gas no asociado: gas natural que, bajo las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento, se encuentra en yacimientos libres de aceite (SENER, 2015).

1.1 Génesis del gas natural

Actualmente, a pesar de las diversas investigaciones y estudios que se han llevado a cabo para determinar la naturaleza y génesis del petróleo, el debate continúa vigente. No obstante, derivado de las investigaciones referidas, se han establecido dos teorías principales que explican el origen del petróleo, dichas teorías son denominadas: teoría inorgánica o abiótica, y teoría orgánica.

Las teorías inorgánicas del origen del petróleo constan de hipótesis originadas a inicios del desarrollo de la industria petrolera, principalmente a finales del siglo XVIII y hasta inicios del siglo XX. Éstas parten del hecho de que el aceite y el gas natural pueden ser formados mediante fenómenos abióticos, es decir, establece que el petróleo fue formado por factores inertes. A continuación, se indican algunas de las teorías inorgánicas existentes,

- Metales alcalinos – Berthelot (1886)
- Carburos metálicos – Mendeleiv (1899)
- Emanaciones volcánicas (1900)
- Origen cósmico (1903)
- Teoría de la caliza, yeso y agua (1904)

Es importante tener en cuenta que estas teorías son fuertemente cuestionadas debido a que, a pesar de los postulados en que se fundamentan, no ha sido posible su comprobación en ningún caso.

En la actualidad, la teoría orgánica es la más aceptada para la explicación del origen del petróleo y se fundamenta, principalmente, en el trabajo de los autores Waksman (1933), Skinner (1952) y Craig (1953). Ésta propone que la fase inicial del origen del petróleo involucra al plancton (organismos unicelulares que flotan sobre el océano) y demás seres orgánicos similares, los cuales murieron y gradualmente se fueron acumulando en el lecho marino junto con otros sedimentos (Abbas). Así, algunos millones de años después, los seres orgánicos referidos fueron enterrados bajo varios kilómetros de sedimento y bajo condiciones de alta presión y temperatura. Lo anterior, transformó la materia orgánica en kerógeno (materia orgánica natural, insoluble y sólida, presente en las rocas generadoras). Tiempo después, bajo condiciones favorables de temperatura y conforme el kerógeno fue enterrando a mayor profundidad,

éste fue transformado por craqueo térmico² en hidrocarburos líquidos y, al final de esta etapa, se producen hidrocarburos gaseosos y residuos sólidos (Schlumberger, s.f.).

Debido a la generación de hidrocarburos, la presión y temperatura en la roca generadora incrementó a tal punto que éstos fueron expulsados de la roca generadora; dando inicio a un proceso conocido como migración primaria, en el cual, los hidrocarburos migraron hasta ser retenidos en rocas almacén o bien fluyeron hasta que se dispersaron o degradaron en la superficie terrestre (Santamaría Orozco, Amezcua Allieri, & Carrillo Hernández, 2009).

1.2 Yacimientos de gas natural

Generalmente, los yacimientos son clasificados con base en el principal tipo de hidrocarburo que contienen, es decir, se clasifican en yacimientos de aceite o de gas. Esta clasificación general puede ser subclasificada dependiendo de las siguientes características:

- La composición de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento.
- La presión y temperatura inicial del yacimiento.
- El recurso asociado a los yacimientos.

Para fines de este trabajo, serán definidos los yacimientos de acuerdo con la composición de su mezcla (únicamente yacimientos de gas) y al recurso asociado a éstos.

a) Clasificación de yacimientos de acuerdo con la composición de su mezcla

I. Yacimientos de gas seco

A lo largo de la vida productiva de este tipo de yacimientos, tanto en fondo como en superficie, el hidrocarburo se encuentra presente únicamente en estado gaseoso. Esto es debido a que la energía cinética de las moléculas es tan alta y la atracción entre éstas tan baja, que no se logran formar los condensados. En estos casos, el único fluido asociado a la producción es el agua. Además, la relación gas-aceite (RGA³) en estos yacimientos es mayor a 18,000 M³/M³.

² Proceso químico mediante el cual, en condiciones específicas de presión y temperatura, se quiebran las moléculas de un compuesto, formando así, compuestos más simples.

³ Relación del gas producido entre el aceite producido, ambos medidos a condiciones estándar.

II. Yacimientos de gas húmedo

Los yacimientos de gas húmedo se caracterizan por contener fluidos en una sola fase durante la producción de éstos en un proceso isotérmico⁴. No obstante, mientras el gas fluye a superficie, los cambios de presión y temperatura pueden generar la formación de condensados en superficie. Esto se debe a que, con el decremento de la temperatura, la energía cinética de las moléculas más pesadas disminuye, originando la formación de líquidos por las fuerzas de atracción de las moléculas.

Los yacimientos de gas húmedo se caracterizan por lo siguiente:

- RGA entre 10,700 y 17,800 M³/M³.
- Producción de condensados aproximadamente de 60° API.
- El líquido en condiciones de superficie suele ser cristalino.
- Coexiste flujo bifásico (gas y condensado) en el separador.

III. Yacimiento de gas y condensado

En este tipo de yacimientos, el factor que determina las estrategias de explotación y el decremento de presión es el comportamiento termodinámico de los fluidos contenidos en éstos. Dichos fluidos, se encuentran en una fase monofásica a condiciones iniciales de yacimiento, no obstante, conforme la presión del yacimiento decrece isotérmicamente en vez de que el gas se expanda (como podría ser esperado), se comienzan a formar condensados, este fenómeno es denominado como condensación retrograda y éste continúa hasta que la formación de condensados alcanza su punto máximo. Más allá de dicho punto, la presión permite que los líquidos comiencen su comportamiento normal de vaporización.

Las características físicas de este tipo de yacimientos son:

- Inicialmente, la RGA se encuentra en un rango de entre 1,400 y 12,500 M³/M³.
- Los condensados rondan los 50° API.
- El líquido en condiciones de superficie suele ser cristalino.

b) Clasificación de yacimientos según su recurso asociado

De acuerdo con su recurso asociado, los yacimientos pueden ser clasificados como "convencionales" o "no convencionales". Dicha clasificación resulta de una función compleja de distintas características correspondientes a los recursos tales como; tecnologías disponibles para su exploración y producción;

⁴ Cambio en un sistema termodinámico a temperatura constante.

el entorno económico; la duración de la producción del recurso; la componente geológica y; el momento en el que se esté realizando la evaluación económica del recurso. Principalmente, esta última característica influye en la clasificación debido a que las percepciones de estos factores cambian con el tiempo, es decir que, derivado de los avances tecnológicos y/o las condiciones de mercado, los yacimientos una vez considerados como no convencionales podrían ser considerados convencionales en otro punto en el tiempo.

Actualmente, los yacimientos convencionales hacen referencia a yacimientos de petróleo y gas cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de trampas de fluido, condiciones de mercado y otras características corresponden a yacimientos de arenisca o carbonato explotados de manera tradicional (Schlumberger, s.f.).

En tal sentido, al requerir el uso de nueva tecnología para su explotación, el metano de vetas de carbón, los hidratos de gas, el gas de lutita, las arenas gasíferas compactas, entre otros, son considerados como recursos no convencionales (véase Figura 0.2). A continuación, se describen algunos yacimientos que son considerados como no convencionales.

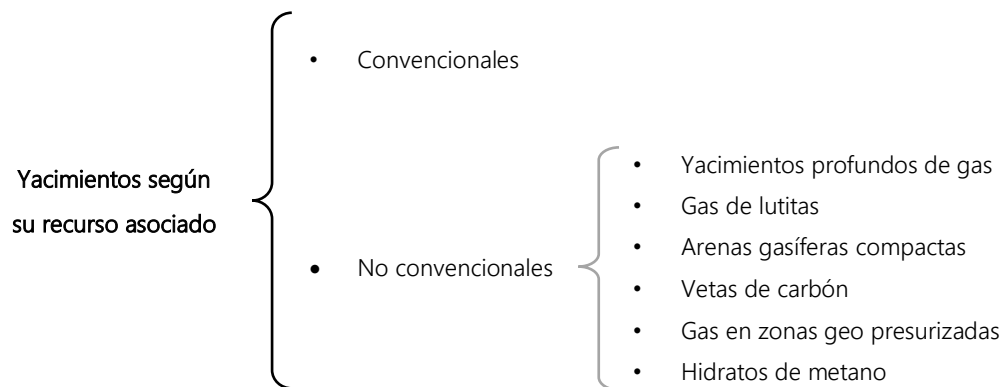


Figura 0.2. Clasificación de yacimientos de acuerdo con su recurso asociado.
Elaboración propia.

I. Yacimientos profundos de gas

Los yacimientos profundos de gas se consideran no convencionales debido a que, mientras la mayoría del gas convencional puede ser encontrado a profundidades no mayores a los 4,000 metros, éstos se encuentran almacenados, al menos, a 4,500 metros de profundidad. Aunque la producción de este tipo de yacimientos no siempre es económicamente viable, existen técnicas de extracción que han sido desarrolladas y mejoradas (National Geographic, 2012).

II. Gas de lutitas

La lutita es una roca sedimentaria de grano fino que no se desintegra cuando entra en contacto con el agua. Usualmente, el gas se entrapa entre capas impermeables de lutitas.

El gas de lutitas se considera como una fuente no convencional debido al alto grado de dificultad de las técnicas implementadas para su extracción (fracturamiento hidráulico y perforación horizontal). El fracturamiento hidráulico es un proceso mediante el cual la formación se fractura, con la inyección de un fluido fracturante a alta presión, y se mantiene abierta con el sustento de agentes apuntalantes con el fin de permitir el flujo de gas hacia el pozo. Dependiendo del espesor de la capa de gas y con el fin de aumentar el contacto con ésta, los pozos perforados en este tipo de campos son horizontales (National Geographic, 2012).

III. Arenas gasíferas compactas

El gas de arenas compactas se refiere al gas no convencional producido de formaciones de muy baja permeabilidad. Usualmente, el gas producido en este tipo de formaciones es gas seco y requiere de la implementación de métodos como el fracturamiento hidráulico o ácido. El fracturamiento ácido es muy similar al fracturamiento hidráulico, la diferencia principal está en la inyección de un fluido ácido en lugar de un apuntalante con el fin de disolver la roca que bloquea el flujo de gas (Blanco Ybáñez & Vivas Hohl, 2014).

IV. Vetas de carbón

Las vetas de carbón son otro tipo de recurso no convencional. Consiste en gas generado durante la formación de carbón mediante procesos de adsorción asociados a la presión de sobrecarga (Schlumberger, s.f.).

V. Gas en zonas geo presurizadas

Otra fuente de gas natural no convencional son las zonas geo presurizadas. Éstas se encuentran entre 3,000 a 7,600 metros de profundidad. Dichas zonas, se generan debido a la rápida acumulación y compactación de arcilla sobre material más poroso, como limos o arenas. Debido a las fuerzas de compresión a las que es sometida el gas, éste se deposita en los limos, arcillas o cualquier otro material absorbente.

VI. Hidratos de metano

Recientemente, ha sido descubierta otra fuente de gas no convencional denominada hidratos de metano. Dicha fuente, consiste en sedimentos oceánicos o áreas *permafrost*⁵ del Ártico. Los hidratos de metano se forman a condiciones de baja temperatura (menor a 0 °C) y alta presión (National Geographic, 2012).

⁵ Capa de la corteza terrestre que permanece congelada debido a procesos naturales.

Capítulo 2. Relevancia del gas natural en México y el Mundo

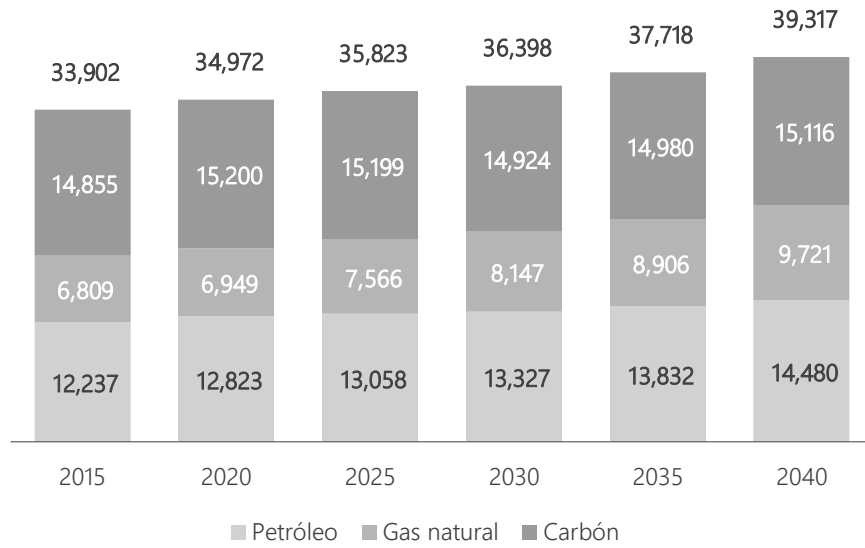
Debido al incremento en la población mundial y al desarrollo económico, se prevé que en los próximos 50 años la demanda de energía se incrementará un 100% (International Gas Union, 2017). En tal virtud, es importante desarrollar políticas que permitan a la industria energética global suplir esta demanda, además de ejecutar dichas políticas considerando el impacto que tienen los GEI sobre la atmósfera. Ante estos retos, el gas natural, ya sea de yacimientos convencionales o no convencionales, ofrece la oportunidad de generar energía de una manera relativamente más limpia, abundante y accesible en comparación con la combustión de aceite (y sus derivados), carbón y biomasa.

Acelerar el uso de gas natural permitiría la reducción de emisiones de gases dañinos a la atmósfera mientras continúa el desarrollo de la tecnología para el aprovechamiento de fuentes de energía renovables. No obstante, una de las desventajas que presentan las fuentes de energía renovable es la intermitencia asociada a ellas, es decir, la generación de energía por estos medios tales como solar y eólica, ocurre de manera no continua.

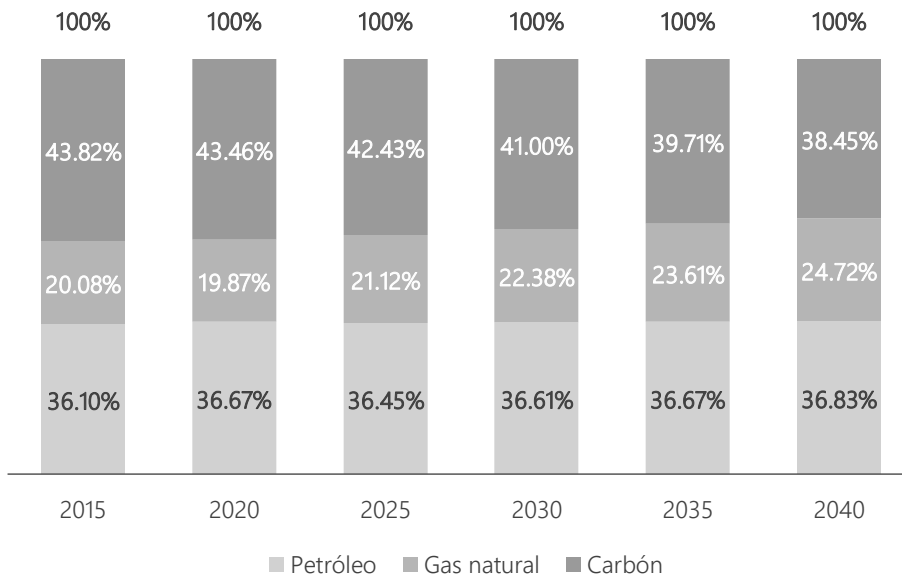
El gas natural es el único combustible fósil proyectado a crecer en el largo plazo en todos los escenarios clave analizados por diversos expertos en la materia, especialmente en los escenarios más agresivos que contemplan una gran reducción en la emisión de GEI. Esto se debe principalmente a los diversos beneficios que éste ofrece, por ejemplo: abundancia, versatilidad en su uso, baja emisión de GEI, etc. (International Gas Union, 2017).

Por otra parte, conforme a lo presentado en la Gráfica 2.1, se estima que para el año 2040 la emisión de GEI incremente en un 15.97% en comparación a lo emitido durante el año 2015. Además, un dato interesante es que la emisión de gases derivados del consumo de carbón se mantiene casi constante; esto se debe principalmente a que se proyecta una disminución importante de la demanda en China, pero un incremento países como la India y otras naciones asiáticas no pertenecientes a la OCDE⁶. El carbón, será rápidamente reemplazado por el uso de otras fuentes energéticas como el gas natural, las energías renovables y la energía nuclear (Energy Information Administration, 2017).

⁶ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos



Gráfica 2.1. Emisión de dióxido de carbono (MMT).
Elaboración propia con datos del International Energy Outlook 2017, EIA.

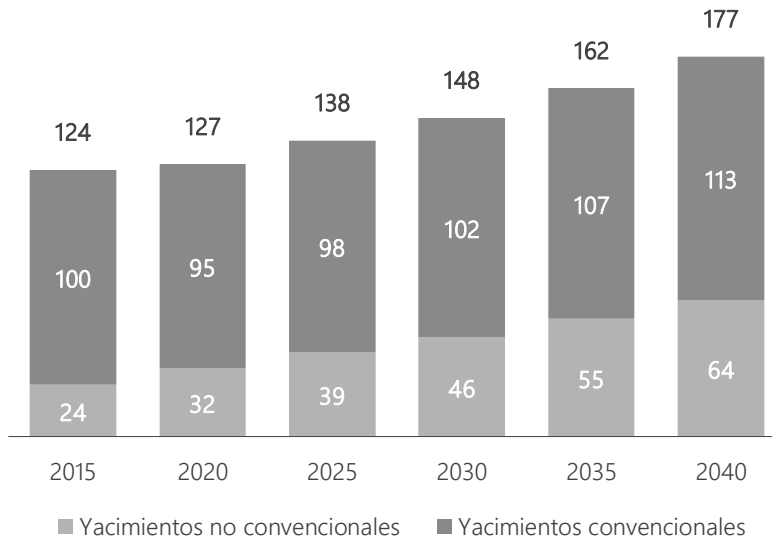


Gráfica 2.2. Proporción de emisión de dióxido de carbono.
Elaboración propia con datos del International Energy Outlook 2017, EIA.

2.1 Contexto global

I. Oferta

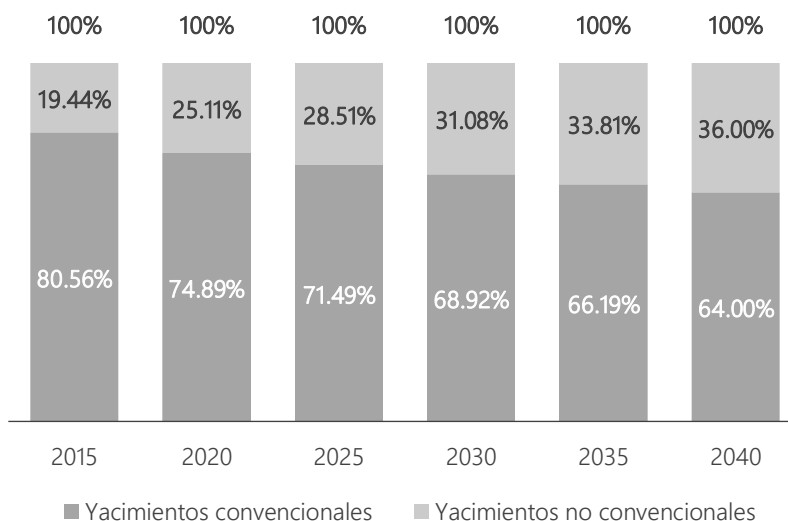
Referente a la oferta de combustibles fósiles, como se explica en la Gráfica 2.3, para el año 2040 la producción de gas natural incrementará un 42.42% (53 BPC) en comparación con el año 2015, contabilizando la producción de yacimientos convencionales y yacimientos no convencionales.



Gráfica 2.3. Producción proyectada para el año 2040 (BPC).

Elaboración propia con datos del International Energy Outlook 2017, EIA.

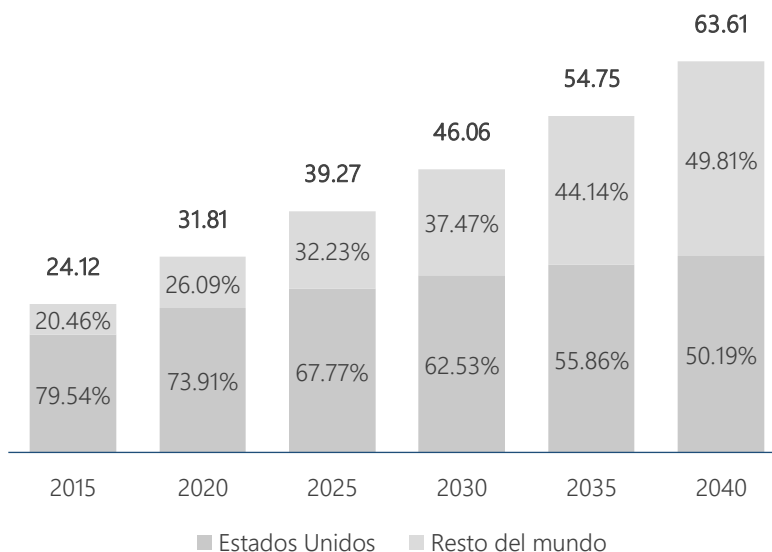
Cabe destacar que se estima un incremento del 163.75% en la oferta de gas natural proveniente de yacimientos no convencionales. En la Gráfica 2.4 se muestra el incremento de la oferta relativa de gas natural producido de fuentes no convencionales, pasando de 19.44% en el año 2015 al 36% para el año 2040.



Gráfica 2.4. Oferta relativa de gas natural.

Elaboración propia con datos del International Energy Outlook 2017, EIA.

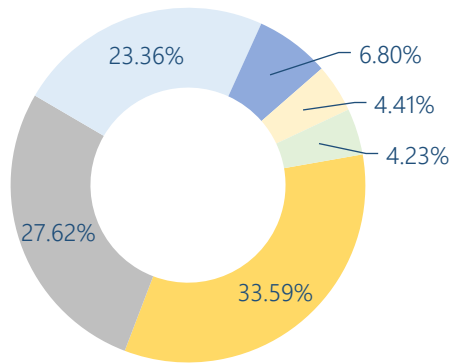
Es importante resaltar la participación que tiene EUA en la oferta relativa de gas natural, nación que durante el año 2015 aportó el 79.54% de la oferta relativa de gas natural de yacimientos no convencionales. Lo anterior, en respuesta a la mejora en las técnicas de explotación asociadas al fracturamiento hidráulico que se han llevado a cabo en los años recientes para este tipo de yacimientos. La Gráfica 2.5 indica que para los próximos años EUA seguirá siendo el principal productor de gas natural proveniente de fuentes no convencionales, sin embargo, la participación de otras naciones incrementaría en un 542.16% respecto a lo producido en 2015 (Energy Information Administration, 2017).



Gráfica 2.5. Oferta de gas natural de yacimientos no convencionales (BPC).
Elaboración propia con datos del International Energy Outlook 2017, EIA.

II. Demanda

Actualmente, el gas natural es una de las fuentes primarias de energía. Como se muestra en la Gráfica 2.6, durante el año 2017, representó un 23.36% de la demanda de energía a nivel mundial, colocándose únicamente por debajo del petróleo y el carbón. Lo anterior se debe principalmente a los beneficios previamente mencionados (generación de energía de una manera relativamente más limpia, abundante y accesible) (BP, 2019).

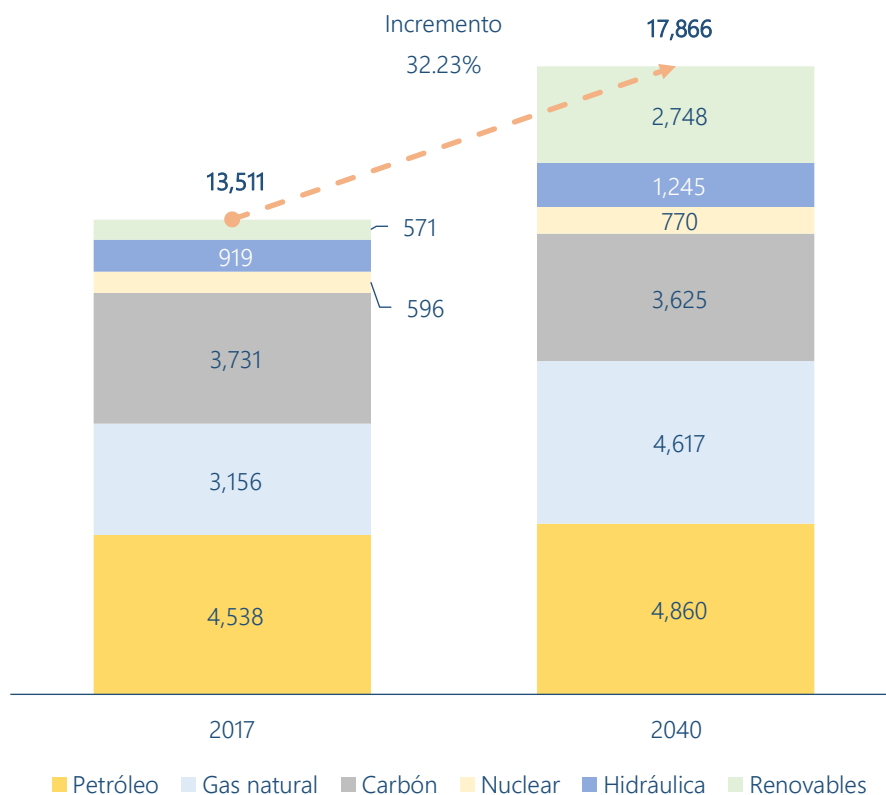


■ Petróleo ■ Carbón ■ Gas natural ■ Hidráulica ■ Nuclear ■ Renovables

Gráfica 2.6. Porcentaje de demanda energética durante el año 2017.
Elaboración propia con datos del BP Energy Outlook, 2019 edition.

Los principales usos del gas natural se asocian a los sectores; eléctrico, residencial, servicios, industrial (considera plantas de generación eléctrica y de calor, así como pequeños sistemas de generación eléctrica *in situ*) y en menor medida, al sector autotransporte.

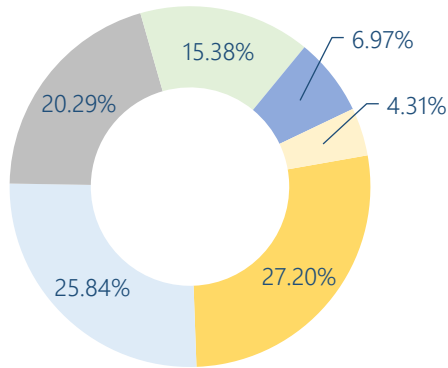
Por otra parte, se estima que para el año 2040 la demanda de energía a nivel mundial se incremente en un 32.23% (ver Gráfica 2.7). Este incremento obedece a la mejora en los estándares de vida, los cuales están estrechamente relacionados con la demanda energética (BP, 2019).



Gráfica 2.7. Demanda mundial de energía por tipo de fuente energética (MMTEP).
Elaboración propia con datos del BP Energy Outlook, 2019 edition.

Además, en la Gráfica 2. se muestran los porcentajes estimados de demanda correspondiente a las distintas fuentes energéticas para el año 2040. En este sentido, es importante destacar los siguientes aspectos:

- El gas natural pasaría de ser la tercera, a convertirse en la segunda fuente de energía más consumida; únicamente por debajo del petróleo.
- La proporción en la demanda de energía renovable pasaría de 4.23% en 2017 a 15.38% en 2040 lo que la convertiría en la fuente de energía con el mayor crecimiento en la demanda, en comparación con el resto.
- La proporción en la demanda de energía proveniente del carbón disminuiría del 27.62% en 2017 a 20.29% en 2040, esto principalmente debido a políticas enfocadas en la reducción de emisiones de GEI.
- La proporción en la demanda de energía proveniente del petróleo disminuiría del 33.59% en 2017 a 27.20% en 2040.

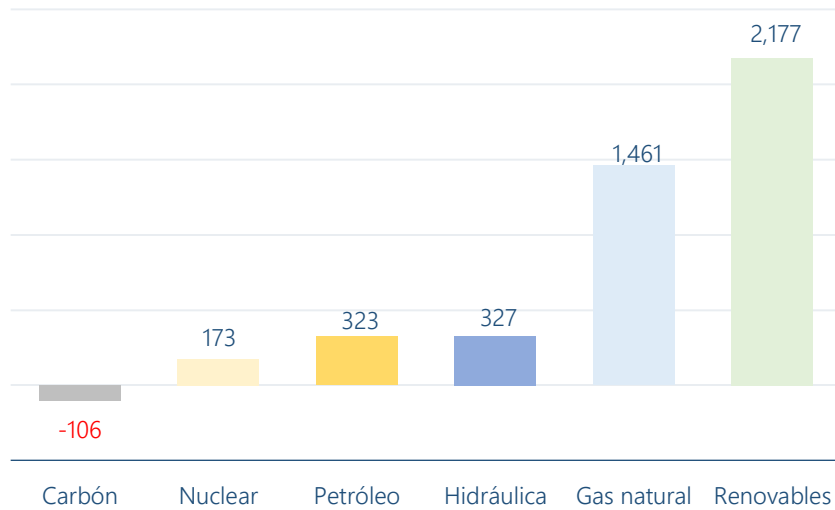


■ Petróleo ■ Gas natural ■ Carbón ■ Renovables ■ Hidráulica ■ Nuclear

Gráfica 2.8. Demanda energética estimada para el año 2040.

Elaboración propia con datos del BP Energy Outlook, 2019 edition.

Si bien se estima que la proporción en la demanda de algunas fuentes de energía (petróleo, carbón y nuclear) disminuya, esto no necesariamente significa que su demanda, en términos energéticos, sea menor en un futuro. Como se puede observar en la Gráfica 2.9 la demanda de energía, en términos netos, aumenta para casi todas las fuentes energéticas (a excepción del carbón).



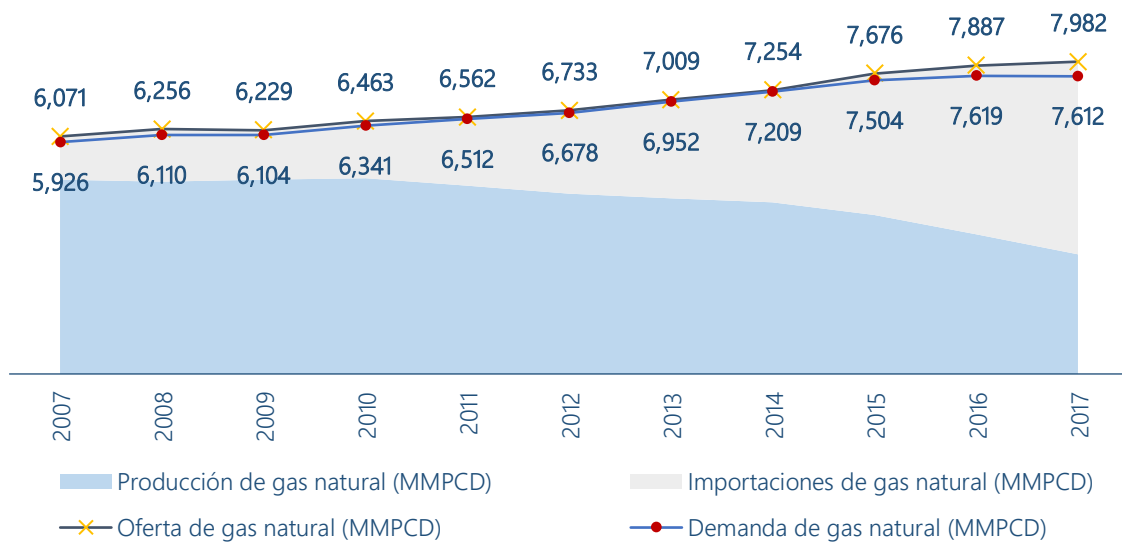
Gráfica 2.9. Aumento en la demanda de energía por fuente energética (MMTEP).

Elaboración propia con datos del BP Energy Outlook, 2019 edition.

2.2 Contexto nacional

I. Oferta y demanda histórica de gas natural en México

En la Gráfica 2.10 se observa que en la última década la producción de gas natural ha disminuido un 38.43%, esto debido a las nuevas técnicas de extracción utilizadas por EUA (lo que le ha permitido posicionarse como el líder global en este sentido, disminuyendo costos, incrementando producción, y por ende haciendo que las importaciones sean más atractivas en comparación con la producción doméstica), la infraestructura disponible en México para la extracción y el transporte de éste, y demás factores que comprometen la viabilidad operativa y/o económica de la extracción del gas.



Gráfica 2.10. Oferta y demanda histórica de gas natural en México (MMPCD).

Elaboración propia con datos de CNH y SENER.

Aunado a lo anterior, la importación de gas natural ha incrementado considerablemente en el mismo periodo con un incremento del 346.01%. Uno de los principales factores que influye en el incremento señalado es el bajo costo que tiene el gas natural importado de EUA.

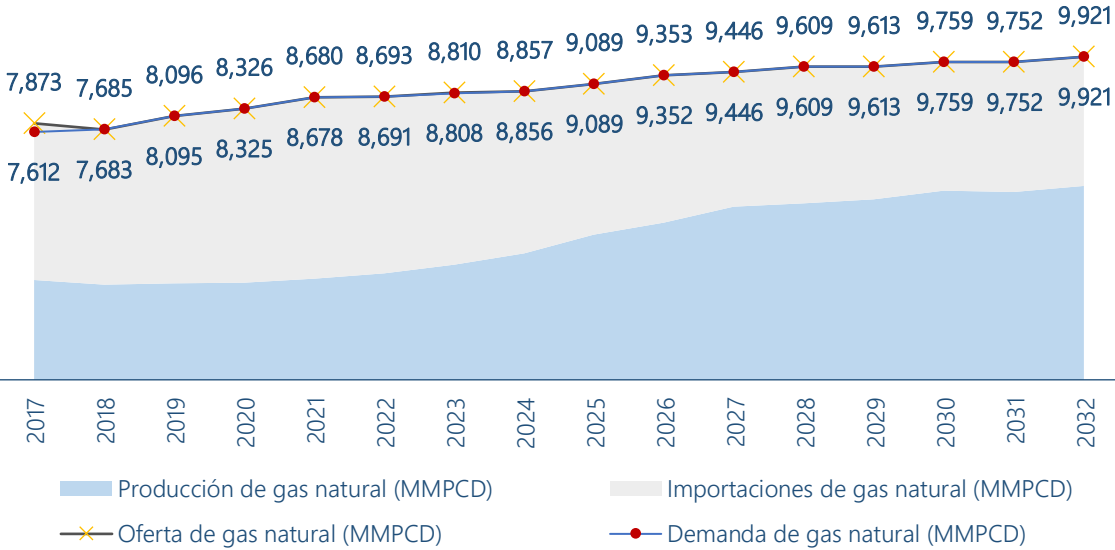
Por otro lado, en el periodo 2007 – 2017 la demanda nacional incrementó 28.45% debido a su mayor uso como combustible para la generación de electricidad, principalmente en plantas de ciclo combinado.

Como se muestra en la Gráfica 2.10, la oferta de gas natural (gas natural producido más gas natural importado) apenas es lo suficiente para abastecer la demanda nacional de gas. Esta demanda se compone de diversos sectores que requieren de su uso para operar, tales como: autotransporte,

servicios, residencial, industrial, petrolero y eléctrico. Cabe destacar que los principales sectores que impactan en la demanda mencionada son el eléctrico, petrolero e industrial.

II. Oferta y demanda prospectiva de gas natural en México

Se estima que para el año 2032 la producción doméstica de gas natural incremente en un 94.75% respecto a lo producido en 2017, alcanzando un volumen de 5,956 MMPCD (ver Gráfica 2.11). Aunado a lo anterior, para el mismo año, las importaciones del hidrocarburo referido decrecerán un 17.65% respecto a lo reportado en 2017, alcanzado un volumen máximo de importación en el año 2021 con 5,574 MMPCD (SENER, 2018).



Gráfica 2.11. Prospectiva de oferta y demanda de gas natural en México 2017-2032.
Elaboración propia con datos de SENER.

Por otro lado, se estima que para el año 2032 la demanda de gas natural se incremente un 30.33% respecto a lo reportado en 2017, alcanzando un volumen de 9,920.5 MMPCD (ver Gráfica 2.11). Dicha demanda se debe a la puesta en marcha de centrales generadoras de energía eléctrica mediante tecnología de ciclo combinado, tendencia que se ha observado en los últimos años y que se espera siga el mismo curso.

Capítulo 3. Reservas y recursos petroleros: aceite, gas y condensados

Con la finalidad de suplir la oferta y demanda prospectiva de gas natural, es necesario conocer el potencial con el que cuenta la nación en materia de recursos petroleros, lo anterior, a fin de generar estrategias de desarrollo que aseguren el abasto de gas natural a largo plazo.

Por tal motivo, en el presente capítulo será definido qué es un recurso petrolero, el principal sistema de clasificación de éste, los componentes de dicho sistema de clasificación, y finalmente, se presentarán los recursos petroleros de la nación bajo el sistema de clasificación referido.

3.1 Marco de referencia de los recursos petroleros

Se le denomina recurso petrolero a toda acumulación de hidrocarburos, descubierta o no descubierta, que se encuentra almacenada en el subsuelo. Dichas acumulaciones son evaluadas con el fin de estimar su volumen y, posteriormente, determinar si son recuperables y comerciales.

La cuantificación de recursos estima los volúmenes de acumulaciones descubiertas y no descubiertas. Por otro lado, la evaluación de recursos se enfoca en aquellos volúmenes determinados como potencialmente recuperables y comerciales mediante la ejecución de proyectos de desarrollo.

A partir de que comenzó a llevarse a cabo la extracción de hidrocarburos, se han desarrollado diversas metodologías y clasificaciones que buscan la estandarización en la estimación de recursos petroleros con el fin de desarrollar un marco de referencia que permita la comparación de dichos recursos, esto, sin atañer ciertas características, tales como; lugar de origen, propiedades de los fluidos, tipo de estructura del yacimiento, etc.

En el 2007 diversas asociaciones (SPE, WPC, AAPG, SPEE)⁷ emitieron el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS⁸ por sus siglas en inglés) el cual, pretendía mejorar la claridad en los acuerdos globales referentes a los recursos petroleros, mediante la generación de medidas de comparación y reduciendo la naturaleza subjetiva en la estimación de éstos. Actualmente, el PRMS provee los principios fundamentales para la evaluación y clasificación de reservas y recursos petroleros.

El marco de referencia de clasificación de recursos propuesto por el PRMS (véase Figura 3.1), comprende la clasificación de recursos entre descubiertos y no descubiertos, y establece clases correspondientes a

⁷ SPE: Society of Petroleum Engineers, WPC: World Petroleum Council, AAPG: American Association of Petroleum Geologists, SPEE: Society of Petroleum Evaluation Engineers.

⁸ Petroleum Resources Management System.

los recursos recuperables (producción acumulada, reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos) además de recursos no recuperables.

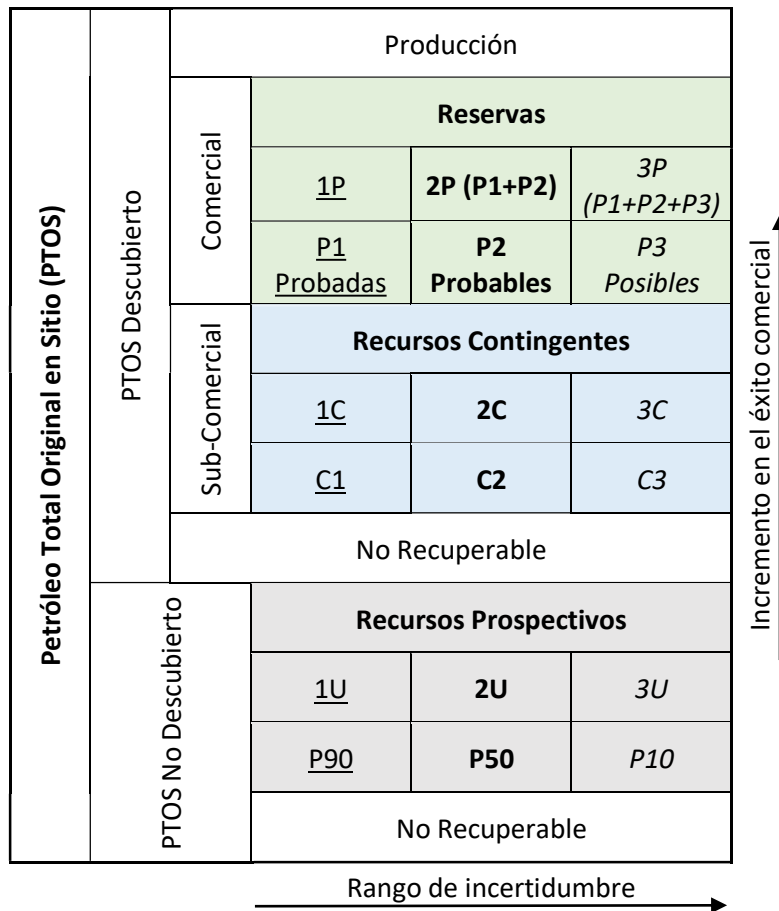


Figura 3.1. Marco de referencia de clasificación de Recursos.

Adaptado del Petroleum Resources Management System, 2018 Edition.

El eje horizontal representa el rango de incertidumbre que se tiene respecto a los volúmenes estimados recuperables o potencialmente recuperables de una acumulación⁹. Dichas estimaciones, incluyen las siguientes componentes de incertidumbre:

- a. El volumen total de petróleo remanente de una acumulación.
- b. La incertidumbre técnica que tiene una porción del volumen total que puede ser recuperado por medio de la aplicación de un proyecto definido de desarrollo.
- c. Variaciones conocidas en las condiciones de mercado que puedan impactar en los volúmenes recuperables y de venta.

⁹ Volumen individual de petróleo en un yacimiento.

De forma análoga, el rango de incertidumbre puede ser representado mediante escenarios determinísticos o distribuciones de probabilidad. Específicamente, cuando este rango es representado con distribuciones de probabilidad, se deben considerar estimaciones bajas, medias y altas, tomando en cuenta lo siguiente:

- a. Estimación baja: se refiere a la estimación conservadora de la cantidad de petróleo que será recuperado al llevarse a cabo un proyecto. Referente a métodos probabilísticos, representa al menos el 90% de probabilidad (P90) de que el volumen recuperado será igual o excederá la cantidad estimada.
- b. Estimación media: representa la evaluación más realista del volumen de petróleo que será recuperado. Cuando dicho volumen se estima mediante métodos probabilísticos, debe referir al menos el 50% de probabilidad (P50) de recuperar un volumen igual o mayor al estimado.
- c. Estimación alta: se considera la estimación más optimista. En métodos probabilísticos se asocia, al menos, con el 10% de probabilidad (P10) de que el volumen recuperado será igual o mayor al estimado.

Por otra parte, el eje vertical refleja la oportunidad comercial la cual, indica la probabilidad de comprometer a desarrollo un proyecto y así alcanzar el estatus de producción comercial.

En relación con lo anterior, se puede establecer un sistema de clasificación de recursos más robusto que provea con las bases para la gestión de un portafolio de proyectos por medio de una subdivisión de la oportunidad comercial, considerando la madurez de los proyectos y asociándoles una oportunidad cuantitativa de alcanzar el estatus comercial y ser puestos en producción.

Como se muestra en la Figura 3.2, los proyectos de desarrollo y sus volúmenes recuperables asociados pueden ser subclasificados tomando en cuenta la madurez de los proyectos y sus acciones correspondientes (por ejemplo, la toma de decisiones) requeridas para avanzar hacia la producción comercial.

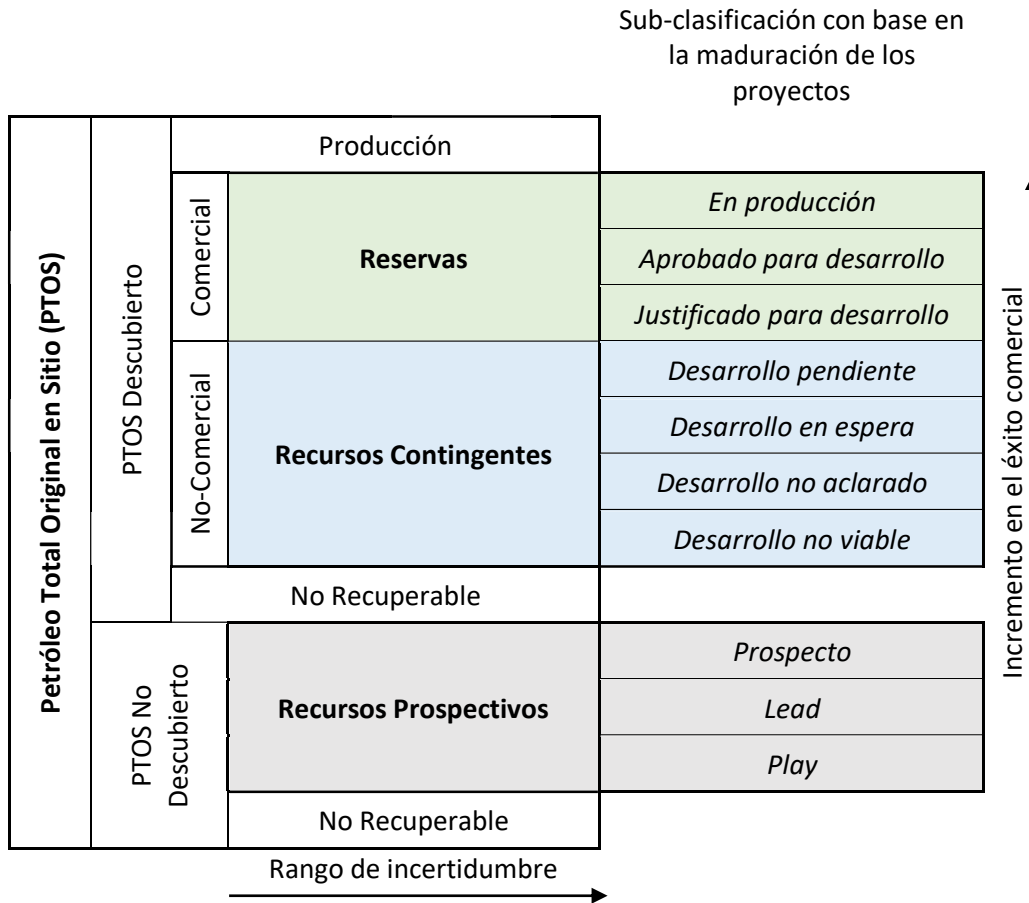


Figura 3.2. Subclasificación con base en la madurez de los prospectos.
Adaptada del Petroleum Resources Management System, 2018 Edition.

Las subclases de maduración de recursos están basadas en aquellas acciones que influyen en el progreso de un proyecto hacia su aprobación final para la implementación y el inicio de la producción y comercialización de hidrocarburos.

Los proyectos subclasificados como *Justificados para desarrollo* son comprometidos como comercialmente viables y tienen el apoyo para continuar con los mismos, lo que involucra una fuerte intención de proceder con el desarrollo. Asimismo, los proyectos no deben estar subclasificados como *Justificados para desarrollo* durante un periodo de tiempo extenso sin indicadores positivos de que todas las aprobaciones requeridas para ejecutar el proyecto serán obtenidas sin retrasos indebidos, de lo contrario, tendrá que ser reclasificado como recurso contingente.

Las reservas *Justificadas para desarrollo* son reclasificadas como *Aprobadas para desarrollo* una vez que se ha hecho un FID¹⁰.

¹⁰ Final investment decision. Se refiere a la decisión de ejecutar un proyecto de inversión.

Referente a los recursos contingentes, cuando existen proyectos sobre acumulaciones descubiertas que son analizadas constantemente, en proceso de revisión de factibilidad y que cuentan con operaciones planeadas en el corto plazo (por ejemplo, la perforación de pozos) dichos proyectos deben ser subclasificados como *Desarrollo pendiente*. Por otra parte, aquellos proyectos que no cumplan con las características referidas pueden ser subclasificados como *Desarrollo en espera*, *Desarrollo no aclarado* o *Desarrollo no viable*.

Además, cuando las condiciones de mercado cambian y existe un riesgo significativo de que el proyecto con reservas no sea ejecutado, éste debe ser reclasificado como recurso contingente.

Para recursos prospectivos, los volúmenes de petróleo estimados a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas pueden ser subclasificados como *plays*, *leads* o *prospectos* dependiendo su nivel de maduración.

Por un lado, los *plays* consisten en largas proporciones regionales delimitadas geográfica y estratigráficamente donde ocurrieron diversos factores geológicos, millones de años atrás, para que existiera la acumulación de petróleo.

Por su parte, los *leads* se asocian a una acumulación potencial que se encuentra poco definida, pero en la que se infiere que existen trampas para el sistema petrolero. Se requiere de mayor adquisición de datos y/o evaluación para ser subclasificado como *prospecto*.

Finalmente, los *prospectos*, son oportunidades que han sido completamente evaluadas y se infiere que existe una trampa que contiene acumulaciones de hidrocarburos a ciertos metros de profundidad.

En adición, se precisan otras definiciones necesarias para la aplicación del sistema de clasificación de recursos:

- a) PTOS: es el volumen total de petróleo estimado que se encuentra almacenado en una cuenca sedimentaria, descubierto o no descubierto, antes de la producción.
- b) PTOS descubierto: corresponde al volumen de petróleo estimado, a una determinada fecha, a ser contenido en acumulaciones descubiertas antes de iniciar la producción.
- c) PTOS no descubierto: se define como el volumen de petróleo estimado, a una determinada fecha, a ser contenido en acumulaciones no descubiertas.
- d) Producción acumulada: corresponde a los volúmenes acumulados de petróleo que ha sido producido a una determinada fecha.
- e) Recursos no recuperables: se refiere a porciones del PTOS, descubierto o no descubierto, evaluado a una determinada fecha, que no son recuperables bajo la aplicación de diversos

proyectos. La condición de estas acumulaciones podría cambiar en el futuro, si las condiciones del mercado cambian, se desarrolla tecnología para su extracción o se adquieren más datos que permitan la evaluación adecuada de éstas. Además, la porción remanente jamás podrá ser recuperada debido a factores fisicoquímicos relacionados con la interacción roca-fluido en el yacimiento.

3.1.1 Recursos prospectivos

Corresponden a volúmenes de petróleo, estimados a una determinada fecha, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas mediante la aplicación de futuros proyectos de desarrollo.

Por otro lado, los recursos prospectivos cuentan con una oportunidad de desarrollo y una oportunidad de descubrimiento geológico, ésta última representa a la probabilidad de que las actividades de exploración confirmen la existencia de una acumulación significativa de petróleo con potencial de recuperación mediante la perforación de pozos. Asimismo, para este tipo de recursos, la probabilidad de que un proyecto logre la maduración comercial para ser desarrollado corresponde al producto de la oportunidad de desarrollo por la oportunidad de descubrimiento geológico.

Al igual que los recursos contingentes, los recursos prospectivos son categorizados con base a un rango de incertidumbre en función a los volúmenes estimados a ser recuperables, asumiendo su oportunidad de descubrimiento y desarrollo; y puede ser subclasificado tomando en cuenta la maduración del proyecto.

3.1.2 Recursos contingentes

Los recursos contingentes corresponden a los volúmenes de petróleo, estimados a una determinada fecha, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones descubiertas mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, pero que no se consideran comerciales debido a una o más contingencias. Dichas contingencias pueden ser, de manera enunciativa más no limitativa, las siguientes:

- Proyectos para los cuales, al momento de ser evaluados, no existen mercados que demanden la producción del petróleo.
- Cuando la recuperación comercial del petróleo está supeditada a tecnología en desarrollo.
- Cuando la cuantificación de volumen es insuficiente para evaluar adecuadamente la comercialidad del petróleo.

Además, los recursos contingentes se encuentran asociados con la oportunidad de desarrollo la cual, se denomina la probabilidad que tiene una acumulación descubierta a ser desarrollada comercialmente.

Finalmente, los recursos contingentes son categorizados con base al rango de incertidumbre correspondiente al volumen recuperable estimado y deben ser subclasificados tomando en cuenta la maduración del proyecto y/o viabilidad económica.

3.1.3 Reservas

Se les denomina reservas a los volúmenes de petróleo que se pronostican ser comercialmente recuperables mediante la ejecución de actividades de desarrollo enfocadas a la extracción de dichos volúmenes, a partir de una fecha dada y bajo condiciones definidas. Además, las reservas deben satisfacer cuatro criterios; estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y ser remanentes.

Asimismo, como se muestra en la Figura 3.3, las reservas representan una distribución continua de volúmenes que, por convención, se reportan para los percentiles 10, 50 y 90. Así, las categorías de reservas comúnmente utilizadas (1P, 2P y 3P) se categorizan de la siguiente manera:

- Las reservas 1P son iguales a las reservas probadas.
- Las reservas 2P es igual a la agregación de reservas probadas más las reservas probables.
- Las reservas 3P es igual a la agregación de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

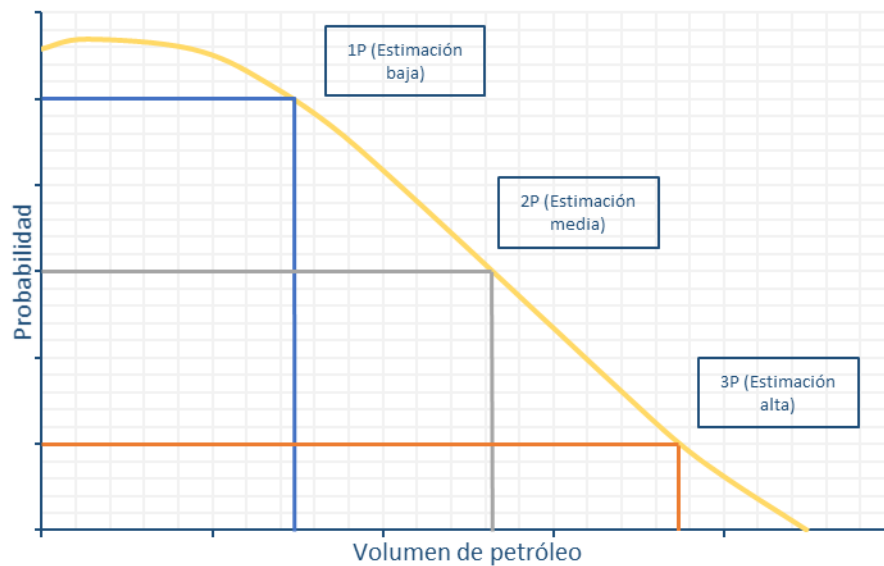


Figura 3.3. Clasificación de reservas.
Elaboración propia, adaptada de CNH, 2019.

Conforme a lo anterior, se han establecido tres tipos de reservas (probadas, probables y posibles), las cuales, serán definidas a continuación:

- a. Reserva probada: se refiere a los volúmenes de petróleo que, a través del análisis de geociencias e ingeniería, pueden ser estimados con una certidumbre razonable a ser comercialmente recuperables de yacimientos descubiertos bajo ciertas condiciones técnico-económicas. Cuando se utilizan métodos determinísticos, se entiende al concepto "certidumbre razonable" como un alto grado de certeza en que los volúmenes serán recuperados. Por otro lado, cuando se usan métodos probabilísticos para su estimación, se relacionan con una probabilidad del 90% de que el volumen a recuperar será igual o mayor al volumen 1P estimado.
- b. Reserva probable: consiste en volúmenes de reserva adicional que, con base en el análisis de geociencias e ingeniería, son menos probables a ser recuperables que la reserva probada pero que tienen más certeza que la reserva posible. En tal sentido, cuando se usan métodos probabilísticos para su estimación, se relacionan con una probabilidad del 50% de que el volumen a recuperar será igual o mayor al volumen 2P estimado.
- c. Reserva posible: corresponde al volumen con menor probabilidad de ser recuperado de acuerdo con los resultados del análisis de geociencias e ingeniería. Cuando se usan métodos probabilísticos se relaciona, al menos, con el 10% de probabilidad de que el volumen recuperable será igual o mayor al volumen 3P estimado.

3.2 Estimación y clasificación de reservas

Las principales áreas que permiten llevar a cabo la estimación y clasificación de reservas son las siguientes (CNH, 2019):

- Caracterización de yacimientos.
- Ingeniería de yacimientos.
- Ingeniería de producción.
- Evaluación económica.

3.2.1 Caracterización de yacimientos

Consiste en la determinación del volumen total original en sitio por medio de actividades de interpretación sísmica, perforación de pozos para la determinación de un modelo petrofísico y elaboración de un modelo geológico.

En primera instancia, la interpretación sísmica consiste en el análisis los datos obtenidos a través de la adquisición y el procesamiento sísmico con la finalidad de generar un marco geológico-estructural y ver

la disposición en el subsuelo, a partir de la detección de discordancias en las propiedades de las rocas y fluidos presentes en el subsuelo. Además, permite identificar horizontes que componen el modelo geológico-estructural previamente establecido, es decir, muestra los diferentes fenómenos tectónicos ocurridos en el modelo (fallas, pliegues, intrusiones salinas, etc.).

Por otra parte, la perforación de pozos permite evaluar, de manera directa, diversas propiedades petrofísicas del yacimiento tales como: porosidad, permeabilidad, densidad de grano, saturación de fluidos, tipo de roca, permeabilidad relativa, etc.

En último lugar, la elaboración de un modelo estático consiste en la integración de los modelos geológico-estructural, sedimentario, estratigráfico, litológico, entre otros; y tiene por objetivos; reducir la incertidumbre que se tiene del conocimiento del subsuelo y; determinar la heterogeneidad del yacimiento e identificar la influencia que ésta tendrá en las propiedades petrofísicas de las rocas y en el flujo de fluidos al iniciar la producción (CNH, 2019).

3.2.2 Ingeniería de yacimientos

La ingeniería de yacimientos es el área que permite establecer estrategias de extracción, pronósticos de producción, factores de recuperación y demás consideraciones necesarias para llevar a cabo un proyecto de desarrollo. Tal área se compone por la caracterización de fluidos, el análisis de pruebas de presión-producción, el análisis de curvas de declinación, el balance de materia, la simulación numérica, el análisis de implementación de los sistemas artificiales de producción y el diseño de instalaciones superficiales.

En primer lugar, las propiedades de los fluidos afectan a la estrategia de extracción a utilizar para el desarrollo de un campo o un yacimiento, en consecuencia, determinan los ritmos de producción óptimos con la finalidad de no dañar al yacimiento, los volúmenes totales originales en sitio, el factor de recuperación y las instalaciones superficiales para su manejo y transporte. Por tal motivo, es fundamental contar con un conocimiento adecuado de las propiedades y el comportamiento de los fluidos con el fin de realizar una administración eficiente de los yacimientos (CNH, 2019).

Por otro lado, el análisis de pruebas de presión-producción estudian el comportamiento de un pozo cuando se somete a diferentes gastos de producción y/o variaciones de presión bajo condiciones previamente definidas. Posterior a la aplicación, los datos obtenidos son integrados a un modelo matemático el cual, permite describir el comportamiento dinámico del sistema pozo-yacimiento (Schlumberger, s.f.).

Por su parte, el análisis de curvas de declinación es una de las técnicas de análisis de datos más usadas en la industria y permiten estimar la producción futura tomando como premisa que la tendencia y

condiciones de producción histórica tendrán un comportamiento similar en el futuro y, por lo tanto, pueden ser extrapoladas y descritas mediante una expresión matemática (Ahmed, 2006).

Respecto al balance de materia, esta técnica está basada en la ley de la conservación de la masa y permite interpretar y predecir el comportamiento del yacimiento; estimar el petróleo total original en sitio y determinar el comportamiento que tendrán los mecanismos de recuperación primaria sobre la recuperación de petróleo (Ahmed, 2006).

Además, existen técnicas que permiten modelar y predecir el comportamiento de los yacimientos de petróleo bajo diferentes condiciones de operación, incluyendo los métodos de recuperación a aplicar. La simulación numérica es una herramienta esencial en esta área y consiste en algoritmos que resuelven sistemas de ecuaciones que representan el flujo de fluidos en medios porosos y los cambios de fases que puedan ocurrir durante la vida productiva del campo (CNH, 2019).

Considerando que, durante la vida productiva de los yacimientos la presión disminuye a tal punto que los fluidos contenidos en fondo no sean capaces de llegar a superficie, es necesario contar con técnicas que permitan combatir dicha situación. Una alternativa son los sistemas artificiales de producción los cuales, son implementados en los pozos con el objetivo de proporcionar energía a la columna de fluido que se encuentre en un pozo con la finalidad de iniciar o mejorar la producción de éste (Schlumberger, s.f.).

Tomando en cuenta lo anterior, se pueden diseñar u optimizar sistemas e instalaciones superficiales que permitan el manejo, acondicionamiento, almacenamiento y transporte de hidrocarburos y demás componentes producidos.

3.2.3 Ingeniería de Producción

En la cadena de valor de los hidrocarburos, el *upstream* involucra las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Mientras que la exploración consiste en descubrir y evaluar acumulaciones de hidrocarburo, las actividades de producción se encargan de entregar los hidrocarburos a la etapa de *downstream* la cual, consiste en el refinado de crudo y/o tratamiento de gas natural para ser empleado como energético.

Por su parte, la ingeniería de producción es el área de la ingeniería petrolera que tiene por objetivo maximizar la producción de hidrocarburos de una manera rentable y segura. Para lograr dicho objetivo, se debe contar con un entendimiento adecuado de los sistemas de producción a implementar además de conocer las propiedades de los fluidos que se producirán a lo largo de la vida del proyecto (Guo, Liu, & Tan, 2017).

Es importante resaltar que las condiciones de operación de los sistemas e infraestructura considerada a implementar en un campo dependen principalmente del tipo de fluido producido, la ubicación del campo y de los resultados del análisis económico.

3.2.4 Evaluación económica

La evaluación económica consiste en el análisis de factibilidad de un proyecto. La evaluación de recursos y reservas se realiza considerando diversas variables que determinan la factibilidad de dicho proyecto y, por lo tanto, si un volumen es considerado como reserva o como recurso. Estas variables incluyen factores que impactan la comercialidad como las decisiones de alto riesgo; los precios de venta; los costos operativos y de capital; parámetros técnicos subsuperficiales; factores ambientales, gubernamentales, legales, y sociales, y; periodos de tiempo.

El valor de un proyecto puede ser obtenido de diversas maneras, sin embargo, para fines de este trabajo, la evaluación será realizada mediante un análisis de flujos de efectivo. Además, la evaluación económica se abordará con mayor detalle en la sección 4.2.2.

I. Evaluación de flujos netos de efectivo.

Las evaluaciones económicas de proyectos de producción de hidrocarburos se basan en la estimación de producción futura y su cronograma asociado de flujos netos de efectivo (FNE) en una fecha efectiva. Estos FNE deber ser descontados utilizando una tasa de descuento definida y la suma éstos se denomina valor presente neto (VPN) del proyecto. La evaluación del proyecto debe considerar lo siguiente:

- a. Los volúmenes de producción estimada durante un periodo de tiempo definido.
- b. Los costos estimados y su cronograma correspondiente y consistente con las actividades de desarrollo, producción y abandono¹¹.
- c. Los ingresos esperados por la venta de hidrocarburos con precios estimados para periodos futuros con base en las propiedades de los fluidos, condiciones de mercado, etc.
- d. Los impuestos, derechos, contraprestaciones y regalías estimadas a ser pagadas debido a la producción de hidrocarburos.
- e. El periodo de vida de proyecto. Usualmente, dicho periodo es condicionado por el límite técnico, límite contractual o el límite económico, lo que ocurra primero.

¹¹ Se define como el proceso y su costo asociado, de devolver parte o la totalidad del área donde se llevó a cabo el proyecto a condiciones seguras y considerando la restauración ambiental de ésta, cuando cesan las operaciones de producción. Los ejemplos incluyen, pero no se limitan, a la remoción de las instalaciones superficiales, taponamiento de pozos y restauración ambiental.

f. La aplicación de una tasa de descuento apropiada para el proyecto en evaluación.

La Figura 3.4 ilustra el perfil de flujos netos de efectivo para un proyecto simple. Como se observa, el flujo de efectivo neto acumulado excede los costos asociados al abandono por lo que satisface la condición de factibilidad económica y, por lo tanto, se consideran los volúmenes a producir como reservas (CNH, 2019).

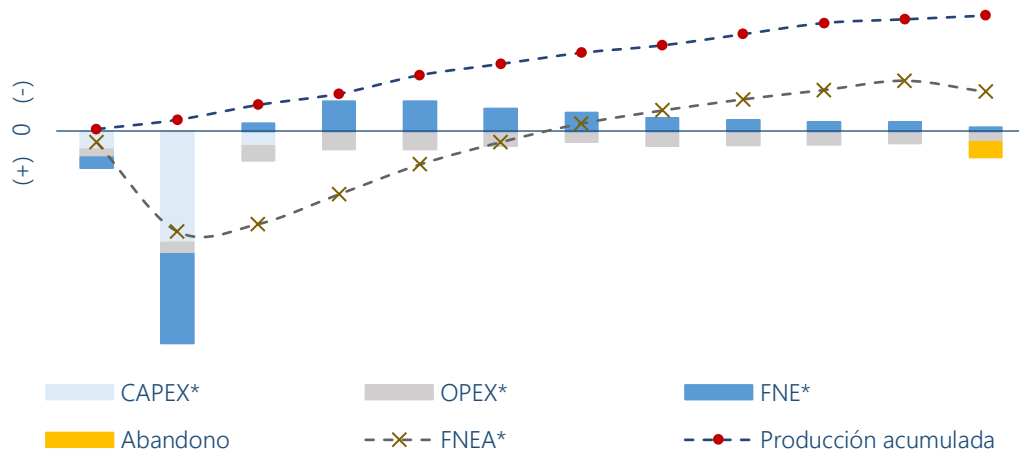


Figura 3.4. Flujos de efectivo para un proyecto simple.

Elaboración propia.

* CAPEX (Capital expenditure): Erogaciones asociadas a la adquisición de activos fijos.

OPEX (Operational expenditure): Erogaciones asociadas a la ejecución de operaciones necesarias para generar un producto.

FNE: Equilibrio anual de las erogaciones e ingresos ocurridos durante la vida productiva del proyecto.

FNEA: Acumulado del equilibrio anual de las erogaciones e ingresos ocurridos durante la vida productiva del proyecto. (para mayor referencia véase la sección 4.2.2).

II. Límite económico

El límite económico se define como el periodo en el cual ocurre el máximo flujo de efectivo neto acumulado (véase Figura 3.5). Así, las reservas se determinan hasta el límite técnico, contractual o económico, lo que ocurra primero. Para fines de cálculo del límite económico se excluye la depreciación, costos de abandono y el pago de impuestos derivados de la producción de hidrocarburos, además de pagos por concepto de *overhead*¹² que no se requiera para la operación del proyecto en cuestión (SPE, 2018).

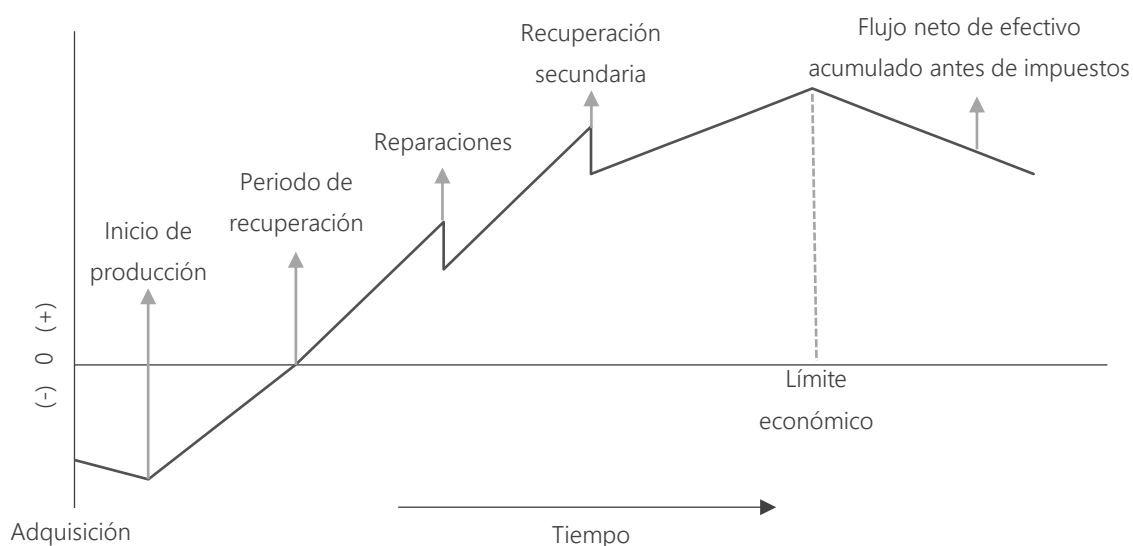


Figura 3.5. Diagrama de flujo neto de efectivo hasta el límite económico.
Elaboración propia.

3.3 Reservas y recursos en México

3.3.1 Provincias petroleras de México

Las zonas petroleras de México corresponden a grandes cuencas sedimentarias en las cuales, millones de años atrás, se fueron acumulando sedimentos que dieron lugar a la generación migración y acumulación de petróleo.

¹² Se refiere a aquellos gastos asociados con la puesta en marcha de un proyecto que no están relacionados con la creación de un producto o servicio.



Figura 3.6. Provincias petroleras de México.

Adaptado de CNH.

Las principales zonas petroleras se distribuyen en el oriente del país. Existen un total de 12 provincias petroleras (véase Figura 3.6), de éstas, seis provincias cuentan con reservas y con alto potencial de producción de hidrocarburos en el corto y mediano plazo (Burgos, Sureste, Golfo de México Profundo, Sabinas-Burro-Picachos, Tampico-Misantla y Veracruz) y seis provincias son marginales con potencial medio-bajo de producción (Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaino-La Purísima-Iray) (IMP, 2015).



Figura 3.7. Provincias petroleras de México con alto potencial de producción de hidrocarburos.
Adaptado de CNH.

En la Tabla 3.1, se muestran las características principales de las seis provincias petroleras que cuentan con alto potencial de producción de gas:

Provincia petrolera	Ubicación ^a	Principal tipo de gas	Tipo de yacimiento
Burgos	Transicional	Gas seco y gas húmedo	Convencional y no convencional
Sureste ^b	Transicional	Gas seco y gas húmedo	Convencional
Golfo de México Profundo	Marina	Gas seco y gas húmedo	Convencional
Sabinas-Burro-Picachos	Terrestre	Gas seco	No convencional
Tampico-Misantla	Transicional	Gas húmedo	Convencional y no convencional
Veracruz	Transicional	Gas seco	Convencional

Tabla 3.1. Características principales de las provincias petroleras de México con alto potencial de producción de hidrocarburos.

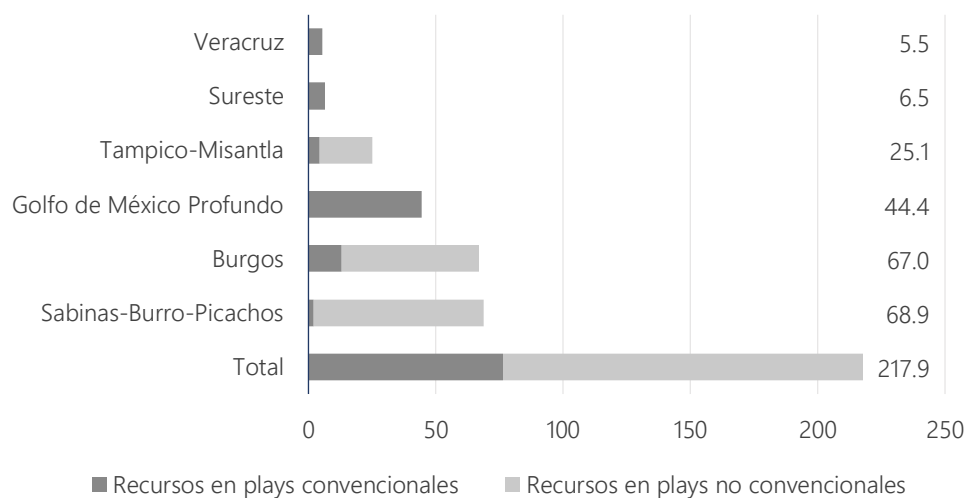
Elaboración propia.

- a. Transicional. Se refiere a provincias que tienen una porción terrestre y una porción marina en aguas someras (entre 0 y 500 m de tirante de agua).
- b. Para efectos de este trabajo, además de la misma, considera las provincias petroleras del Cinturón Plegado de Chiapas y la Plataforma de Yucatán.

Cabe destacar que las provincias petroleras de Burgos, Sabinas-Burro-Picachos y Tampico-Misantla, cuentan con el potencial de ser explotadas mediante técnicas no convencionales.

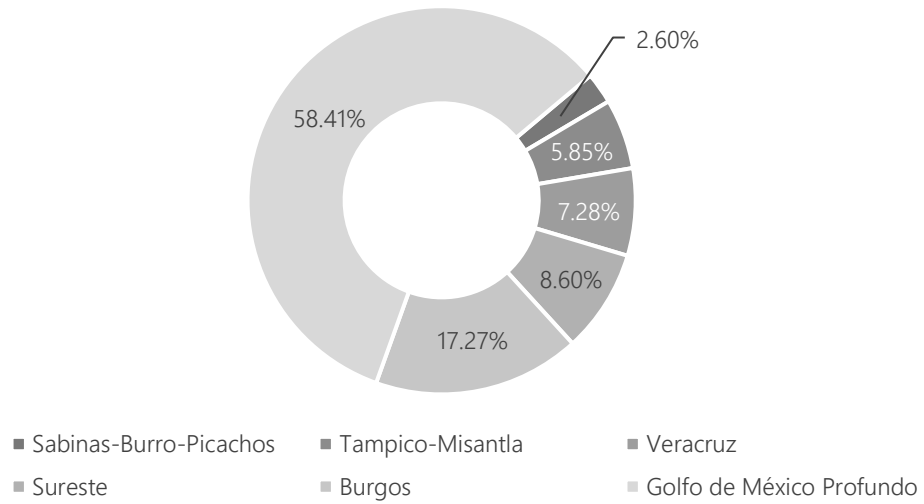
3.3.2 Recursos prospectivos de gas natural en México

De acuerdo con el reporte "Recursos prospectivos" publicado por CNH en septiembre de 2017, en México se estima un volumen de 217.9 BPC correspondientes a los recursos prospectivos de la nación. De éste, 141.5 BPC (64.94%) corresponden a recursos no convencionales y el restante 76.4 BPC (35.06%) a recursos convencionales.



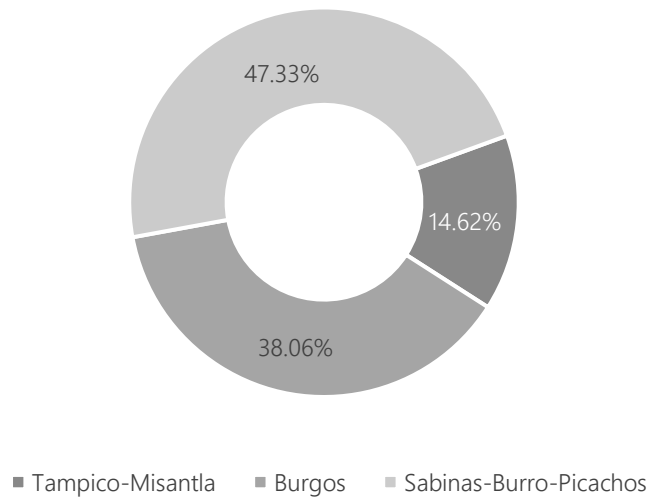
Gráfica 3.1. Distribución de recursos prospectivos con base en su recurso asociado por provincia petrolera (BPC).
Elaboración propia con datos de CNH.

Referente a los recursos prospectivos convencionales de gas natural, la mayor parte se encuentra en el Golfo de México Profundo con un 58.41% del total nacional, seguido de Burgos y el Sureste con 17.27% y 8.60% respectivamente (véase Gráfica 3.2).



Gráfica 3.2. Distribución de gas natural para recursos convencionales.
Elaboración propia con datos de CNH.

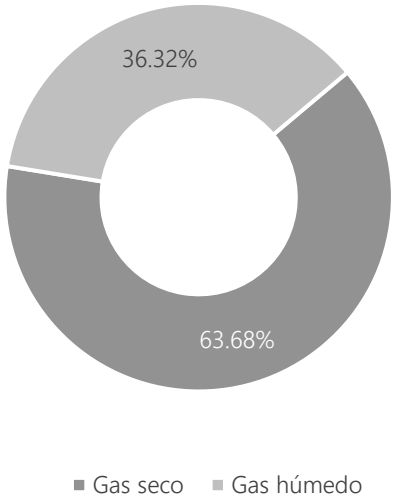
Por otra parte, como se observa en la figura Gráfica 3.3, los recursos prospectivos no convencionales se concentran en la región norte del país, en las provincias de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos y Tampico-Misantla.



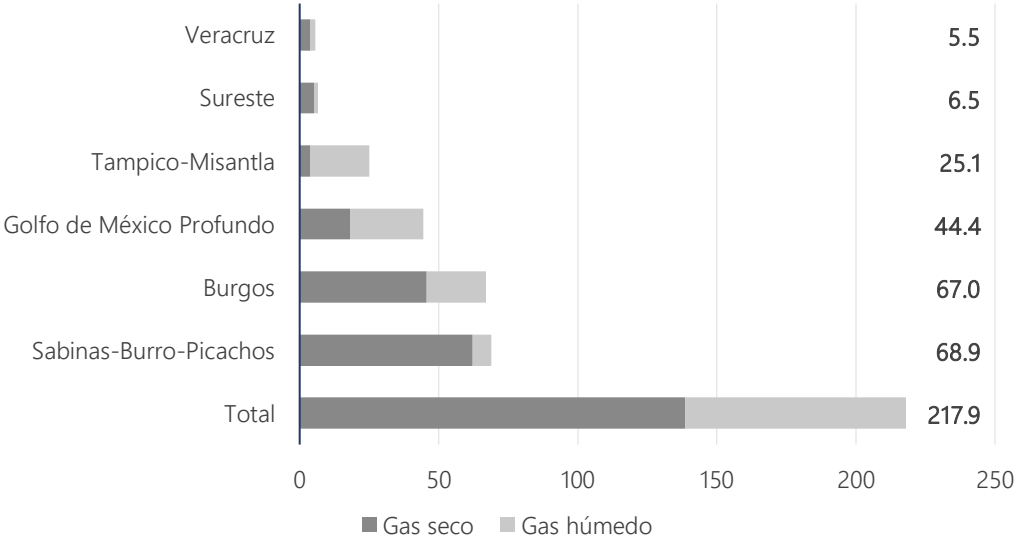
Gráfica 3.3. Distribución de gas natural para recursos no convencionales.
Elaboración propia con datos de CNH.

Del total de recurso prospectivo identificado de gas natural, el 63.68% corresponde a gas seco y el 36.32% restante a gas húmedo (véase Gráfica 3.4). Asimismo, como se observa en la gráfica 3.5, las

principales provincias con recursos prospectivo asociado al gas seco son Sabinas-Burro-Picachos, Burgos y Golfo de México Profundo, mientras que, para gas húmedo son Golfo de México Profundo, Tampico-Misantla y Burgos.



Gráfica 3.4. Distribución de gas natural con base en la composición de su mezcla.
Elaboración propia con datos de CNH.

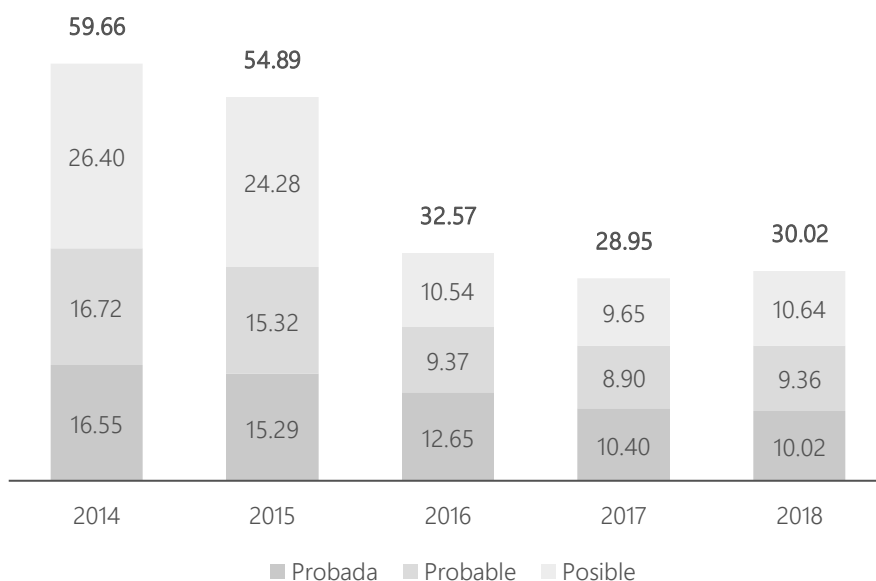


Gráfica 3.5. Distribución de recursos prospectivos de gas natural con base en la composición de su mezcla por provincia petrolera (BPC).
Elaboración propia con datos de CNH.

3.3.3 Reservas de gas natural en México

De acuerdo con el documento técnico “Reservas de Hidrocarburos en México Conceptos Fundamentales y Análisis 2018” a partir de agosto de 2015 la evaluación de reservas se realiza considerando las disposiciones vigentes, con base en la metodología PRMS.

En la Gráfica 3.6 se observa que en el periodo 2014 – 2018 la reserva 3P de gas natural ha disminuido un 49.68%, pasando de 59.66 BPC a 30,02 BPC. Asimismo, del año 2017 al 2018, se identifican incrementos del 5.13% y 10.29% en la reserva probable y posible respectivamente.



Gráfica 3.6. Evolución de reservas de gas natural en México durante el periodo 2014 – 2018 (BPC).
Elaboración propia con datos de CNH.

Las reservas 3P de gas consolidadas por la CNH al 1 de enero de 2018 ascienden a 30.02 BPC, de este volumen 10.02 BPC se encuentran en la categoría probada, 9.36 BPC en la categoría probable y 10.64 BPC en la categoría posible. Las cifras de reservas de gas natural 1P, 2P y 3P correspondientes a Asignaciones y Contratos se presenta en la Tabla 3.2.

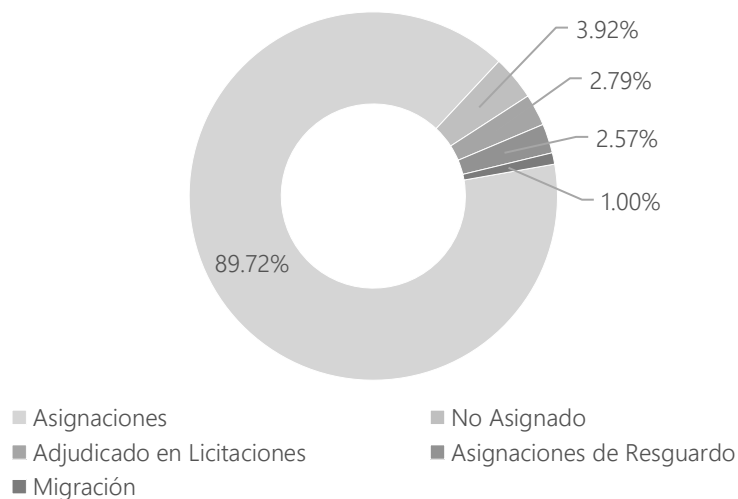
Categoría	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P
Asignaciones	8.99	16.17	23.50
Asignaciones de Resguardo	0.26	1.42	2.80
Adjudicado en Licitaciones	0.28	0.51	0.87
Migración	0.10	0.18	0.18
No Asignado ^a	0.39	1.10	2.67
Total	10.02	19.38	30.02

Tabla 3.2. Reservas de gas natural al 1 de enero de 2018 (BPC).

Elaboración propia con datos de CNH.

- a. Se considera como reserva de acuerdo con lo estipulado en el quinto transitorio de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2017 con una última reforma publicada en el DOF el 16 de julio de 2019. En él, se establece que *"Petróleos Mexicanos deberá realizar la cuantificación de las Reservas asociadas a las Áreas de Asignación, así como de aquellos Campos que no cuenten con un título de Asignación o Contrato, para los años de Evaluación en que las referidas Asignaciones y Campos mantengan dicha característica"*.

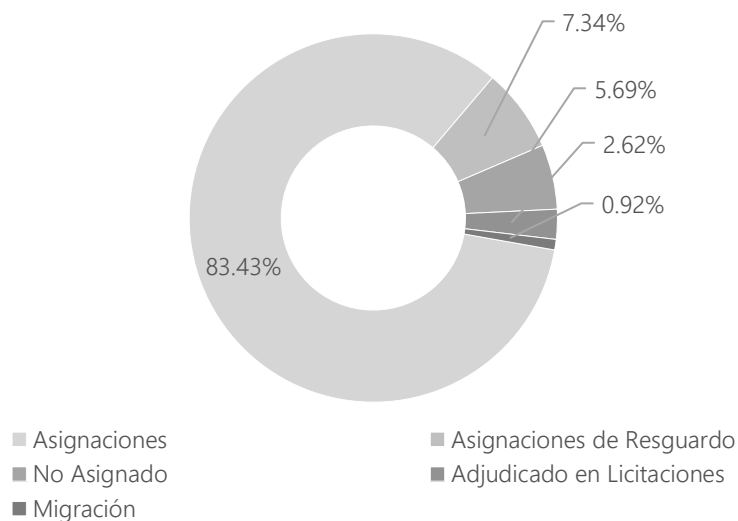
En la Gráfica 3.7 se muestra la distribución de reservas 1P de gas natural por modelo de adjudicación. En dicha categoría de reserva, 89.72% corresponde a Asignaciones pertenecientes a Petróleos Mexicanos; 3.92% se encuentra en áreas no asignadas; 3.79% ha sido adjudicado en Contratos y; 2.57% se encuentra en áreas de resguardo.



Gráfica 3.7. Distribución de reservas 1P de gas natural por modelo de adjudicación.

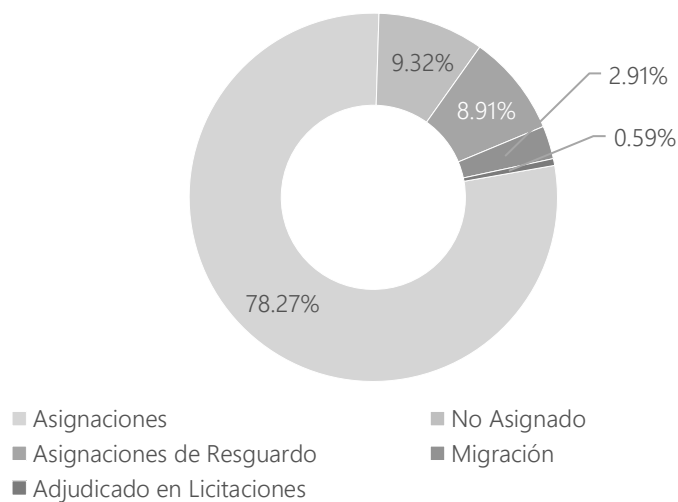
Elaboración propia con datos de CNH.

Concerniente a la categoría de reserva 2P de gas natural (véase Gráfica 2.8), 83.43% corresponde a Asignaciones pertenecientes a Petróleos Mexicanos; 5.69% se encuentra en áreas no asignadas; 3.54% ha sido adjudicado en Contratos y; 7.34% se encuentra en áreas de resguardo.



Gráfica 3.8. Distribución de reservas 2P de gas natural por modelo de adjudicación.
Elaboración propia con datos de CNH.

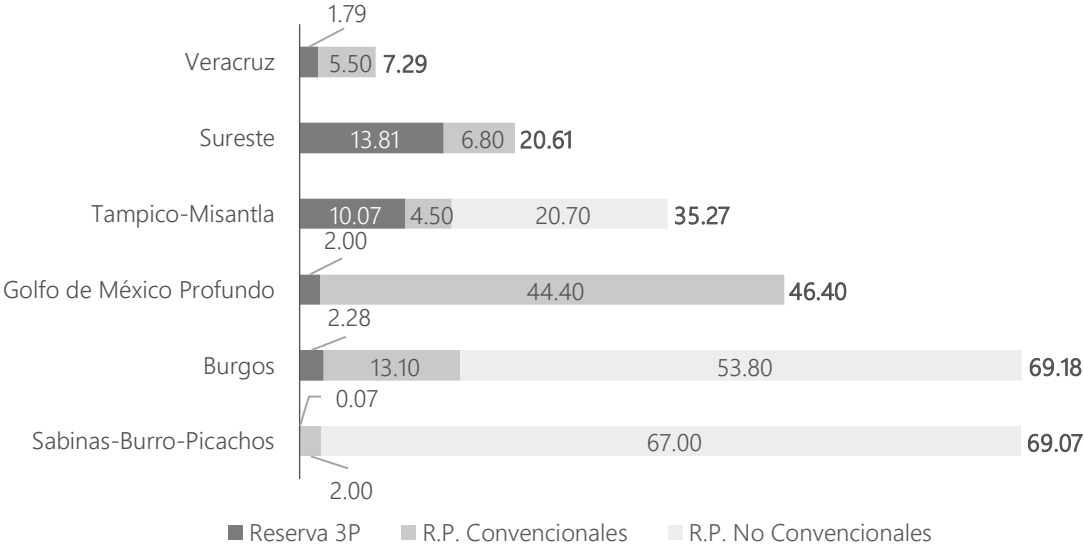
En cuanto a la distribución de reservas de gas natural para la categoría 3P, en la Gráfica 3.9 se observa que 78.27% corresponde a Asignaciones pertenecientes a Petróleos Mexicanos; 9.32% se encuentra en áreas no asignadas; 3.50% ha sido adjudicado en Contratos y; 8.91% se encuentra en áreas de resguardo.



Gráfica 3.9. Distribución de reservas 3P de gas natural por modelo de adjudicación.
Elaboración propia con datos de CNH.

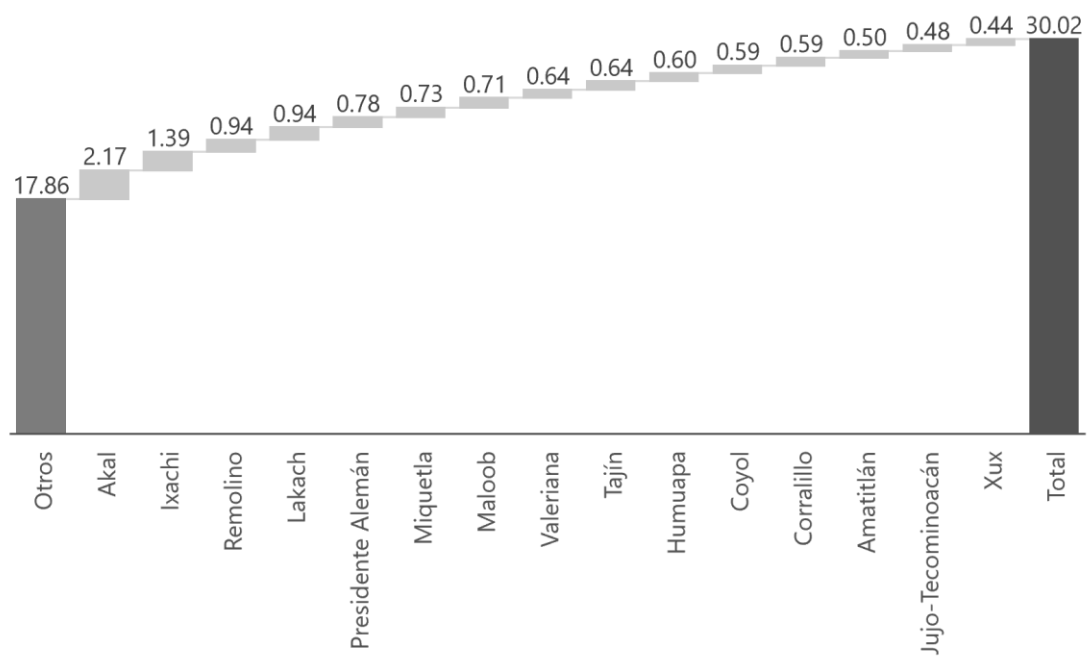
Considerando la reserva 3P de gas natural y los recursos prospectivos de los mismos (convencional y no convencional) se observa que México tiene potencial para la explotación de este recurso, con una reserva

3P total de 30.02 BPC y con un volumen total de recurso prospectivo de 217.6 BPC, de éstos destaca la participación de la región norte del país ya que aproximadamente el 63% de dichos recursos se encuentra en las provincias de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos. Por otro lado, en materia de recursos no convencionales, la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos cuenta con un 47% del total de este recurso, lo que la convierte en un área atractiva para la realización de actividades de exploración y, posteriormente, producción.



Gráfica 3.10. Reservas 3P y recursos prospectivos de México (BPC).
Elaboración propia con datos de CNH.

Finalmente, para las reservas certificadas al primero de enero de 2018, 15 campos aportaron 12.16 BPC, es decir, cerca del 40.50% de la reserva 3P de gas natural nacional. De dichos campos, destacan el campo Akal, el cual, pertenece a la provincia de Sureste y sigue siendo un campo importante para el país y; el campo Ixachi, perteneciente a la provincia de Veracruz con un condensado de 40.3 °API y con una reserva 3P de gas natural de 1.39 BPC. A continuación, se muestra la conformación de la reserva 3P de gas natural.



Gráfica 3.11. Distribución de reservas 3P por campo (BPC).
 Elaboración propia con datos de CNH.

Capítulo 4. Importancia de la Evaluación Económica en la clasificación de Reservas

Como fue mencionado en el capítulo anterior, además de las evaluaciones técnicas, el factor determinante que permite diferenciar un recurso de una reserva es la decisión de inversión sobre el proyecto en cuestión. Ésta, normalmente se realiza con base en una evaluación económica, la cual forma parte del análisis de factibilidad de dicho proyecto. Por tal motivo, en el presente capítulo serán descritos los componentes principales de un proyecto, la estructura en la evaluación económica, así como los datos de entrada necesarios para realizar dicha evaluación.

4.1 Proyectos de inversión

Un proyecto de inversión es una propuesta de acción para crear un producto o servicio, en este caso la extracción de hidrocarburos, a partir de la utilización de recursos disponibles (capital humano, materiales y recursos financieros) con el fin de generar valor. Para efectos de este trabajo, se entiende como valor a aquellas cualidades de los hidrocarburos que permiten su equivalencia con alguna unidad monetaria.

Los bienes y servicios, antes de haber sido comercializados, tuvieron que ser evaluados con el fin de determinar si los mismos satisfacen alguna necesidad humana. Una vez establecido lo anterior, se toma la decisión de ejecutar un proyecto de inversión misma que se asocia normalmente a la ejecución o erogación de algún monto de inversión.

Actualmente para llevar a cabo una inversión, ésta requiere una base que la justifique. En tal sentido, y con la finalidad de poder tomar una decisión de inversión, es necesario analizar las implicaciones que tendría la inversión sobre un proyecto (Baca Urbina, 2001).

4.1.1 Decisión de inversión sobre un proyecto

Para tomar la decisión de inversión sobre un proyecto es necesario que éste sea sometido a un análisis multidisciplinario de diferentes especialidades. Además, esta decisión debe estar basada en el análisis de un sinnúmero de antecedentes mediante la aplicación de una metodología lógica que considere todas las variables que impactan directamente en el proyecto.

No obstante, el hecho de llevar a cabo un análisis, por más profundo que éste sea, no necesariamente asegura que el proyecto resulte, en la realidad, en un proyecto que genere valor económico. En el análisis, normalmente se consideran factores fortuitos (por ejemplo: económicos, sociales o políticos) relativamente estables, por lo que cualquier variación abrupta en ellos, puede resultar en escenarios fuera de lo esperado. Por tal motivo, la toma de decisión debe recaer en un grupo multidisciplinario que

cuenta con la mayor cantidad de datos posible. Así, toda actividad encaminada a tomar una decisión de inversión sobre un proyecto es denominada evaluación de proyectos.

4.1.2 Evaluación de proyectos

Durante el análisis y evaluación de proyectos se emitirán datos, opiniones, juicios de valor, etcétera, que influirán en la decisión final. Por lo tanto, para tomar una decisión se debe contar con una metodología de comparación general que permita distinguir la alternativa más razonable, lógica y que se apegue a los intereses de quien ejecutará el proyecto.

Por otra parte, la situación económica, política, social y cultural de la región donde se piense invertir establecerá los criterios a considerar para realizar una evaluación apropiada.

Así, la estructura general de la metodología de evaluación de proyectos puede ser representada como se muestra en la Figura 4.1 (Baca Urbina, 2001).

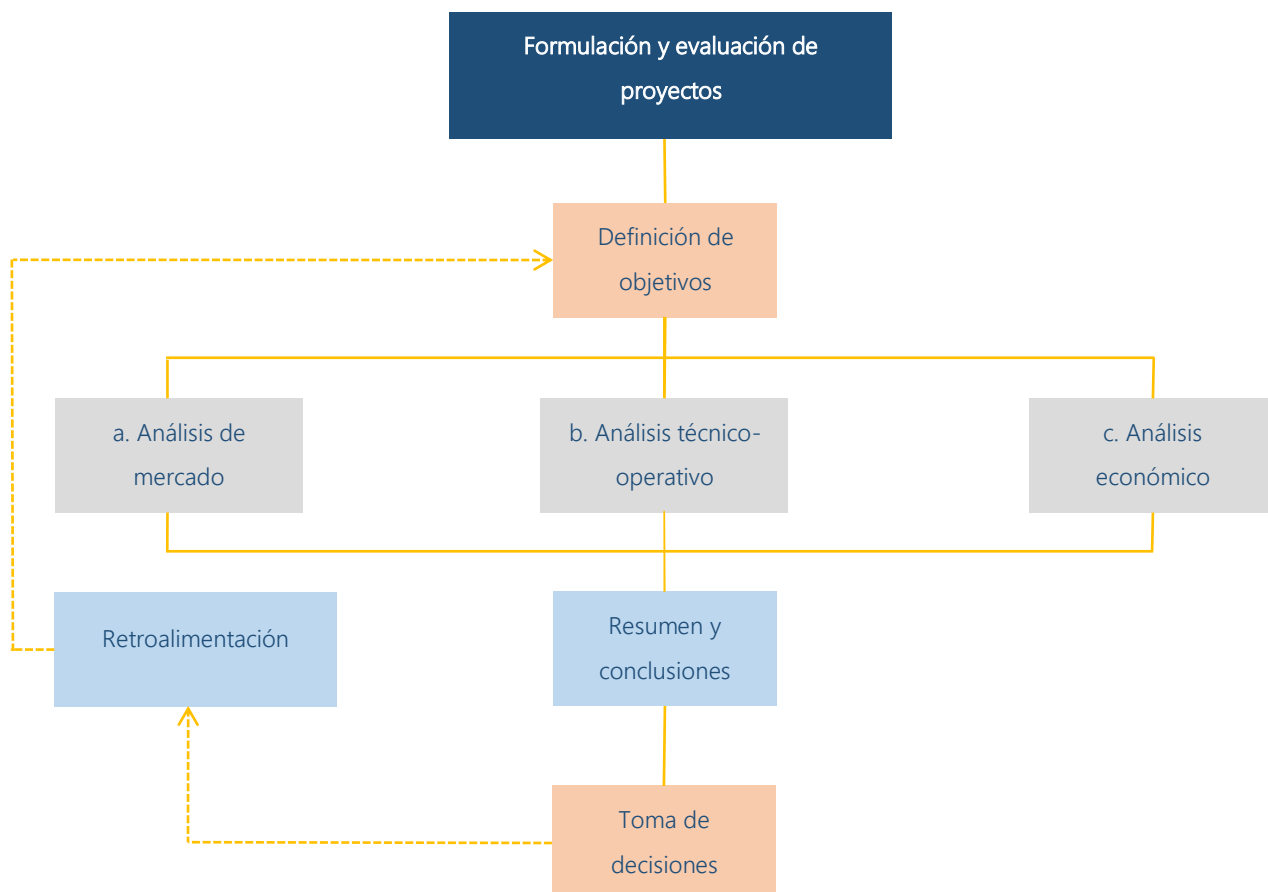


Figura 4.1. Estructura general de la evaluación de proyectos.
Adaptado de Evaluación de Proyectos (Baca Urbina, 2001).

I. Apartados de la evaluación de proyectos

Como ya se mostró en la Figura 4.1, la evaluación de proyectos se compone de tres apartados, los cuales, permiten llegar a una conclusión y apoyan para la toma de decisiones. A continuación, se detallarán los tres apartados referidos.

a. Análisis de mercado

El análisis de mercado se refiere a la determinación y cuantificación de la oferta y la demanda, el análisis de los precios y el estudio para la comercialización del bien o servicio producido.

El objetivo principal de este apartado es verificar el impacto que tendría dicha producción en un mercado determinado. Así, se puede estimar el riesgo asociado con la producción.

Asimismo, el análisis de mercado ayuda a comprobar si existe un mercado para el bien o servicio que se pretende producir, esto mediante la estructuración de una política adecuada de precios y seleccionando la mejor forma de comercializar los productos.

b. Análisis técnico-operativo

Este apartado de la evaluación de proyectos involucra la ingeniería de proyectos, es decir, determina la localización más adecuada para el proyecto; el tamaño, tipo y distribución del equipo necesario para la puesta en marcha de éste y; estructura los procesos productivos, todo lo anterior, considerando el capital disponible para la ejecución del proyecto referido.

c. Análisis económico

El análisis económico tiene por objetivo identificar, ordenar y sistematizar los montos proporcionados en los apartados anteriores. Este apartado será detallado en la sección 4.2.

II. Proceso de evaluación de proyectos

Cuando se refiere a la evaluación de proyectos como un proceso, se pueden identificar tres etapas en el estudio de ésta. A la primera etapa se le puede definir como *identificación de la idea* y ésta se elabora a partir de la información existente, juicio común y diversas opiniones referentes a la idea en cuestión. Además, en términos monetarios, únicamente considera la estimación global de las inversiones, costos e ingresos del proyecto.

Concluida la etapa anterior y si los resultados resultan favorables para los interesados en llevar a cabo el proyecto, se continúa con la siguiente etapa denominada *anteproyecto*. Esta etapa sirve de apoyo para los inversionistas en la decisión de llevar o no a cabo el proyecto, esto, mediante la profundización

en la investigación de mercado, la selección de la tecnología a utilizar durante la vida productiva de dicho proyecto y la determinación, con mayor detalle, de los costos totales y la rentabilidad económica del proyecto.

Finalmente, si la decisión es positiva en la ejecución del proyecto, se procede a la etapa del *proyecto final* en la cual, con el soporte de toda la información recopilada en la etapa de *anteproyecto* se determinan las vías de comercialización más adecuadas para el proyecto y se inicia la ejecución de éste.

En la Figura 4.2 se muestran los procesos que forman parte de las etapas de la evaluación de proyectos (Baca Urbina, 2001).

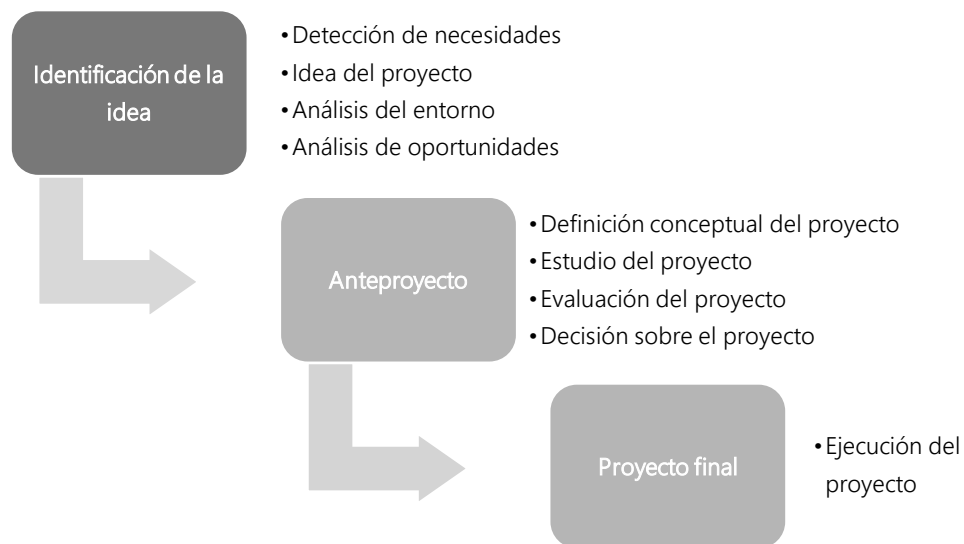


Figura 4.2. Proceso de evaluación de proyectos.
Adaptado de Evaluación de Proyectos (Baca Urbina, 2001).

4.2 Análisis económico

El análisis económico consiste en la determinación del capital necesario para la ejecución de un proyecto de inversión, los costos operativos, cualquier otro egreso (regalías, impuestos, derechos, etc.) y los ingresos de este, así como otra serie de datos de entrada que servirán como base para la realización de una evaluación económica.

4.2.1 Datos de Entrada

I. Egresos

Los egresos consisten en desembolsos necesarios para ejecución de actividades y obtención de recursos que proporcionen un beneficio. Asimismo, muestran, en términos monetarios, los procesos de desarrollo, producción, abandono y de administración en general. Además, éstos pueden clasificados como costos fijos y costos variables. Los costos fijos son aquellos que se erogan independientemente de los volúmenes de producción (por ejemplo, administración, depreciación, arrendamiento, publicidad y mantenimiento), mientras que, los costos variables cambian en proporción directa con los volúmenes de producción (por ejemplo, materias primas, materiales, fuerza de trabajo, mantenimiento). En la Figura 4.3, se muestra un ejemplo del comportamiento que pudieran presentar dichos costos, además, se observa que la suma de los costos fijos más los costos variables es igual a los costos totales.

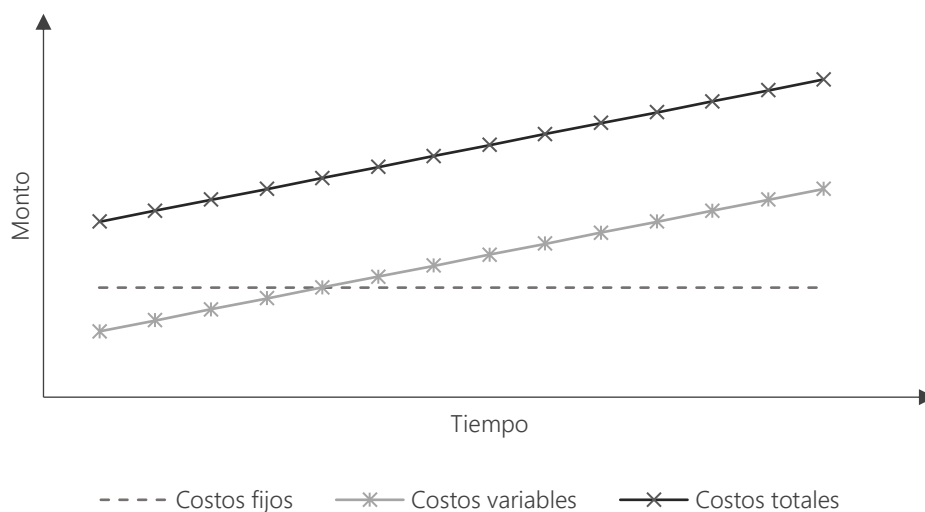


Figura 4.3. Comportamiento general de los costos fijos y variables.

Elaboración propia.

a. Inversión total (CAPEX)

La inversión inicial comprende la adquisición de los activos fijos e intangibles necesarios para llevar a cabo el proyecto de inversión, en este caso, la extracción de hidrocarburos.

Se entiende por activo fijo a aquellos bienes propiedad de una empresa necesarios para llevar a cabo las actividades productivas de ésta (Baca Urbina, 2001). Para la extracción de hidrocarburos, este tipo de activos están relacionados, de manera enunciativa más no limitativa a; la construcción de plataformas en regiones marinas; la perforación y terminación de pozos; la construcción y tendido de ductos y líneas

de descarga; la adquisición de baterías de separación, plantas deshidratadoras, compresores, tanques de almacenamiento y demás equipo necesario para el transporte y el almacenamiento de los hidrocarburos, etc.

Por otro lado, los activos intangibles corresponden al conjunto de bienes propiedad de la empresa necesarios para su funcionamiento y que incluyen: diseños comerciales o industriales, software especializado para el análisis de distintos temas, etc.

b. Gastos operativos (OPEX)

Los gastos operativos consisten en aquellos costos necesarios a incurrirse para llevar a cabo las operaciones para generar un producto. Por lo tanto, la depreciación de los activos fijos que se utilizan en el proceso de producción se considera como un gasto operativo. Algunos ejemplos de gasto operativos pueden ser: pagos de seguros, costos de papelería, administración, renta de oficinas, nómina, servicios, combustibles, etcétera (Comindware, 2019).

En la sección 5.2 se detallarán las principales diferencias entre el CAPEX y el OPEX en términos de deducción de costos.

II. Ingresos totales

Los ingresos totales corresponden a todos aquellos ingresos que recibe una empresa por la venta de un bien o servicio, En términos generales, los ingresos I_t son el resultado del producto de volumen (V) de venta por el precio (P) al que se comercializando dicho producto o servicio.

$$I_t = V * P \quad (1)$$

Por otro lado, el precio es determinado con base a el valor que se le otorgue a un bien o servicio. En la extracción de hidrocarburos, el precio del petróleo y gas se determina a partir de variaciones relacionadas con las transacciones en las bolsas de valores, y en segundo lugar por sus propiedades fisicoquímicas (calidad).

III. Utilidad

La utilidad es un concepto que hace referencia a los beneficios obtenidos por la puesta en marcha de un proyecto de inversión. En la Tabla 4.1, se muestran las consecuencias dependiendo el valor que tenga la utilidad (ITAM).

Nivel de utilidad	Consecuencias
Utilidad < 0	<ul style="list-style-type: none"> • Se destruye riqueza • Se destruye valor económico • No hay negocio
0 < Utilidad < Utilidad mínima ^a	<ul style="list-style-type: none"> • Se crea riqueza • No se crea valor económico • No hay negocio
Utilidad > Utilidad mínima ^a	<ul style="list-style-type: none"> • Se crea riqueza • Se crea valor económico • Hay negocio

Tabla 4.1. Valor de la utilidad y sus consecuencias asociadas.

Adaptado de Las Finanzas en los Negocios y los Estados Financieros (*ITAM*).

- a. Es la cantidad de recursos que tiene que generar una empresa al menos para cubrir el costo de financiar todos sus recursos o inversiones.

IV. Tasa de descuento

Se define a la tasa de descuento como a la tasa utilizada en los análisis de flujos de efectivos descontados con la finalidad de determinar el valor presente de flujos futuros de efectivo (Investopedia, 2020).

Otras maneras de llamar a la tasa de descuento son, costo de oportunidad, tasa de interés, tasa mínima aceptable de retorno y costo de capital. Para fines de este trabajo, será referida como tasa de descuento la cual, será igual a la tasa mínima de retorno del capital accionario¹³ y el costo financiero¹⁴ (WACC¹⁵).

4.2.2 Evaluación económica

Una vez determinados todos los datos de entrada necesarios para llevar a cabo una evaluación económica y derivado de que los proyectos de inversión involucran un determinado periodo de tiempo, se pueden generar flujos de efectivo.

De manera simplificada, un flujo de efectivo ocurre cuando el dinero cambia de posesión de un individuo a otro o de una organización a otra. Así, el dinero recibido y dinero gastado o pagado genera un flujo.

¹³ Intereses que se deben pagar en relación con capitales obtenidos por medio de accionistas.

¹⁴ Intereses que se deben pagar en relación con capitales obtenidos por medio de deuda.

¹⁵ Costo de capital promedio ponderado.

I. Flujos de efectivo descontados.

Originalmente, se refería al proceso de utilizar una tasa de descuento previamente establecida para convertir todos los flujos de efectivo futuros a un valor presente neto. Actualmente, se refiere al movimiento del dinero, hacia adelante o hacia atrás, a través del tiempo.

Por otro lado, debido a que el dinero tiene un valor a través del tiempo, éste no puede ser sumado o restado a menos que ocurra en el mismo punto en el tiempo.

Así, tratándose de la aplicación de flujos de efectivo descontados, se pueden establecer cuatro reglas principales (White, Case, & Pratt, 2010):

1. El dinero tiene un valor a través del tiempo.
2. El dinero no puede ser sumado o restado a menos que se refiera en un(os) mismo(s) punto(s) en el tiempo.
3. Para estimar el valor del dinero un periodo adelante, es necesario multiplicarlo por uno más la tasa de descuento.
4. Para estimar el valor del dinero un periodo atrás, es necesario dividirlo entre uno más la tasa de descuento.

II. Diagramas de flujos de efectivo

Cuando se analizan flujos de efectivo que ocurren durante varios periodos de tiempo, es útil realizar diagramas de flujos de efectivo (CFDs por sus siglas en inglés) que reflejen lo estimado a suceder en dichos periodos. Como se observa en la Figura 4.4, los CFDs se componen de un eje horizontal que representa el tiempo y un eje vertical, el cual, consiste en flechas que representan los flujos de efectivo. En tal sentido, una flecha "hacia arriba" indica un flujo de efectivo con valor positivo mientras que, una flecha "hacia abajo" indica un flujo de efectivo con valor negativo. Estas flechas son colocadas a lo largo de la escala de tiempo dependiendo del periodo en el que ocurra, además, la longitud de estas puede ser utilizada para señalar la magnitud del flujo de efectivo correspondiente (White, Case, & Pratt, 2010).

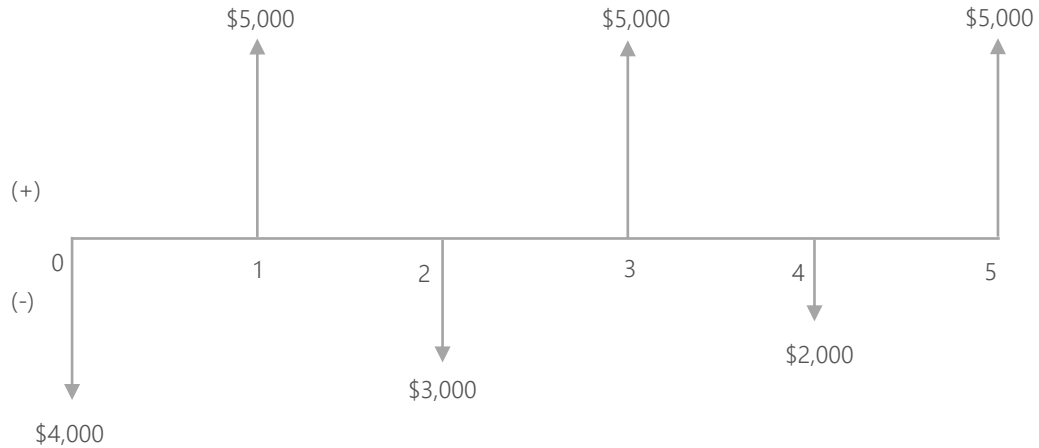


Figura 4.4. Diagrama de flujos de efectivo.

Elaboración propia.

El CFD de la Figura 4.4 representa una inversión inicial en el periodo cero por \$4,000 USD seguida de un ingreso por \$5,000 USD, después, un egreso por \$3,000 USD y un segundo ingreso por \$5,000 USD, enseguida un egreso final por \$2,000 USD para obtener un ingreso final por \$5,000 USD en el periodo cinco.

Por otro lado, se pueden emplear gráficos de barras en lugar de flechas para representar los CFDs (véase Figura 4.5).



Figura 4.5. Diagrama de flujos de efectivo mediante gráficas de barras.

Elaboración propia.

Es importante realizar CFDs para transacciones económicas por las siguientes dos razones:

1. Los CFDs representan una descripción clara y concisa de la cantidad y el periodo en el que ocurren todos los flujos de efectivo asociados a un análisis económico. Así, un CFD bien constituido puede ser fácilmente comprendido por todas las partes de una transacción económica sin importar si éstos no cuentan con una formación especializada en el análisis económico.
2. Frecuentemente, ayudan en la identificación de patrones importantes de flujos de efectivo que puedan existir dentro de una transacción económica.

III. Valor futuro (VF)

Considerando que se invierte una cantidad de dinero D en un proyecto de inversión para la extracción de hidrocarburos. Esta cantidad, después de cierto tiempo n de estar invertida en el proyecto deberá generar una ganancia a una cierta tasa de crecimiento t_c . Con estos datos, la manera de calcular la variación del dinero invertido en el proyecto para el primer periodo de capitalización F_1 , sin retirar las ganancias generadas, sería:

$$F_1 = D + Dt_c = D(1 + t_c) = D(1 + t_c)^1 \quad (2)$$

Para el segundo periodo F_2 la cantidad acumulada hacia el fin de año sin retirar la primera ganancia Dt_c sería la cantidad acumulada en el primer periodo $(D + Dt_c)$, más esa misma cantidad multiplicada por a tasa de crecimiento que se gana en el periodo:

$$F_2 = D + Dt_c + (D + Dt_c)t_c = D + Dt_c + Dt_c + Dt_c^2 = D(1 + 2t_c + t_c^2) = D(1 + t_c)^2 \quad (3)$$

Siguiendo el mismo razonamiento para obtener (2) y (3) (sin que se hayan retirado las ganancias generadas), la cantidad acumulada en un futuro, después de n periodos de capitalización, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$F_n = D(1 + t_c)^n \quad (4)$$

Utilizando la notación de suma y considerando D_t como la magnitud de flujo de efectivo (recibido o erogado) al final del periodo n para flujos de efectivo múltiples:

$$VF = \sum_{t=1}^n D_t(1 + t_c)^{n-t} \quad (5)$$

IV. Valor presente neto (VPN)

Cuando se hacen cálculos para pasar, en forma equivalente, dinero del presente al futuro se utiliza una tasa de crecimiento (t_c) del dinero. No obstante, cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, se utiliza una tasa de descuento (t_d) la cual, descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente. Despejando la variable D de la ecuación (4) y considerando la tasa de descuento t_d se obtiene la siguiente expresión la cual, permite obtener el valor presente de los flujos de efectivo:

$$P = F_n(1 + t_d)^{-n} \quad (6)$$

Utilizando la notación de suma y considerando FNE_t como la magnitud de flujo de efectivo (recibido o erogado) al final del periodo n para flujos de efectivo múltiples:

$$VPN = \sum_{t=1}^n FNE_t(1 + t_d)^{-t} \quad (7)$$

Es importante señalar que, el valor que resulte del cálculo del VPN será clave al momento de definir la viabilidad de un proyecto de inversión. Considerando lo anterior, se pueden establecer las siguientes condiciones:

- VPN > 0 Proyecto cuyos flujos de efectivo descontados son mayores a cero (proyecto que genera valor económico)
- VPN = 0 Proyecto cuyos flujos de efectivo descontados son igual a cero (no existen pérdidas ni ganancias)
- VPN < 0 Proyecto cuyos flujos de efectivo descontados son menores a cero (proyecto que no genera valor económico)

V. Valor presente de la inversión (VPI)

Se define al valor presente de la inversión como el indicador económico que señala el valor presente de todas las cantidades futuras correspondientes únicamente al CAPEX estimado a invertir durante el periodo que abarque un proyecto de inversión. Este indicador se puede calcular de manera análoga al valor presente neto considerando D_t como la magnitud de inversión correspondiente a cada periodo.

$$VPI = \sum_{t=1}^n D_t(1 + t_d)^{-t} \quad (8)$$

VI. Eficiencia de inversión (VPN/VPI)

La eficiencia de la inversión es la relación que existe entre el valor presente neto y el valor presente de la inversión, ambos, descontados a la misma tasa de descuento. Dicha eficiencia indica el monto a obtener por unidad de capital invertida.

$$\text{Eficiencia de la inversión} = \frac{VPN}{VPI} \quad (9)$$

El valor resultante de la eficiencia de información se puede interpretar de la siguiente manera; si el valor referido es mayor a la unidad, el proyecto en cuestión es favorable, es decir, éste es capaz de generar beneficios a partir de una inversión realizada, en cambio, si la eficiencia resulta menor a cero, se entiende que el proyecto no es capaz de cubrir las inversiones necesarias para su implementación por lo que éste es desechado.

VII. Relación beneficio-costos (RBC)

La relación beneficio costo es un indicador económico resultante del cociente del valor presente de los ingresos generados durante el periodo que abarque un proyecto entre el valor presente de los egresos (CAPEX y OPEX) necesarios a erogar para llevar a cabo dicho proyecto, ambos conceptos, descontados a la misma tasa de descuento.

$$RBC = \frac{\text{Valor presente ingresos}}{\text{Valor presente egresos}} \quad (10)$$

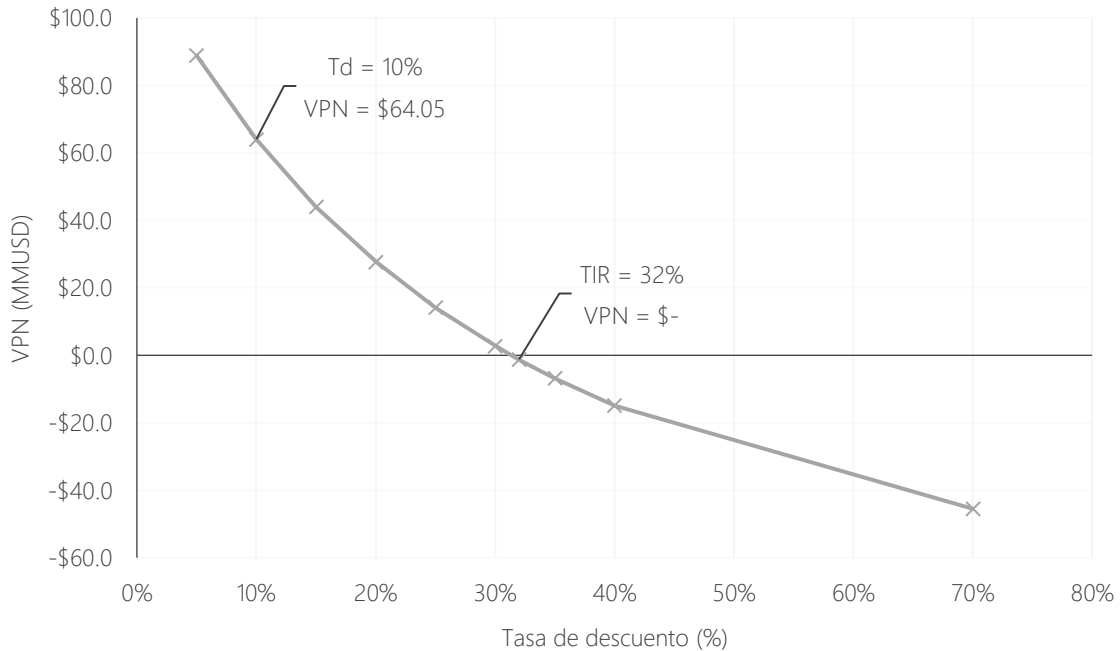
El resultado de la relación anterior corresponde a los siguientes criterios; si la relación beneficio-costos es igual a la unidad, se entiende que los egresos son recuperados; por otro lado, si ésta resulta menor a la unidad, el proyecto no se considera rentable ya que nunca se podrán recuperar los egresos ejercidos; finalmente, si la relación es mayor a la unidad, los egresos son recuperados y se obtiene un beneficio de éstos, por lo que el proyecto se considera viable.

VIII. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es un indicador económico que, aunque no presenta una unidad de valor en unidades monetarias, representa una medida de valor en porcentaje. Matemáticamente, para un flujo de efectivo FNE_t , la TIR (t_{TIR}) debe satisfacer la siguiente igualdad:

$$0 = \sum_{t=0}^n FNE_t (1 + t_{TIR})^{-t} \quad (11)$$

Por lo tanto, se define a la TIR como aquella tasa de descuento con la cual se obtiene un valor presente neto igual a 0. Así, para un proyecto de inversión se puede señalar que, si la tasa interna de retorno es al menos igual al costo de oportunidad, éste debe ser llevado a cabo (véase Gráfica 4.1).



Gráfica 4.1. Variación del VPN a distintas tasas de descuento.
Elaboración propia.

Considerando que obtener la TIR (t_{TIR}), para una inversión D_n , involucra determinar valores de x que satisfagan el siguiente polinomio de n grados, donde $x = (1 + t_{TIR})$.

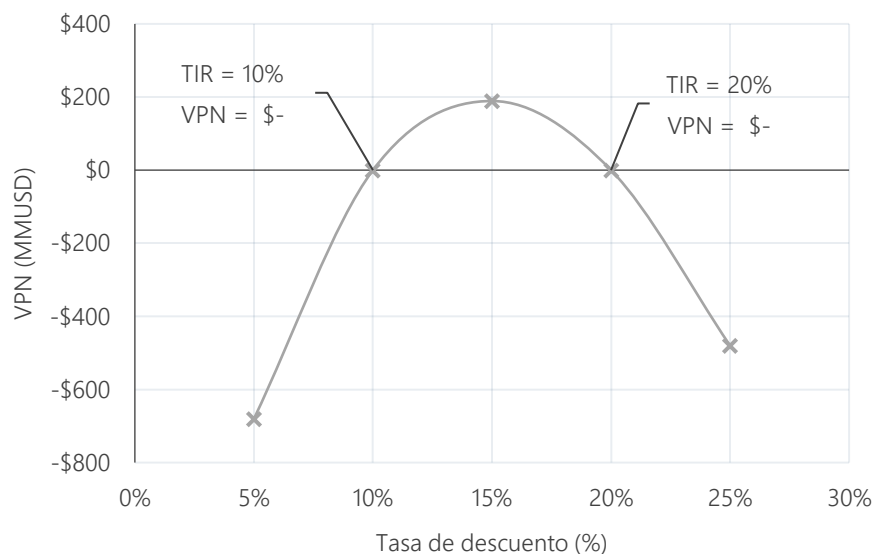
$$0 = D_0 + D_1 * x^{-1} + D_2 * x^{-2} + \dots + D_n * x^{-n} \quad (12)$$

Pueden existir n raíces (valores de x) para este polinomio; no obstante, los análisis mediante flujos de efectivo descontados deben contar con una raíz única (tasa interna de retorno).

La regla de los signos de Descartes señala que un polinomio de n grados tendrá una raíz positiva si existe un único cambio de signo en la secuencia de los flujos de efectivo. Así, se puede establecer que el número de raíces positivas puede ser igual al número de veces que existe un cambio de signo en el polinomio, en caso contrario, las raíces referidas variarán de dicho número en múltiplo de dos.

Usualmente, como la secuencia de flujos de efectivo comienza con un flujo negativo seguida de uno o más flujos positivos, se obtiene una raíz única para el cálculo de la TIR. Es importante tomar en cuenta que, al ser $x = (1 + t_{TIR})$ se puede obtener una raíz positiva, aunque la TIR resulte negativa.

Así, y como se observa en la Gráfica 4.2, obtener múltiples tasas internas de retorno, cuando no se tiene más información, supone un gran problema al momento de interpretar el valor óptimo de dicho indicador.



Gráfica 4.2. Incertidumbre en el valor de la TIR debido a 2 o más cambios de signo en el flujo de efectivo.
Elaboración propia.

4.2.3 Análisis de sensibilidad

Al momento de llevar a cabo el análisis económico correspondiente a proyectos de inversión, es imposible predecir lo que aguarda el futuro debido a la gran incertidumbre y, por lo tanto, al alto riesgo asociado a dichos proyectos, especialmente en aquellos relacionados con la industria petrolera donde las inversiones para la extracción de los hidrocarburos son considerablemente altas. En tal sentido, es necesario examinar el impacto que tienen diversos insumos sobre la viabilidad económica de un proyecto en cuestión.

Existen ocasiones en las cuales se requiere conocer el valor de un parámetro en particular, el cual ayude a determinar si es viable realizar un proyecto. Tal análisis es referido como *break even analysis* y el parámetro referido se denomina *break even point*.

Por otro lado, existen técnicas de análisis llamadas *análisis de sensibilidad* que ayudan a determinar el impacto en el valor económico de un proyecto cuando los valores de uno o más parámetros varían sobre rangos previamente establecidos.

Finalmente, existen análisis de riesgo en los cuales, se le asignan distribuciones de probabilidad a diversos valores de distintos parámetros para llegar a un resultado probabilístico. Usualmente, éste se

indica como; la probabilidad de que un proyecto de inversión tenga un valor presente neto positivo; la probabilidad de que la tasa interna de retorno para un proyecto de inversión sea mayor al costo de oportunidad; etc.

Para efectos de este trabajo, únicamente serán definidos y utilizados los análisis de sensibilidad.

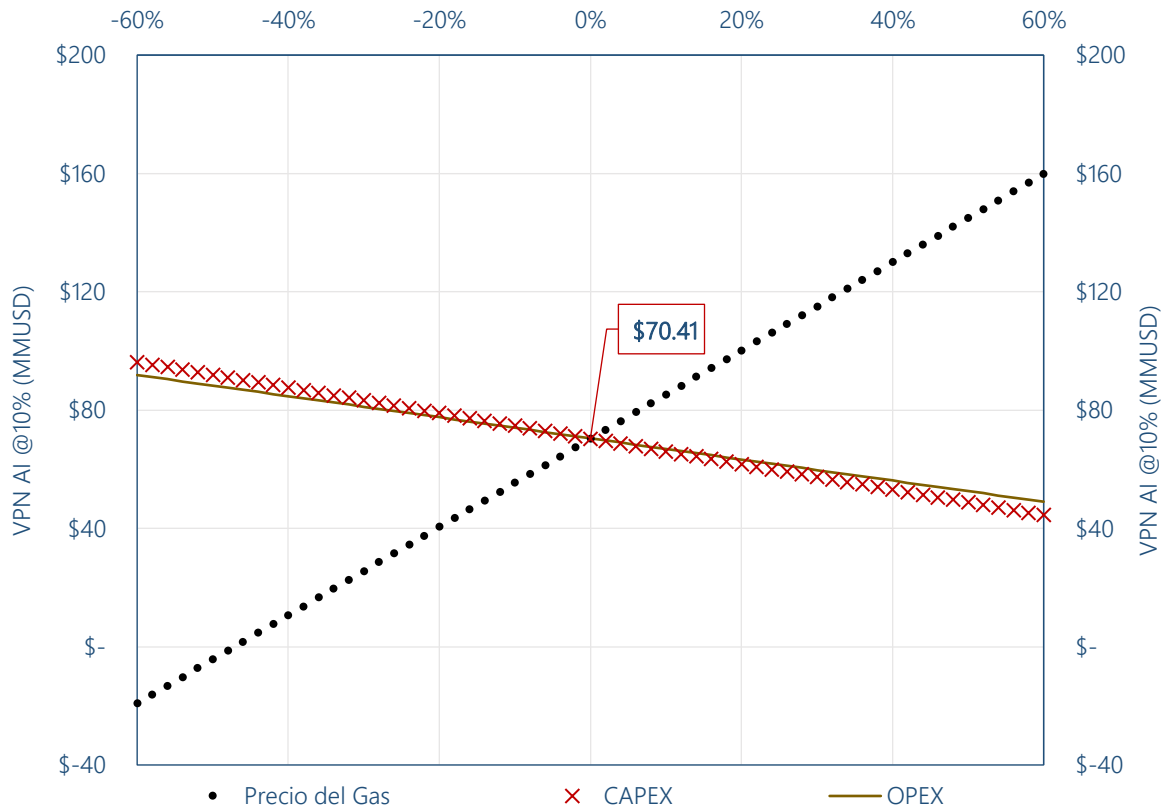
Cuando una variación menor en el valor de un parámetro afecta considerablemente el valor económico de un proyecto de inversión se dice que el proyecto es *sensible* a cambios en el parámetro referido, mientras que, cuando el valor económico no es afectado en gran medida por variaciones considerables para uno o más parámetros, se dice que el proyecto es *insensible* a cambios para tales parámetros.

Existen diversos medios para presentar los resultados de un análisis de sensibilidad, a continuación, se describen los diagramas tipo *spider* y de *tornado*, los cuales corresponden a los medios referidos.

I. Diagramas tipo *spider*

Estos diagramas consisten en graficar los resultados obtenidos de un análisis de sensibilidad. Por un lado, el eje de las abscisas representa el porcentaje de variación, menor o mayor a los valores base, de los parámetros considerados como parte del análisis, mientras que, el eje de las ordenadas representa los valores resultantes del análisis. Para fines de este trabajo, los resultados del análisis de sensibilidad corresponderán al VPN después de impuestos.

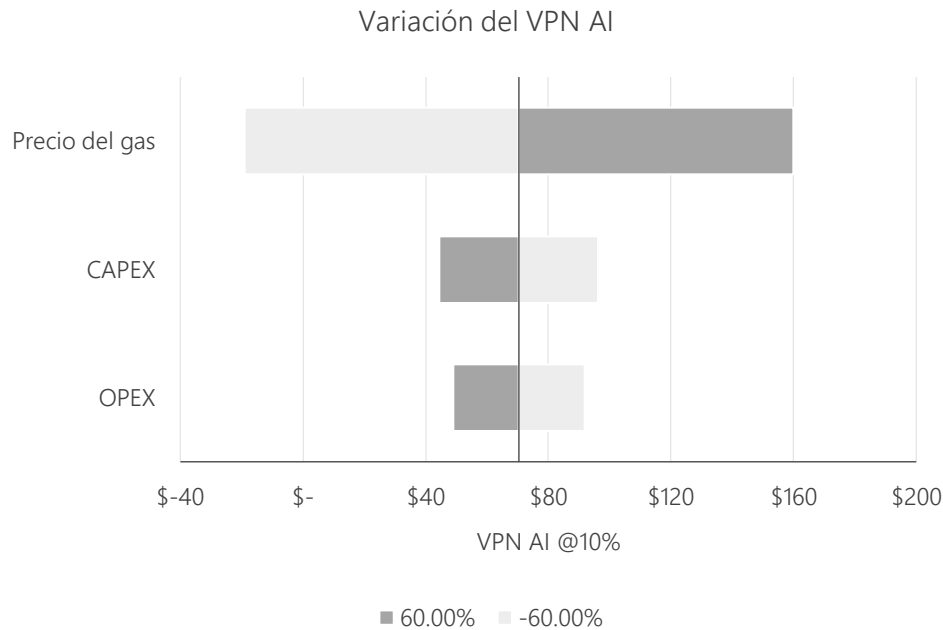
Como se observa en la Gráfica 4.3, estos diagramas son útiles para identificar los parámetros a los cuales un proyecto es más sensible. La pendiente de la recta indica la sensibilidad de estos parámetros, entre mayor sea pendiente, mayor es la sensibilidad del proyecto respecto del parámetro evaluado.



Gráfica 4.3. Análisis de sensibilidad tipo *spider*.
Elaboración propia.

II. Diagramas de tornado

De manera análoga a los diagramas tipo *spider*, los diagramas de *tornado* consisten en diagramas de barras que indican la sensibilidad que tiene un proyecto respecto a la variación de uno o más parámetros predefinidos. Una de las ventajas que tiene el uso de este tipo de diagramas es la visualización de los resultados obtenidos en un análisis, ya que permite graficar a éstos de manera jerárquica, indicando su valor de impacto en el proyecto, ya sea en magnitud o en porcentaje.



Gráfica 4.4. Análisis de sensibilidad tipo tornado.
Elaboración propia.

Como se puede observar en la Gráfica 4.4 el eje de las abscisas del diagrama indica la magnitud de variación de los parámetros referidos. Además, consta de una línea base que corresponde a los valores base para todos los parámetros analizados. Por otro lado, en el eje de las ordenadas se pueden jerarquizar los parámetros a los cuales el proyecto es más sensible.

El enfoque del presente trabajo es identificar los parámetros asociados al régimen fiscal aplicable a Asignaciones con mayor impacto en la viabilidad económica de los proyectos, lo anterior, con la finalidad de generar propuestas de modificación al régimen fiscal que busquen el beneficio mutuo entre el Estado y el Asignatario. En tal sentido, se utilizaron los análisis de sensibilidad por diagramas de tornado para este análisis debido a lo siguiente:

1. Los análisis *break-even* solo permiten analizar un parámetro del régimen fiscal aplicable, por lo que se descarta su aplicación.
2. Si bien los análisis de riesgo pueden ser aplicados para analizar varios parámetros del régimen fiscal, éstos solo se aplican cuando se les pueden asignar distribuciones de probabilidad a los parámetros bajo análisis. Considerando que solo se busca conocer el impacto de los parámetros del régimen fiscal en la viabilidad económica de los proyectos, se descarta la aplicación de este método.

3. Los análisis de sensibilidad permiten conocer el impacto en el valor económico de los proyectos que tiene la variación de uno o más parámetros del régimen fiscal aplicable sobre un rango definido. Por otro lado, los diagramas de tornado permiten organizar los parámetros analizados con base en el nivel de impacto que tengan sobre el valor económico de los proyectos. En tal sentido, se seleccionó esta metodología para el análisis del régimen fiscal aplicable.

Capítulo 5. Régimen fiscal aplicable a exploración y extracción de hidrocarburos en México

5.1 Marco jurídico vigente

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía en el cual, se reformaron los artículos 25, 27 y 28, con 21 disposiciones transitorias. Los puntos más destacados en la reforma de dichos artículos son los siguientes:

- Artículo 25.- "El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose (...) de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución."
- Artículo 27.- "Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos."
- Artículo 28.- "No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: (...) la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución (...)."
"El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley."

Derivado de lo anterior, se eliminaron restricciones en la industria energética. Estas reformas Constitucionales significaron un cambio total en la estrategia de exploración y extracción de hidrocarburos en México, ya que dichas actividades pasaron de ser exclusivas del Estado a permitir la participación de la industria privada por medio de distintos modelos de contratación para su realización.

Además, se permitió la apertura de otros sectores de la industria energética, incluyendo las actividades asociadas a las etapas *midstream* y *downstream* de la industria petrolera, así como en la creación de un mercado abierto para la generación de energía.

Por otro lado, el 11 de agosto de 2014 se publicó en el DOF el DECRETO por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas. En específico, la Ley de Hidrocarburos con una última reforma publicada en el DOF el 15 de noviembre de 2016 se define como Ley Reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y; 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de hidrocarburos.

Dicha Ley Reglamentaria tiene por objetivo, entre otros, regular las actividades de reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos; y fue expedida para proveer un marco jurídico a la apertura de la industria petrolera. En términos generales, esta Ley parte del hecho de que los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo son propiedad de la nación. No obstante, ésta provee la estructura para una competencia libre y abierta entre las Empresas Productivas del Estado y las compañías privadas para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Derivado de lo estipulado en el sexto transitorio del DECRETO recién referido, surgió la denominada Ronda Cero en la cual, PEMEX solicitó diversos campos que quería mantener bajo su cargo. De lo solicitado por PEMEX, el Estado por conducto de la Secretaría de Energía con apoyo técnico de la CNH, le Asignó 100% de la reserva 1P, 83% de la reserva 2P y 73% de la reserva 3P además del 21% de los recursos prospectivos de la nación, dichos volúmenes al primero de enero de 2014.

Finalmente, se estableció que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos pudieran llevarse a cabo mediante una figura dual; Asignaciones y Contratos.

- I. Asignación: El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario¹⁶ el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.
- II. Contrato para la Exploración y Extracción (Contrato): Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica.

¹⁶ Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una Asignación y operador de un Área de Asignación. Para fines de este trabajo, se referirá a Petróleos Mexicanos (PEMEX) como un único Asignatario.

5.1.1 Asignaciones

En materia de Asignaciones, corresponde al Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía (SENER) otorgar y modificar a PEMEX, de manera excepcional, Asignaciones para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Para ello, la SENER debe justificar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de hidrocarburos y que el posible Asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

Dichas actividades pueden ser realizadas directamente por el Asignatario o éste puede contratar los servicios de un tercero para realizar las mismas. De cualquier manera, el Asignatario es el operador responsable del área de asignación que se trate.

Finalmente, el régimen fiscal mediante el cual se determinan los derechos e impuestos en favor del Estado derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se describe en los Títulos Tercero, Cuarto y Sexto de la Ley de Ingresos de Hidrocarburos (LISH). A continuación, se describirá el modelo de evaluación económica generado considerando esta Ley. El régimen fiscal aplicable para las Asignaciones será definido en la sección 5.2.2.

5.2 Modelo de evaluación económica para Asignaciones

Como ya se mencionó en la sección 4.2 para poder realizar una evaluación económica es necesario determinar el capital necesario para la ejecución de un proyecto de inversión, costos operativos, otros egresos, la producción estimada del proyecto, el valor del producto producido, los ingresos esperados y demás datos de entrada que servirán de base para la evaluación económica. Aunado a lo anterior, para obtener indicadores económicos correspondientes a la utilidad operativa en favor del Asignatario, se debe considerar el cálculo de derechos e impuestos en favor del Estado.

En tal sentido, con el soporte de una herramienta computacional, se construyó un modelo de evaluación económica mediante el método de flujos de efectivo descontados, ya que éste toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo. A continuación, se detallan los datos de entrada necesarios para ejecutar este modelo, así como la metodología de cálculo de los derechos e impuestos establecidos en la LISH.

5.2.1 Datos de entrada del modelo de evaluación económica para Asignaciones

I. Año de inicio.

Se refiere al año en el que se contempla dar inicio al desarrollo de campos petroleros con la finalidad de extraer los hidrocarburos.

II. Año de finalización

Año en el cual se estima concluirán las actividades de desarrollo, producción y abandono de los campos petroleros.

III. Área de extracción (km²)

Corresponde a la superficie, en kilómetros cuadrados, del polígono en el que se llevarán a cabo las actividades de desarrollo, producción y abandono de los campos petroleros.

IV. Poder calorífico (BTU/PC)

El poder calorífico es la cantidad de energía (BTU) que genera un pie cúbico de gas natural al oxidarse.

V. Tipo de cambio

El tipo de cambio o paridad es la equivalencia existente entre dos monedas de diferente unidad monetaria que sirve de referencia para las transacciones comerciales.

VI. Tasa de descuento (%)

Como ya se definió en la sección 4.2.1, la tasa de descuento corresponde al recurso (por ejemplo, el trabajo o el capital) que se destina a una alternativa sobre otra mejor posible. En este caso, se asocia a la tasa a la cual serán descontados los flujos netos de efectivo para obtener indicadores en valor presente.

VII. Perfil de producción de condensado (MBI/Año)

Se refiere a la producción de condensado, en miles de barriles por año, estimada durante la duración de proyecto.

VIII. Perfil de producción de gas natural no asociado (MMPC/Año)

Corresponde a la producción de gas natural, en millones de pies cúbicos por año, estimada durante la duración del proyecto.

IX. Precio del condensado (USD/BI)

El precio del condensado se determina con base en el valor que se le otorga a este energético para su comercialización, para mayor referencia véase la sección 6.1.

X. Precio del gas natural (USD/MMBTU)

El precio del gas natural se determina con base en el valor que se le otorga para su comercialización, para mayor referencia véase la sección 6.1.

XI. OPEX deducible

Acorde al artículo 40 de la LISH, corresponde al mantenimiento no capitalizable necesario para la continuidad de las actividades de extracción de hidrocarburos.

XII. OPEX no deducible

Se refiere a aquellos conceptos indicados el artículo 43 de la LISH, los intereses de cualquier tipo a cargo del Asignatario, la reserva de exploración, los gastos de venta, así como los pagos por pensiones que se hagan con cargo a la reserva laboral.

XIII. CAPEX

Comprende la adquisición de los activos fijos e intangibles necesarios para llevar a cabo el proyecto de inversión, en este caso, la extracción de hidrocarburos. Además, con base en la actividad petrolera en que se haya erogado, éste puede ser deducido al 100%, 25% o 10%. Más adelante, se detallará lo recién referido (véase página 73).

5.2.2 Componentes del Régimen fiscal aplicable

La Ley de Ingresos de Hidrocarburos establece, en sus Títulos Tercero, Cuarto y Sexto, los derechos e impuestos en favor del Estado derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Éstos se desglosan en la Tabla 5.1.

Derechos	Impuestos
<ul style="list-style-type: none"> • Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) ^{/a} • Derecho de Extracción de Hidrocarburos ^{/a} • Derecho de Exploración de Hidrocarburos ^{/b} 	<ul style="list-style-type: none"> • Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) ^{/b} • Impuesto Sobre la Renta (ISR) ^{/c}

Tabla 5.1. Derechos e Impuestos aplicables a campos que tributen bajo la modalidad de Asignación.

Elaboración propia con base en lo establecido en la LISH

- Derechos que dependen del valor de los hidrocarburos (el producto de los hidrocarburos producidos por el precio de éstos).
- Derechos e Impuestos que dependen de la ocupación superficial.
- Impuesto calculado sobre los ingresos (el producto de los hidrocarburos comercializados por el precio de éstos).

Para las Asignaciones, la LISH establece cómo será repartida la utilidad operativa (UO)¹⁷ generada por la extracción de los hidrocarburos. La parte correspondiente al Estado es denominada como *government take* y corresponde a la relación que existe de la utilidad operativa menos la utilidad operativa en favor del Asignatario ($UO_{Asignatario}$)¹⁸ entre la utilidad operativa:

$$Government\ take = \frac{UO - UO_{Asignatario}}{UO} * 100\% \quad (13)$$

A continuación, se detallan los Derechos e Impuestos que componen el *government take*.

I. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DExp)

De acuerdo con lo establecido en el artículo 45 de la LISH, el Asignatario estará obligado al pago mensual del derecho de exploración de hidrocarburos, por la parte del Área de Asignación que no se encuentre en la fase de producción de conformidad con las cuotas presentes en la Tabla 5.2. Éstas, se actualizarán cada año en el mes de enero, de acuerdo con la variación en el Índice Nacional de Precios al Consumidor en el año inmediato anterior.

¹⁷ Corresponde al resultado de disminuir al Valor Contractual de los Hidrocarburos el CAPEX, OPEX y Otros Egresos necesarios para llevar a cabo la Extracción de Hidrocarburos.

¹⁸ Corresponde al resultado de disminuir a la Utilidad Operativa los conceptos especificados en la Tabla 5.1.

Año	Derecho de Exploración de Hidrocarburos (MXN/km ²)	
	Durante los primeros 60 meses de vigencia de la Asignación	A partir del mes 61 de vigencia de la Asignación y en adelante
2015	\$ 1,150.00	\$ 2,750.00
2016	\$ 1,175.42	\$ 2,810.78
2017	\$ 1,214.21	\$ 2,903.54
2018	\$ 1,294.71	\$ 3,096.04
2019	\$ 1,355.82	\$ 3,242.17

Tabla 5.2. Cuotas correspondientes al Derecho de Exploración.
Elaboración propia con base en lo establecido en la LISH.

II. Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH)

Conforme a lo establecido en Título Cuarto de la LISH, el IAEEH se calculará mensualmente aplicando por cada kilómetro cuadrado que comprenda el Área de Asignación, las cuotas que se encuentran en la Tabla 5.3.

Año	IAEEH (MXN/km ²)	
	Fase de exploración	Fase de extracción
2015	\$ 1,500.00	\$ 6,000.00
2016	\$ 1,533.15	\$ 6,132.60
2017	\$ 1,583.74	\$ 6,334.98
2018	\$ 1,583.74	\$ 6,334.98
2019	\$ 1,768.45	\$ 7,073.83

Tabla 5.3. Cuotas correspondientes al IAEEH.
Elaboración propia con base en lo establecido en la LISH.

La Fase de Exploración comprende desde la formalización de la Asignación hasta el inicio de la Fase de Extracción, la cual comprende del inicio de las actividades destinadas a la producción comercial de Hidrocarburos hasta que concluye la vigencia de la Asignación.

III. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DExt)

De conformidad con el artículo 44, Capítulo II, Título Tercero de la LISH, el Asignatario estará obligado a pagar mensualmente el derecho de extracción de hidrocarburos, aplicando las tasas que correspondan al valor del Hidrocarburo de que se trate extraído en el mes. Para la determinación de estas tasas, se deberán considerar los efectos de las variaciones en el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América.

Año	Petróleo		Gas natural asociado	Gas natural no asociado			Condensado	
	A	B	C	D	E	F	G	H
2015	48	0.125	100	5	5.5	100	60	0.125
2016	44.78	0.134	93.3	4.67	5.13	93.3	55.98	0.134
2017	45.95	0.131	95.74	4.79	5.26	95.74	57.44	0.131
2018	47.95	0.126	99.9	5	5.49	99.9	59.94	0.126
2019	49.36	0.122	102.85	5.15	5.65	102.8	61.71	0.122

Tabla 5.4. Variables utilizadas para la determinación de tasas aplicables al Derecho de Extracción.

Elaboración propia con base en los establecido en la LISH.

A continuación, se presenta la metodología para el cálculo del Derecho de Extracción por tipo de hidrocarburo producido.

a. Petróleo

La tasa de la regalía aplicable a la producción de petróleo se determinará conforme a lo siguiente:

- Si el precio contractual del periodo es menor al parámetro A, entonces la tasa será igual a 7.5%.
- Si el precio contractual del periodo es mayor o igual al parámetro A, entonces la tasa se determinará con la siguiente fórmula:

$$Tasa = (B * \text{precio contractual del periodo} + 1.5)\% \quad (14)$$

b. Gas natural asociado.

La tasa de la regalía aplicable a la producción de gas natural asociado corresponde a la relación del precio contractual del periodo entre el parámetro C, lo anterior, expresado en porcentaje.

$$Tasa = \frac{\text{precio contractual del periodo}}{C} \quad (15)$$

c. Gas natural no asociado.

La tasa de la regalía aplicable a la producción de gas natural no asociado se determinará conforme a lo siguiente:

- Si el precio contractual del periodo es menor o igual al parámetro D, entonces la tasa será igual a cero.

- Si el precio contractual del periodo es mayor al parámetro D, pero menor al parámetro E, entonces la tasa se determinará con la siguiente expresión:

$$Tasa = \left[\frac{(\text{precio contractual del periodo} - D) * 60.5}{\text{precio contractual del periodo}} \right] \% \quad (16)$$

- Finalmente, si el precio contractual del periodo es mayor o igual al parámetro E, entonces la tasa corresponde a la relación del precio contractual del periodo entre el parámetro F, lo anterior, expresado en porcentaje.

$$Tasa = \frac{\text{precio contractual del periodo}}{F} \quad (17)$$

d. Condensados

La tasa de la regalía aplicable a la producción de los condensados se calculará acorde a lo siguiente:

- Sí el precio contractual del periodo es menor al parámetro G, entonces la tasa será igual al 5%.
- Si el precio contractual del periodo es mayor o igual al parámetro G, la tasa se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$Tasa = (H * \text{precio contractual del periodo} - 2.5)\% \quad (18)$$

IV. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)

Conforme a lo estipulado en el artículo 39 de la LISH, los Asignatarios pagarán anualmente el DUC aplicando una tasa del 65% a la diferencia que resulte de disminuir del Valor de los Hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos, las deducciones permitidas en el artículo 40 de la misma Ley.

$$DUC = (\text{Valor de los Hidrocarburos} - \text{Deducciones permitidas}) * 65\% \quad (19)$$

a. Deducción de costos

De acuerdo con el artículo 40 de la LISH, para la determinación de la base del DUC, serán deducibles los siguientes conceptos:

- El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable.
- El 25% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural.

- El 10% del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución de las actividades al amparo de la Asignación, como oleoductos, gasoductos, terminales o tanques de almacenamiento.
- El Derecho de Extracción de Hidrocarburos.

Además, para efectos del cálculo del DUC, no serán deducibles los conceptos referidos en el artículo 43 de la LISH, así como los intereses de cualquier tipo a cargo del Asignatario, la reserva de exploración, los gastos de venta, así como los pagos por pensiones que se hagan con cargo a la reserva laboral.

b. Límite de deducción de costos

Conforme a lo estipulado en el artículo 41 de la LISH, el monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles referidos anteriormente, en ningún caso será mayor a los siguientes montos:

Región Fiscal - S/Alivio Fiscal	Porcentaje de deducción
Áreas terrestres ^a	12.5%
Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros ^b	12.5%
Gas natural no asociado	80%
Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros	60%
Paleocanal de Chicontepec	60%

Tabla 5.5. Límite de deducción de costos por región fiscal.

Elaboración propia con base en lo establecido en la LISH.

- Aplica el monto que resulte mayor de entre el 12.5% del valor anual de los Hidrocarburos, y 8.30 USD por BOE.
- Aplica el monto que resulte mayor de entre el 12.5% del valor anual de los Hidrocarburos, y 6.10 USD por BOE.

Además, para fines del cálculo del límite de deducción de costos, los barriles equivalentes de petróleo (BOE por sus siglas en inglés) deberán ser obtenidos mediante la siguiente expresión:

$$BOE = \text{Petróleo (Bl)} + \text{Condensado (Bl)} + \frac{\text{Gas Natural (MMBTU)}}{5.15 \left(\frac{\text{MMBTU}}{\text{Bl}} \right)} \quad (20)$$

c. Remanente fiscal

Cuando la parte deducible de los gastos, costos e inversiones (a excepción del Derecho de Extracción de Hidrocarburos) rebasa al monto máximo de deducción conforme al límite de deducción, el remanente se puede deducir en los ejercicios inmediatos posteriores.

En la Tabla 5.6 se muestra un ejemplo de lo descrito anteriormente.

Concepto	Monto (MUSD)
Monto por deducir	\$97.88
Límite de deducciones	\$80.16
Monto deducido en el período	\$80.16
Remanente fiscal	\$17.72

Tabla 5.6. Ejemplo de remanente fiscal.

Elaboración propia con base en lo establecido en la LISH.

V. Impuesto sobre la renta (ISR)

Conforme al artículo 46 de la LISH, los Asignatarios estarán obligados al pago del ISR por los ingresos que obtengan por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Para efectos de la determinación ISR, los Asignatarios, deberán aplicar los mismos porcentajes de deducción considerados para el cálculo del DUC.

$$ISR = (Ingresos - Deducciones - DExt - DExp - DUC - IAEEH) * 30\% \quad (21)$$

Capítulo 6. Casos de estudio

Con base en el régimen fiscal aplicable y con el apoyo de una herramienta computacional, se construyó un modelo de evaluación económica con el cual, además de obtenerse los indicadores económicos representativos de un proyecto, se pueden realizar análisis de sensibilidad mediante diagramas de tornado y diagramas tipo *spider*.

En conjunto con la generación de este modelo, el presente trabajo describe un análisis del régimen fiscal aplicable a campos de gas natural no asociado que tributan bajo la modalidad de Asignación.

Como ya se ha descrito en secciones anteriores, la extracción de gas natural en México cobra suma relevancia debido a que se prevé un incremento en la demanda energética nacional. Para suplir dicha demanda, el gas natural ofrece la oportunidad de generar energía de una manera relativamente más limpia, abundante y accesible.

En primera instancia, se realizaron ejercicios de evaluación económica con el régimen fiscal aplicable vigente, utilizando perfiles de producción, costos, precios, área de la Asignación y demás características de dieciséis Asignaciones. En la Tabla 6.1 se presentan las características principales de las Asignaciones indicadas.

Los datos de los campos propuestos a estudio (superficie, Estado, provincia petrolera, perfiles de producción, perfiles de inversión y gasto operativo) corresponden a la "Base Nacional de Campos" y al "Tablero de asignaciones" publicados por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). <https://hidrocarburos.gob.mx/>.

Por otro lado, es importante mencionar que, la totalidad de los montos contenidos en este apartado, se presentan con base en el tipo de cambio del periodo de entrada en vigor del Título de Asignación y, posteriormente, se actualizan considerando el Índice Nacional de Precios al Productor (INPP) de agosto de 2019 de los Estados Unidos de América. En la sección 6.2.1 se refiere la metodología de aplicación de este proceso.

Asignación	Superficie (Km2)	Estado	Provincia petrolera
A-0019-M-Campo Árabe	3.82	Tamaulipas	Burgos
A-0023-M-Campo Arcos	50.78	Tamaulipas	Burgos
A-0044-M-Campo Bayo	9.18	Nuevo León	Burgos
A-0130-M-Campo Etkal	27.38	Aguas Territoriales	Cuencas del Sureste
A-0135-M-Campo Fronterizo	11.46	Nuevo León	Burgos
A-0136-M-Campo Fundador	26.73	Tamaulipas	Burgos
A-0144-M-Campo Giraldas	123.88	Chiapas, Tabasco	Cuencas del Sureste
A-0154-Campo Hormiguero	64.13	Tabasco	Cuencas del Sureste
A-0219-M-Campo Misión	7.63	Tamaulipas	Burgos
A-0230-M-Campo Muspac	107.75	Chiapas	Cuencas del Sureste
A-0232-Campo Narváez	69.63	Campeche, Tabasco	Cuencas del Sureste
A-0302-M-Campo Santa Anita	12.97	Tamaulipas	Burgos
A-0345-M-Campo Topo	43.57	Nuevo León	Burgos
A-0365-M-Campo Velero	99.60	Tamaulipas	Burgos
A-0383-M-Cuervito	473.51	Nuevo León, Tamaulipas	Burgos
A-0400-Olmos	379.77	Coahuila	Burgos

Tabla 6.1. Características principales de las Asignaciones a analizar.

Elaboración propia con información de CNH.

6.1 Determinación de precios

Para la selección de precios utilizados en la evaluación económica se consideran pronósticos basados únicamente en condiciones económicas actuales¹⁹, estimados usando un promedio de dichas condiciones durante un periodo específico. La PRMS propone un año como periodo predefinido para el promedio de precios y costos. No obstante, si dentro de dicho periodo ha ocurrido un cambio significativo en las condiciones económicas, la PRMS recomienda utilizar un periodo de tiempo más corto que refleje el cambio referido, siempre y cuando éste sea justificado.

A continuación, se describen las características de los marcadores considerados para la realización de los ejercicios de evaluación económica.

I. Índice de referencia nacional de precios de gas natural al mayoreo (INPGN)

El 17 de agosto de 2017 la CRE²⁰ aprobó la generación y publicación mensual del Índice de referencia nacional de precios de gas natural al mayoreo (INPGN), con la finalidad de contar con precios que

¹⁹ Condiciones económicas basadas en precios relevantes históricos del petróleo y costos asociados promedio sobre un periodo específico de tiempo.

²⁰ Comisión Reguladora de Energía.

reflejen las transacciones realizadas libremente por los comercializadores del mercado. El INPGN es publicado en pesos por gigajoule (MXN/GJ) y en dólares por millón de unidades térmicas británicas (USD/MMBTU), esto último con el fin de hacerlo comparable con los precios de referencia e índices de precios internacionales (SENER, 2017).

II. Henry Hub

El Henry Hub hace referencia a un centro de operaciones de gas natural localizado en Erath, Louisiana; el cual, se utiliza como punto de referencia para la comercialización del gas natural en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX por sus siglas en inglés). Los precios establecidos en dicho centro son utilizados como *benchmark*²¹ para todo el mercado de gas natural en Norteamérica y en algunas partes del mundo para el mercado del gas natural licuado (GNL).

El Henry Hub, como un marcador de referencia para los precios de comercialización de gas natural, cobra relevancia debido a que éste se basa en la oferta y demanda del este energético como un producto *stand-alone*²²; mientras que, otros mercados como el europeo o el asiático incluyen el precio del gas natural como parte de la comercialización de aceite lo cual, afecta su precio debido a que la oferta y demanda del gas difieren respecto a la del aceite (Chen, 2019).

III. Mezcla mexicana de exportación (MME)

La mezcla mexicana de exportación corresponde a un marcador de referencia para la comercialización del aceite producido en México. Dicho marcador, se compone de una mezcla de los crudos Maya, Istmo y Olmeca producidos en el país.

IV. Brent

En la actualidad, el crudo Brent es el marcador de referencia más utilizado del mundo, ya que es empleado para la estimación del precio de cerca del 60% del aceite comercializado en el mercado internacional. El motivo por el cual el Brent es tan utilizado como *benchmark* a nivel internacional se debe a que no requiere de un proceso tan complicado de refinación para la generación de productos tales como la gasolina, por lo que su demanda es constante.

Cuando se adoptó al Brent como *benchmark* en 1985, el aceite provenía del campo Brent perteneciente a la compañía petrolera Shell. No obstante, a consecuencia del decremento en la producción del campo,

²¹ Comparación de productos, servicios y procesos que evidencien las mejores prácticas sobre el área de interés, en este caso, el precio de los hidrocarburos.

²² Producto independiente a variaciones en productos relacionados, en este caso, los precios del gas natural son independientes a posibles variaciones en los precios de comercialización del aceite.

la producción de otros campos del Mar del Norte fue considerada para la estimación del precio de este marcador. Así, el precio del barril de Brent se toma del aceite proveniente de los cinco campos más competitivos del Mar del Norte, de los cuales aún forma parte el campo Brent (The Economist, 2018).

Considerando lo anterior, para la realización de los ejercicios de evaluación económica del presente trabajo, el Brent y el Henry Hub serán utilizados como marcadores de referencia para el aceite y el gas natural respectivamente, acorde a los siguientes supuestos:

- a. Se asume que el líquido producido en los campos a evaluar corresponde a condensado de alto grado API, por lo que comparte características con el crudo Brent.
- b. Considerando que el Henry Hub se utiliza como *benchmark* en Norteamérica para la comercialización del gas natural, éste se adopta como precio de referencia para los campos a evaluar.

En la Tabla 6.2 se presentan los promedios de precios de referencia para la comercialización del gas natural y de aceite, éstos fueron determinados considerando un promedio simple del periodo de septiembre de 2018 a agosto de 2019.

Henry Hub (USD/MMBtu)	Brent (USD/b)
\$2.94	\$67.47

Tabla 6.2. Precios de referencia para la comercialización de gas natural y de aceite (promedio de septiembre de 2018 a agosto de 2019).

Elaboración propia con información publicada en Thomson Reuters.

6.2 Actualización de costos

Debido a que las inversiones y los gastos operativos correspondientes a las Asignaciones propuestas corresponden a costos aprobados en años anteriores, es necesario actualizar todos los montos a un mismo punto en el tiempo con la finalidad de obtener resultados lo más apegados a las condiciones actuales de mercado como sea posible. En tal sentido, los costos asociados a los casos de estudio se presentan con base en el tipo de cambio del mes en que hayan sido aprobados los Planes de Desarrollo de las Asignaciones correspondientes y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de agosto de 2019. A continuación, se definen el tipo de cambio e INPP utilizados.

I. Tipo de cambio (MXN/USD)

El tipo de cambio para realizar la actualización referida corresponde a la publicada por el Banco de México (Banxico) y corresponde a la serie denominada "Para solventar obligaciones".

II. Índice Nacional de Precios al Productor (INPP)

El INPP determina la evolución de los precios de los productos de Estados Unidos consumidos por la industria en general, en un determinado periodo de tiempo; es decir mide los costos que afrontan los inversionistas en el tiempo. El índice oficial es calculado y publicado por el Departamento de Estadísticas del Trabajo (*Bureau of Labor Statistics*).

A continuación, se describe la metodología utilizada para la actualización de costos y se definen los insumos necesarios para su realización.

6.2.1 Metodología de actualización de costos

En primera instancia, serán definidos los insumos necesarios para realizar la actualización de costos

- a. Fecha base: corresponde a la fecha en la cual el Plan de Desarrollo y sus costos asociados fueron aprobados para su ejecución.
- b. Fecha para actualizar: Se refiere a la fecha a la cual se propone actualizar los costos de los proyectos; esta fecha se establece con base en la información disponible al momento de llevar a cabo la actualización.
- c. Tipo de cambio de referencia: promedio del tipo de cambio, en MXN/USD, del mes en que haya sido aprobado el Plan de Desarrollo correspondiente.
- d. INPP de referencia: INPP correspondiente al mes en que haya sido aprobado el Plan de Desarrollo correspondiente.
- e. INPP actual: INPP correspondiente al mes al que se proponer realizar la actualización de costos, dicho mes se establece con base en la información disponible al momento de llevar a cabo la actualización.

Una vez definidos los insumos necesarios para actualizar los costos, se procede a realizar la misma siguiendo los siguientes pasos:

1. Conversión de pesos a dólares del mes en que haya sido aprobado el Plan de Desarrollo del proyecto bajo estudio.
2. Cálculo del factor del INPP, el cual, corresponde a la relación del INPP actual entre el INPP de referencia.
3. Actualización de los montos de inversión mediante el producto del factor del INPP por el monto base en MMUSD.

La Figura 0.1 ejemplifica la metodología anteriormente descrita.

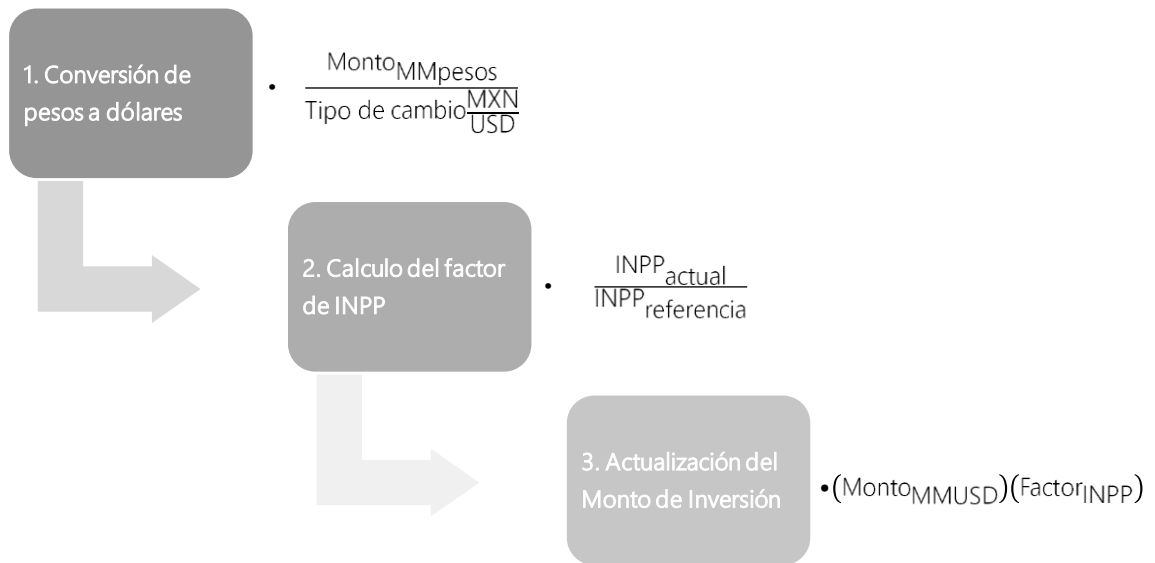


Figura 0.1. Metodología para la actualización de costos.
Elaboración propia.

Mediante la aplicación de esta metodología, se actualizaron los perfiles de inversión y gasto operativo a agosto de 2019. En el Anexo A.1 se pueden consultar estos perfiles actualizados además de la producción por tipo de hidrocarburo para cada uno de los campos propuestos a análisis.

6.3 Análisis de resultados y análisis de sensibilidad

6.3.1 Resultados

En la Tabla 6.3 se muestran los resultados obtenidos de los ejercicios de evaluación económica respecto de las dieciséis Asignaciones consideradas para este trabajo (aplicando una tasa de descuento del 10%).

Campo	Government take (%) ^a	VPN AI (MMUSD)	VPN DI (MMUSD)	VPI (MMUSD)	VPN/VPI AI (USD/USD)	VPN/VPI DI (USD/USD)	RBC AI (USD/USD)	RBC DI (USD/USD)
Árabe	81.96%	\$6.85	\$1.24	\$2.09	\$3.28	\$0.59	\$2.56	\$1.12
Arcos	NA	\$58.34	-\$9.35	\$76.62	\$0.76	-\$0.12	\$1.49	\$0.95
Bayo	NA	\$5.32	-\$1.09	\$9.80	\$0.54	-\$0.11	\$1.38	\$0.95
Etkal	88.20%	\$94.50	\$11.15	\$60.46	\$1.56	\$0.18	\$2.33	\$1.07
Fronterizo	86.28%	\$43.68	\$5.99	\$38.26	\$1.14	\$0.16	\$2.12	\$1.08
Fundador	80.48%	\$144.53	\$28.21	\$36.32	\$3.98	\$0.78	\$2.83	\$1.14
Giraldas	86.55%	\$180.89	\$24.33	\$142.33	\$1.27	\$0.17	\$1.68	\$1.06
Hormiguero	NA	\$11.74	-\$0.08	\$11.16	\$1.05	-\$0.01	\$1.50	\$1.00
Misión	83.70%	\$51.94	\$8.47	\$37.26	\$1.39	\$0.23	\$2.03	\$1.09
Muspac	88.44%	\$55.14	\$6.38	\$31.73	\$1.74	\$0.20	\$1.70	\$1.05
Narvárez	NA	\$28.45	-\$2.38	\$27.66	\$1.03	-\$0.09	\$1.57	\$0.97
Santa Anita	85.85%	\$147.75	\$20.91	\$141.19	\$1.05	\$0.15	\$1.72	\$1.06
Topo	NA	\$52.66	-\$0.01	\$73.16	\$0.72	\$0.00	\$1.39	\$1.00
Velero	NA	\$48.86	-\$0.10	\$41.33	\$1.18	\$0.00	\$1.74	\$1.00
Cuervito	91.76%	\$177.14	\$14.60	\$124.68	\$1.42	\$0.12	\$2.12	\$1.05
Olmos	82.94%	\$337.46	\$57.58	\$113.84	\$2.96	\$0.51	\$2.81	\$1.12

Tabla 6.3. Indicadores económicos obtenidos bajo el régimen fiscal vigente.

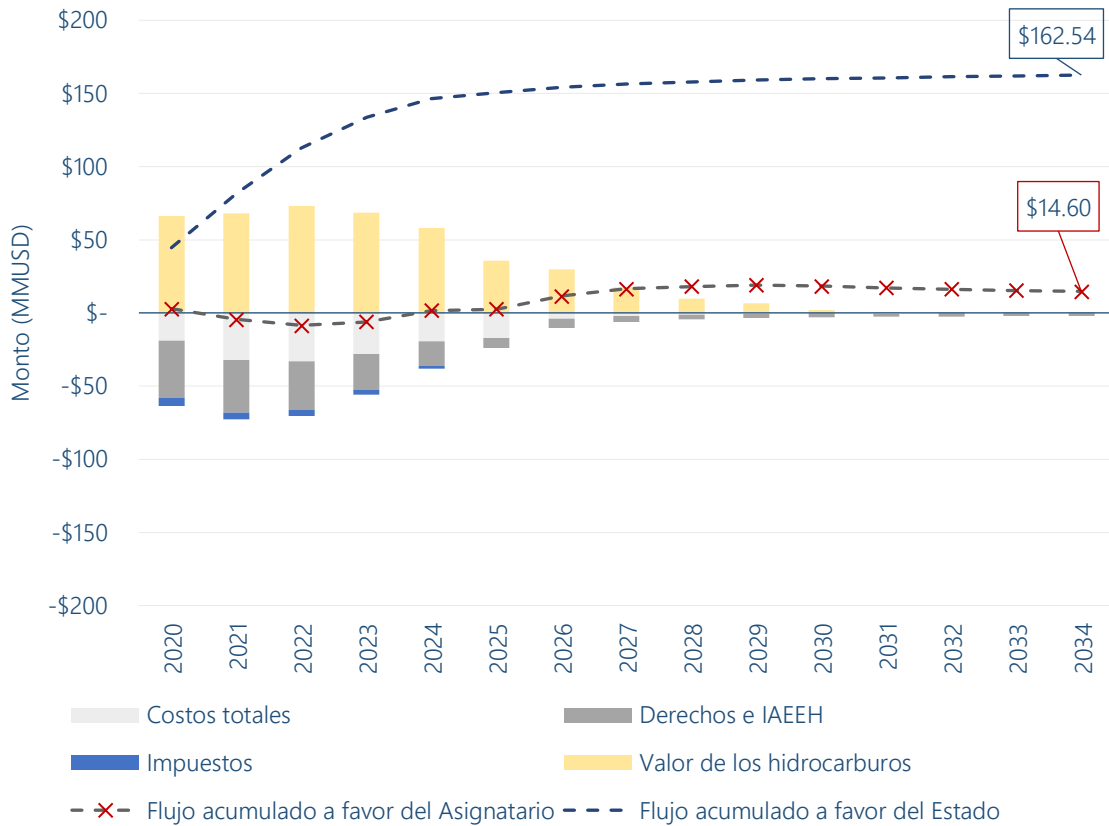
Elaboración propia.

Nota: Los indicadores correspondientes a la evaluación antes de impuestos se especifican con las letras AI. Por otro lado, los indicadores correspondientes a la evaluación después de impuestos se identifican con las letras DI.

a. No aplica (NA) cuando el VPN DI es igual o menor que cero.

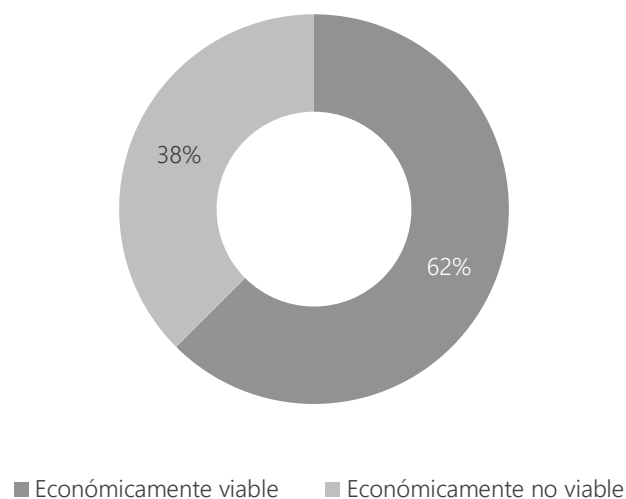
A fin de abordar un caso específico, en la Gráfica 6.1 se observa el flujo de efectivo de la evaluación económica correspondiente al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0383-M-Cuervito.

Considerando la estimación de inversiones y producción presentada por el Asignatario en Ronda Cero, los ingresos en favor del Estado podrían ascender a 162.54 millones de dólares hasta el final de la vida productiva del proyecto, es decir, el Estado recibiría ingresos durante el periodo 2020 – 2034. Por otro lado, la utilidad operativa en favor del Asignatario ascendería a 14.60 millones de dólares hasta la finalización del proyecto, es decir, 2034. Para consultar los flujos de efectivo para todos los campos analizados véase el Anexo A.2.



Gráfica 6.1. Flujos de efectivo correspondientes a la Asignación A-0383-M-Cuervito bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.

De los resultados, se puede concluir que, diez de los dieciséis proyectos analizados bajo las premisas establecidas en el presente trabajo, resultan en proyectos viables después de impuestos y derechos, y suponen un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de duración de éstos (véase Gráfica 6.2).

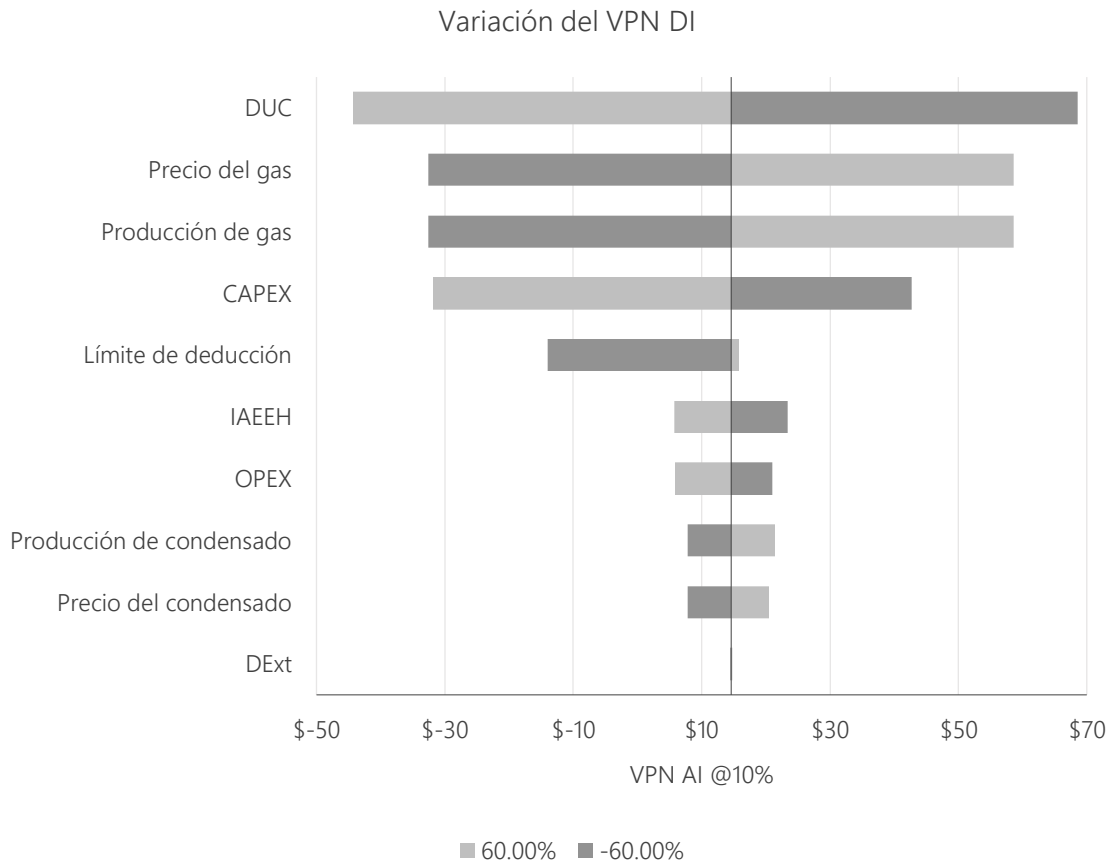


Gráfica 6.2. Relación de proyectos económicamente viables después de impuestos y derechos
Elaboración propia.

6.3.2 Análisis de sensibilidad de los casos de estudio

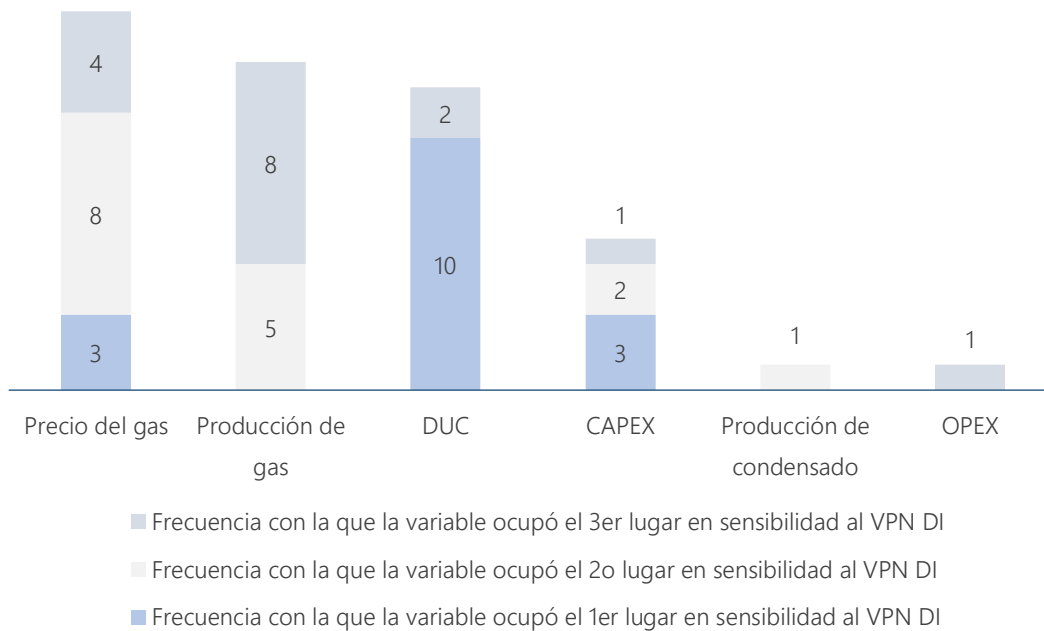
A partir de los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta, se realizaron análisis de sensibilidad para determinar el impacto que tienen los derechos e impuestos (a excepción del Impuesto sobre la renta) en el valor económico de los proyectos evaluados. Para más información respecto de estos análisis véase la sección 4.2.3.

Para la presentación de los resultados del análisis de sensibilidad, se utilizaron los diagramas de tornado debido a que permitieron una mejor visualización de los resultados obtenidos. En la Gráfica 6.3 se observa el diagrama de tornado correspondiente al VPN después de impuestos del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0383-M-Cuervito. En ésta, se observa que, de forma descendiente, los parámetros con mayor impacto en la viabilidad económica del campo Cuervito son: la tasa del DUC, el precio del gas, la producción de gas, el CAPEX, el límite de deducción, el IAEEH, etc.



Gráfica 6.3. Diagrama de tornado del VPN después de impuestos de la Asignación A-0383-M-Cuervito
Elaboración propia.

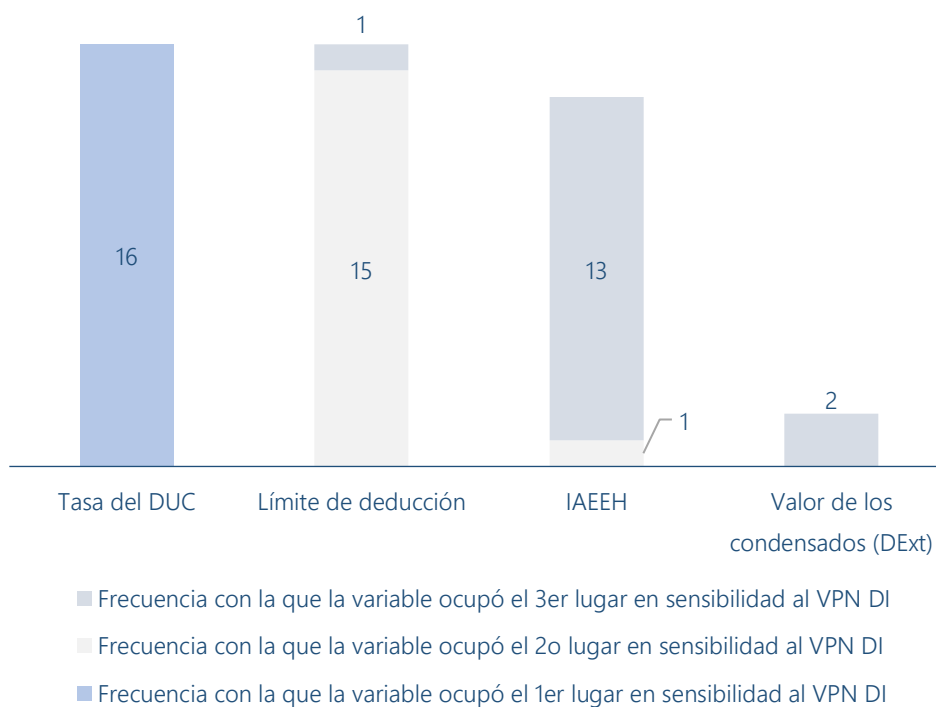
En la Gráfica 6.4 se presenta un histograma de frecuencias de los resultados obtenidos del VPN después de impuestos, éste se realizó con base en los diagramas de tornado obtenidos para cada uno de los campos bajo análisis. Acorde a la gráfica referida, se puede establecer que, de forma descendente, los parámetros con mayor impacto en la viabilidad económica de los proyectos son: el precio del gas natural, la producción de gas natural, la tasa del DUC, el CAPEX, el precio del condensado, y el OPEX.



Gráfica 6.4. Histograma de frecuencias de los parámetros con mayor impacto en la viabilidad económica de los proyectos después de impuestos.

Elaboración propia.

Por otro lado, considerando únicamente aquellos parámetros relacionados al régimen fiscal vigente, se obtiene que los parámetros con mayor impacto en la viabilidad económica de los proyectos, de forma descendente, son; la tasa del DUC; el límite de deducciones, el IAEEH y el Derecho de Extracción para los condensados (véase Gráfica 6.5). Los resultados del análisis de sensibilidad por campo se pueden consultar en el Anexo A.3.



Gráfica 6.5. Histograma de frecuencias de los parámetros relacionados con el régimen fiscal vigente con mayor impacto en la viabilidad económica de los proyectos después de impuestos.
Elaboración propia.

Considerando lo anterior y después de realizar y analizar los diagramas mostrados, se puede establecer que:

- Acorde al inciso b), fracción segunda del artículo 44 de la LISH. debido a que el marcador de referencia utilizado para el gas natural (Henry Hub a 2.94 USD/MMBTU) tiene un precio menor a 5 USD/MMBTU, no se considera el pago del Derecho de Extracción para el gas no asociado. Por otro lado, conforme a lo estipulado en la fracción tercera del mismo artículo y considerando que el marcador de referencia para condensados (Brent a 67.47 USD/BI) es mayor a 60 USD/BI, sí se considera el pago del Derecho de Extracción para los condensados. No obstante, cabe señalar que este derecho resulta ser uno de los parámetros con menor impacto en los resultados de viabilidad económica para todos los proyectos en los que se estima la producción de condensado.
- En todos los casos de estudio, la tasa del DUC corresponde al derecho que impacta en mayor medida al valor económico de los proyectos.

- En la mayoría de los casos, el límite de deducción de costos para campos de gas no asociado utilizado para el cálculo del DUC, resulta ser la segunda variable en cuanto al régimen fiscal aplicable, con mayor influencia en los resultados referidos.
- Los parámetros asociados al régimen fiscal vigente que tiene menor impacto en los resultados de la viabilidad económica de los proyectos corresponden al IAEEH y al Derecho de Extracción para los condensados.

6.4 Propuestas de modificación al régimen fiscal aplicable

Una vez analizado el nivel de impacto de los parámetros asociados al régimen fiscal aplicable, se realizaron una serie de propuestas para modificar dicho régimen. Así, se decidió modificar la tasa del DUC y el porcentaje del límite de deducción de costos para campos de gas no asociado.

Para dar mayor contexto, el régimen fiscal vigente considera, de 2019 en adelante, una tasa del DUC correspondiente a 65% y un límite de deducciones del 80% para campos de gas no asociado, lo anterior, sin importar si los proyectos de explotación son considerados como *greenfield*²³ o *brownfield*²⁴.

Lo anterior, es de suma importancia ya que, de manera generalizada, el pico de producción de los campos petroleros tiende a ocurrir durante los primeros años de explotación y, por lo tanto, es durante estos años que se encuentran las mayores tasas de producción, esto, sin considerar la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o terciaria, además del descubrimiento de nuevos yacimientos en las áreas de Asignación.

Tomando en cuenta que el objetivo del presente trabajo es incentivar el desarrollo de campos que tributen bajo del régimen fiscal de gas no asociado, las propuestas de modificación consideran, durante los primeros años de la evaluación económica, a) variaciones en las tasas del DUC y b) variaciones en el límite de deducción de costos.

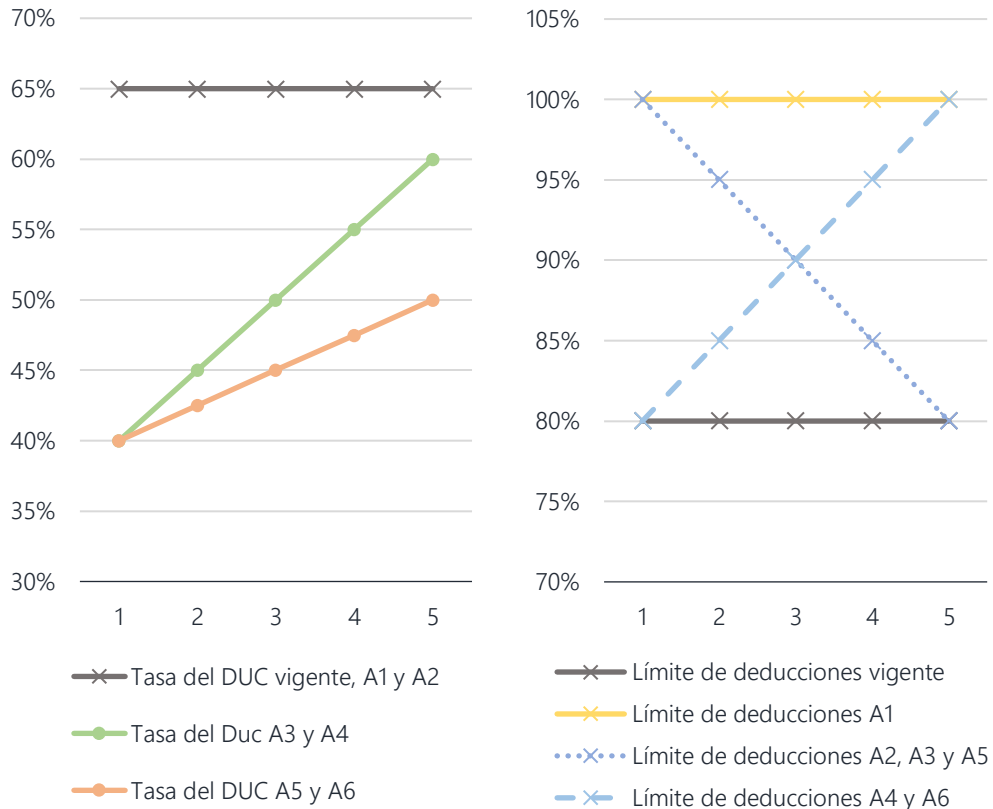
²³ Se refiere a proyectos nuevos, es decir, aquellos en los que es necesaria la adquisición de activos fijos para su ejecución y que son independientes de cualquier otro proyecto ya iniciado.

²⁴ Término utilizado para referirse a proyectos ya existentes en los que se llevan actividades enfocadas al aumento y/o la continuidad de la producción.

Modelo	Tasa del DUC	Límite de deducción de costos
Vigente	Tasa fija del 65%	Tasa fija del 80%
Alternativa 1 (A1)	Tasa fija del 65%	Tasa fija del 100%
Alternativa 2 (A2)	Tasa fija del 65%	100% durante el primer año, y disminuir en 5% anual hasta alcanzar 80%
Alternativa 3 (A3)	40% durante el primer año e incrementar en 5% anual hasta alcanzar 60%	100% durante el primer año, y disminuir en 5% anual hasta alcanzar 80%
Alternativa 4 (A4)	40% durante el primer año e incrementar en 5% anual hasta alcanzar 60%	80% durante el primer año e incrementar 5% anual hasta llegar al 100%
Alternativa 5 (A5)	40% durante el primer año e incrementar en 2.5% anual hasta alcanzar 50%	100% durante el primer año, y disminuir en 5% anual hasta alcanzar 80%
Alternativa 6 (A6)	40% durante el primer año e incrementar en 2.5% anual hasta alcanzar 50%	80% durante el primer año e incrementar 5% anual hasta llegar al 100%

Tabla 6.4. Tasas del DUC y porcentajes del límite de deducción de costos para el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.

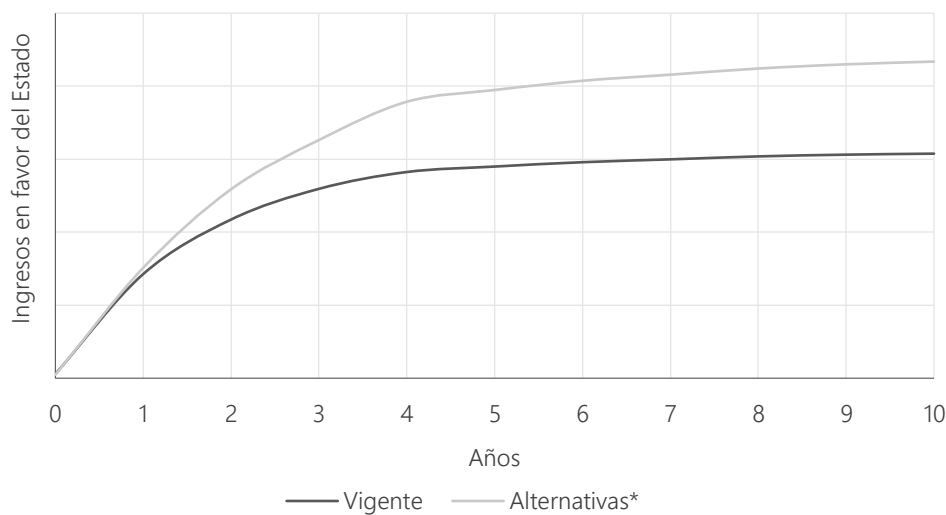
Elaboración propia.



Gráfica 6.6. Tasas del DUC y porcentajes del límite de deducción de costos para el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.

Elaboración propia.

Las alternativas mostradas en la Tabla 6.4 buscan tener un comportamiento similar al presentado en la Gráfica 6.7. Como se observa, se busca que los ingresos en favor del Estado sean mayores, para cualquiera de las alternativas analizadas, en comparación al régimen fiscal vigente. El comportamiento de estos flujos hipotéticos obedece a las variaciones del DUC y del límite de deducciones recién planteados.



Gráfica 6.7. Flujo hipotético de ingresos acumulados en favor del Estado.

Elaboración propia.

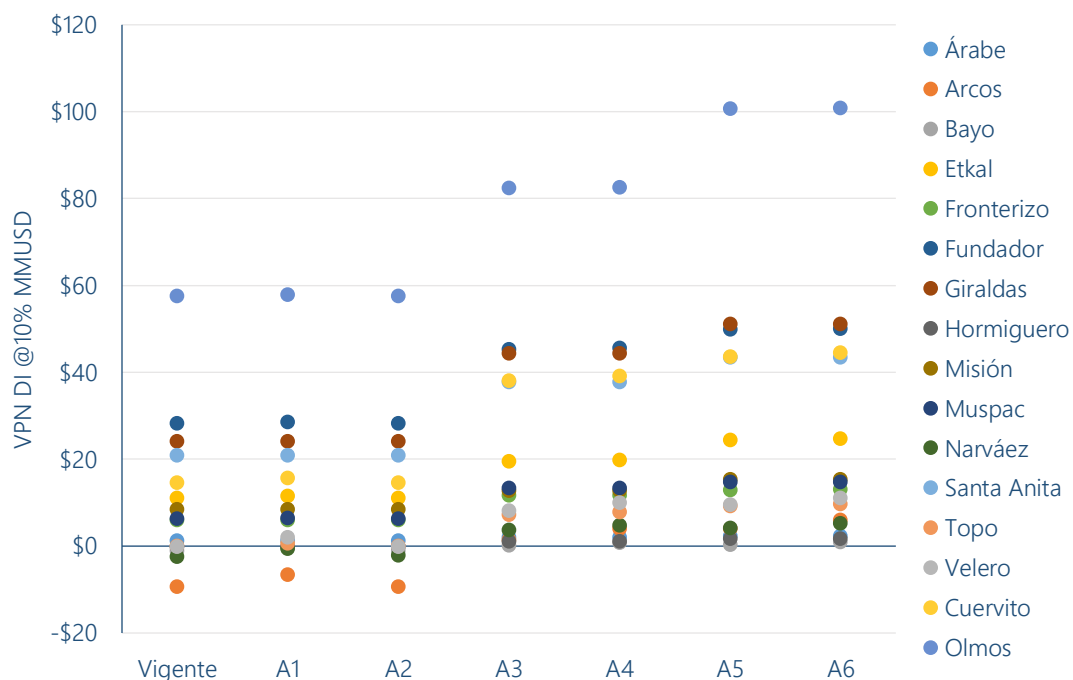
*Representa el flujo de ingresos acumulado buscado en favor del Estado para cualquiera de las alternativas propuestas.

En virtud de lo anterior, se puede establecer que las distintas alternativas de modificación al régimen fiscal vigente buscan incrementar los ingresos en favor del Estado durante los primeros años de producción de los campos de gas no asociado, seguido de variaciones en las tasas del DUC para evitar un decremento drástico de ingresos en favor del Estado derivado de la declinación natural de la producción.

6.4.1 Resultados de las propuestas de modificación

Una vez establecidas las modificaciones necesarias para comprobar la hipótesis, se replicaron los ejercicios de evaluación económica para cada caso de estudio utilizando cada una de las propuestas presentadas.

Bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, únicamente diez de los dieciséis proyectos analizados resultan ser económicamente viables después de impuestos, asegurando un flujo de ingresos en favor del Estado. Por otro lado, al realizar las evaluaciones económicas bajo los supuestos de modificación propuestos (variaciones de la tasa del DUC y del límite de deducción de costos), el número de proyectos que resultan económicamente viables se incrementa (véanse Gráfica 6.8 y Tabla 6.5).



Gráfica 6.8. VPN DI (@10%) de los campos analizados bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.
Elaboración propia.

Modelo	Vigente	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Proyectos evaluados	16	16	16	16	16	16	16
Proyectos económicamente no viables	6	4	6	0	0	0	0
Proyectos económicamente viables	10	12	10	16	16	16	16

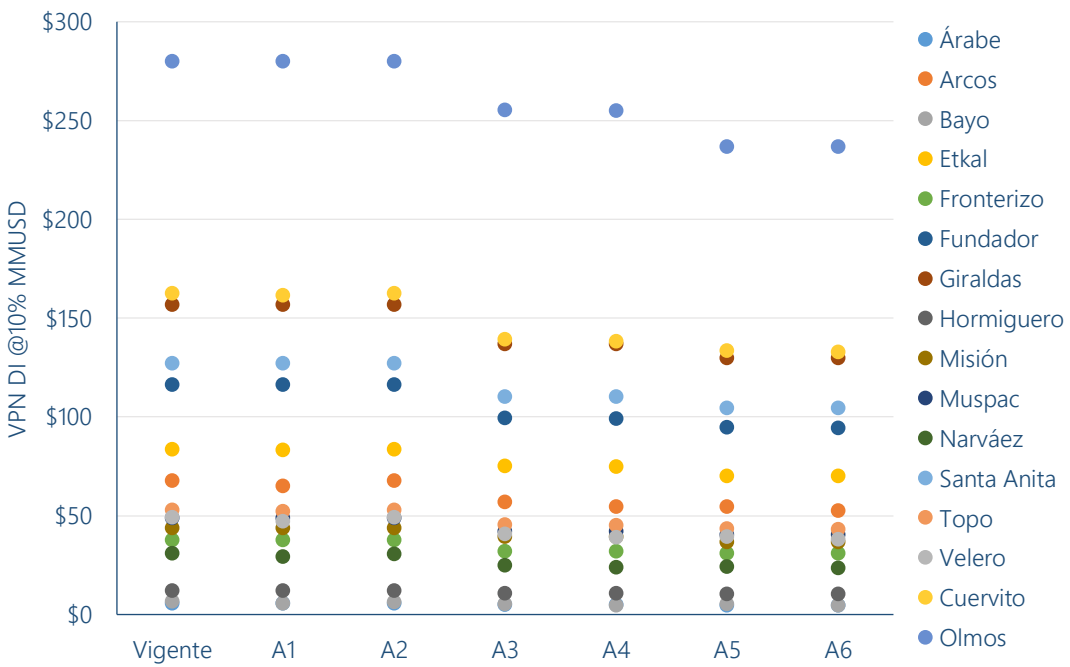
Tabla 6.5. Proyectos económicamente viables bajo el régimen fiscal vigente y las propuestas de modificación.
Elaboración propia.

En las Gráficas Gráfica 6.9 y Gráfica 6.10, se presentan, por campo y para el régimen fiscal vigente, así como para cada una de las alternativas analizadas el *government take* y la utilidad operativa en favor del Estado respectivamente.

Todos los indicadores obtenidos de estos ejercicios se pueden consultar a detalle en el Anexo A.4.



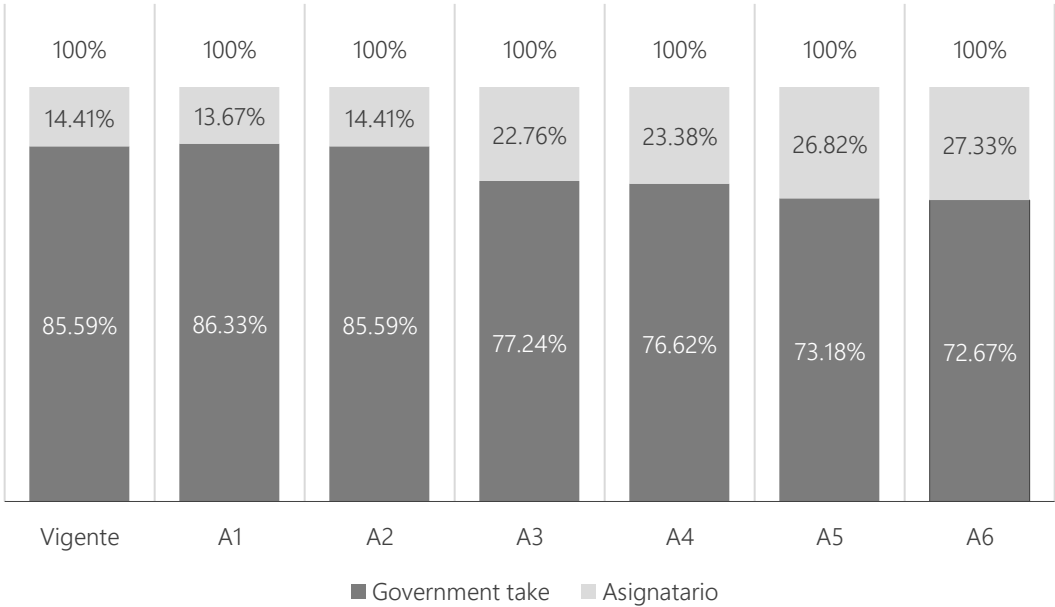
Gráfica 6.9. *Government take* de los campos analizados bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.
Elaboración propia.



Gráfica 6.10. Utilidad operativa en favor del Estado de los campos analizados bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.
Elaboración propia.

Por otro lado, con la finalidad de estimar y comparar el *government take* obtenido bajo el régimen fiscal vigente con el obtenido en las propuestas presentadas; se calculó el promedio ponderado de dicho parámetro considerando la utilidad operativa de cada campo (véase Gráfica 6.11). Lo anterior, se realizó con la finalidad de obtener un parámetro representativo y adecuado para poder comparar los resultados obtenidos de las alternativas propuestas y del régimen fiscal vigente.

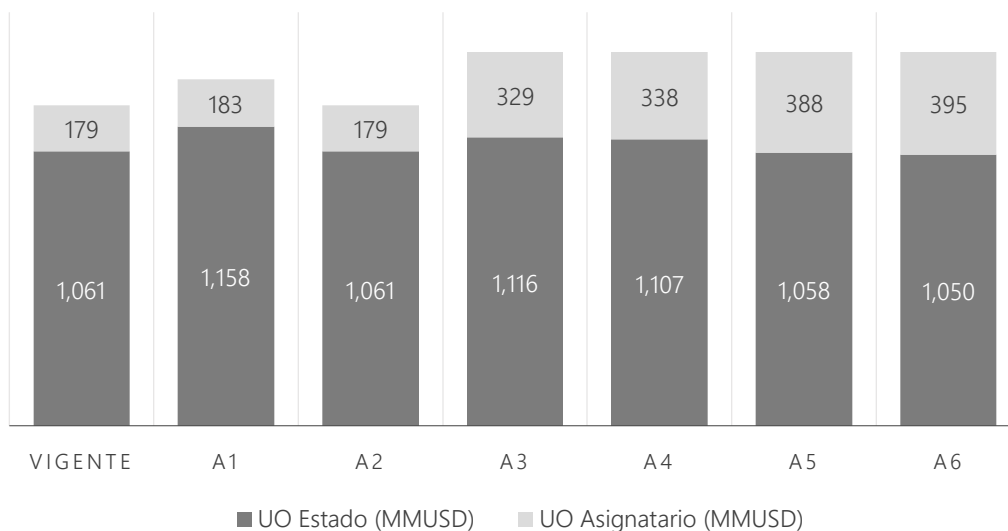
Es importante señalar que el *government take* fue calculado considerando únicamente aquellos campos que resultaron económicamente viables bajo las premisas utilizadas, es decir, los valores aquí mostrados solo representan un promedio de tales campos ya que este valor varía dependiendo el proyecto que se esté analizando.



Gráfica 6.11. Comparación del *government take* ponderado bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.

Elaboración propia.

Además, con la finalidad de comparar el reparto que tendría la utilidad operativa bajo el régimen fiscal vigente y las diversas propuestas de modificación presentadas, se presenta la Gráfica 6.12 en la cual, se muestran los resultados de VPI DI y la utilidad operativa en favor del Estado. Como se observa, el tener un *government take* ponderado menor en las alternativas propuestas en comparación al obtenido con el régimen fiscal aplicable, no necesariamente significa menores ingresos al Estado. Para algunos casos, el incremento en el número de proyectos económicamente viables asegura mayores ingresos en favor del Estado.



Gráfica 6.12. Reparto de la utilidad operativa bajo el régimen fiscal vigente y las alternativas propuestas.
Elaboración propia.

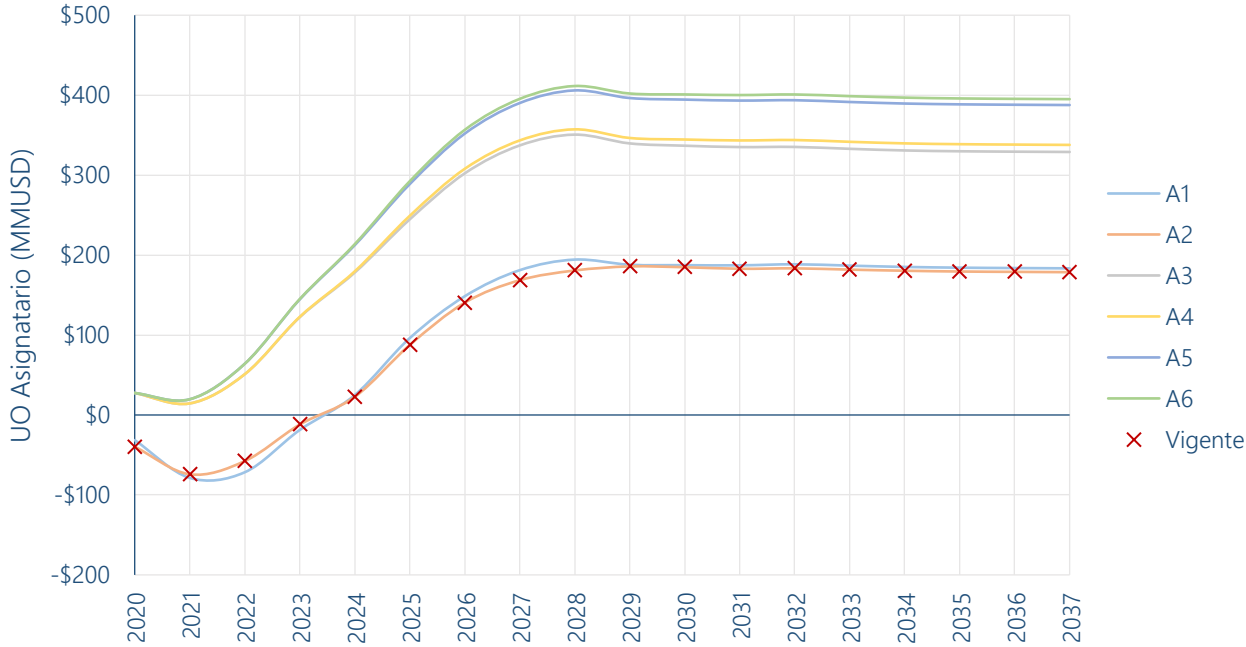
6.4.2 Análisis de resultados

Conforme a los resultados obtenidos, se observa que las alternativas propuestas mejoran la viabilidad económica de los proyectos evaluados debido a que:

1. El número de proyectos económicamente viables incrementa, para la mayoría de las alternativas propuestas, en comparación con el régimen fiscal vigente.
2. La utilidad operativa acumulada en favor del Asignatario incrementa para la mayoría de las alternativas, en comparación al régimen fiscal vigente.
3. Como se observa en la Gráfica 6.11, el *government take*, (en términos porcentuales) de las propuestas evaluadas resultan menores en comparación al régimen fiscal aplicable. Sin embargo, lo anterior no necesariamente significa que suceda lo mismo con el reparto de la utilidad operativa en términos reales. En la Gráfica 6.12, se muestra que algunas de las propuestas analizadas resultan en mayores ingresos en favor del Estado y el Asignatario en comparación al régimen fiscal aplicable.

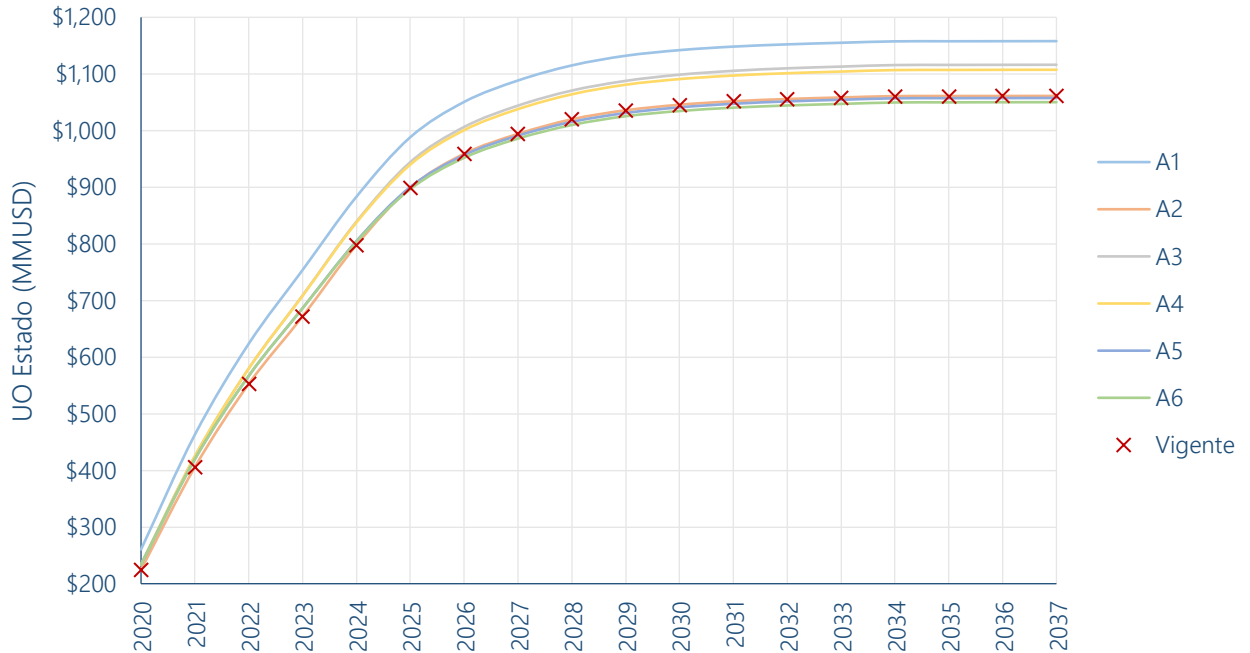
Después de lo anterior y con la finalidad de comparar y seleccionar una alternativa de modificación que mejore la viabilidad económica de aquellos proyectos correspondientes a la explotación de yacimientos de gas no asociado, asegurando un flujo constante de ingresos al Estado por la realización de dicha actividad; se realizó una comparación representada en las Gráficas Gráfica 6.13 y Gráfica 6.14, correspondientes a la utilidad operativa acumulada en favor del Asignatario y el Estado, respectivamente.

En primera instancia, con base en los datos presentes en la Gráfica 6.13, se pudo establecer que la mayoría de las propuestas analizadas aseguran mayores ingresos para el Asignatario, ya que algunas significarían un incremento de hasta en más de 200 millones de dólares de utilidad operativa en favor del Asignatario en comparación con el régimen fiscal vigente. Lo anterior, debido a la incorporación de aquellos proyectos que pasarían a ser económicamente viables, respecto al régimen fiscal vigente.



Gráfica 6.13. Utilidad operativa acumulada en favor del Asignatario.
Elaboración propia.

Por tal motivo, la mayoría de las propuestas de modificación analizadas suponen incrementos de hasta más de 90 millones de dólares en la utilidad operativa en favor del Estado (véase Gráfica 6.14).



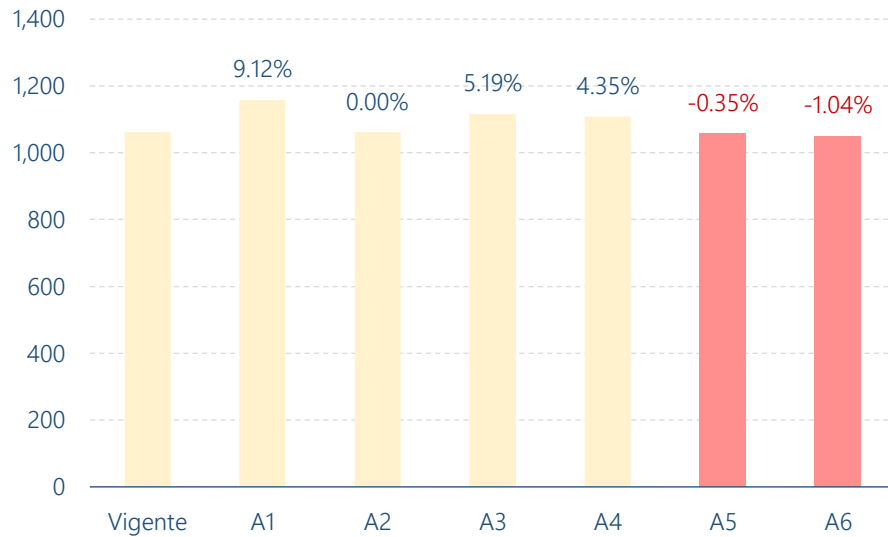
Gráfica 6.14. Utilidad operativa acumulada en favor del Estado.

Elaboración propia

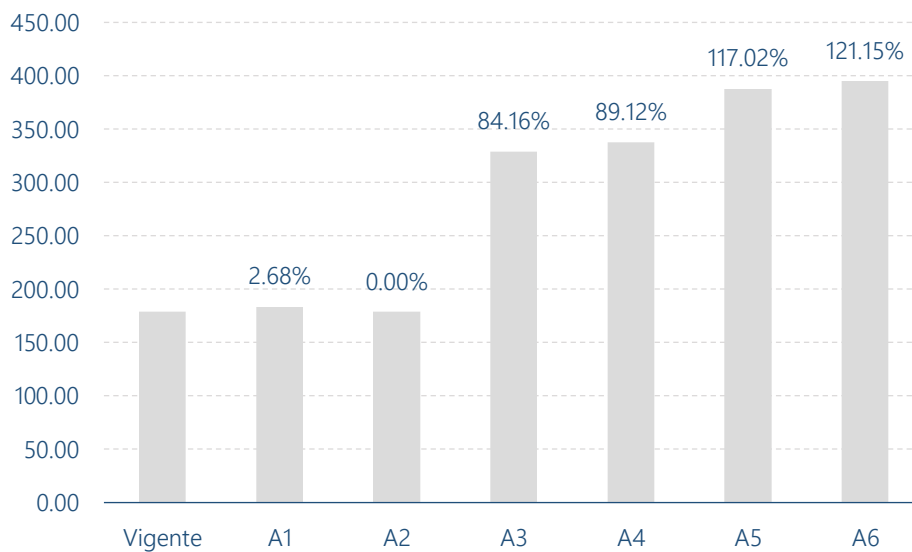
Por otro lado, con base en las gráficas 6.15 y 6.16 se puede establecer que la alternativa 3 es la propuesta de modificación que ofrece el mejor equilibrio entre el incremento en los ingresos en favor del Estado y del Asignatario debido a lo siguiente:

- Se considera que la alternativa 1 representa un beneficio asimétrico en favor del Estado ya que, con base en los resultados obtenidos, su posible implementación representaría un incremento del 9.12% para el Estado y únicamente del 2.68% para el Asignatario. Además, bajo esta alternativa, únicamente se incrementaría a 12 el número de proyectos económicamente viables, por lo que el objetivo de incentivar la explotación de campos de gas natural no asociado se cumpliría de manera parcial.
- La alternativa 2 no representa beneficios para el Estado y el Asignatario en comparación al régimen vigente, en tal sentido, se descarta su aplicación.
- La alternativa 4 representa un beneficio equilibrado entre el Estado y el Asignatario. No obstante, ésta representa menores beneficios para el Estado en comparación a la alternativa 3. En tal virtud, se descarta su uso.
- Si bien bajo las alternativas 5 y 6 se incrementarían el número de proyectos económicamente viables y el beneficio en favor del estado, la aplicación de estas alternativas significaría una reducción en el beneficio en favor del Estado en comparación al régimen vigente, lo anterior,

debido a una reducción significativa en la carga fiscal. Por tal motivo, la aplicación de éstas fue desechada.



Gráfica 6.15. Beneficio en favor del Estado de las alternativas propuestas en comparación al régimen vigente.
Elaboración propia



Gráfica 6.16. Beneficio en favor del Asignatario de las alternativas propuestas en comparación al régimen vigente.
Elaboración propia

No obstante, realizando un análisis más profundo, a pesar de que algunos campos pasarían a ser proyectos económicamente viables bajo las propuestas referidas, parte de éstos supondrían la ejecución

de proyectos marginales²⁵ con alto riesgo de resultar en proyectos no viables debido a variaciones mínimas en el mercado, variaciones en la producción esperadas, etc. En tal sentido, se deben llevar a cabo análisis más exhaustivos (ej. análisis de sensibilidad o análisis probabilísticos) cuando se presenten este tipo de casos con la finalidad de verificar si se debiese llevar a cabo o no el desarrollo de éstos.

La selección de la alternativa 3 como la mejor propuesta de modificación al régimen fiscal vigente obedece a los siguientes puntos:

1. La puesta en marcha de esta propuesta supondría mayores ingresos en favor del Estado en comparación al régimen fiscal aplicable.
2. Algunos campos pasarían de ser no rentables o marginales (bajo el régimen fiscal vigente) a proyectos con alta viabilidad económica.
3. Los indicadores económicos obtenidos bajo la alternativa 3 resultan más atractivos para el Asignatario e incentivan la puesta en marcha de más proyectos asociados a la extracción de gas natural no asociado.
4. Se observa que algunos campos considerados como no viables bajo el régimen fiscal vigente resultan en proyectos viables bajo esta propuesta de modificación. Lo anterior, cobra relevancia considerando que, en la actualidad existen campos que no son explotados por el Asignatario debido a su nula viabilidad económica y, por lo tanto, el Estado no recibe ingresos de éstos. Por otro lado, al incentivar la explotación de estos campos, se aseguran flujos de ingresos al Estado durante la vigencia de explotación de los mismos.
5. El incremento en las actividades de extracción de gas natural contribuiría en el desarrollo socioeconómico de las comunidades en las que se lleven a cabo tales actividades ya que apoyaría en la generación de empleos, construcción de caminos, transferencia de tecnología, mejoraría la calidad de vida de los habitantes, etc.

²⁵ Para fines de este trabajo se consideraron como proyectos marginales aquellos que resultaran con un VPN DI igual o menor a \$4 MMUSD.

Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones

Derivado de la realización del presente trabajo, así como de su análisis correspondiente, se concluye que:

1. El gas natural es un combustible fósil que ofrece la oportunidad de generar energía de una manera relativamente más limpia, abundante y accesible en comparación con el resto de los combustibles fósiles y biomasa.
2. Durante los últimos años la demanda nacional de gas natural ha incrementado a medida que la oferta doméstica ha disminuido. Esto ocurre aun cuando el gas natural tiene un papel estratégico en el desarrollo económico mundial. Ante esta realidad, resulta evidente generar propuestas para fortalecer el desarrollo de la industria nacional.
3. México cuenta con grandes áreas de oportunidad para llevar actividades de exploración y extracción de yacimientos de gas no asociado. Para dar mayor contexto, al primero de enero de 2017 se estimó un recurso prospectivo de gas natural de 217.9 BPC, de los cuales aproximadamente el 65% corresponde a recursos no convencionales. Asimismo, al primero de enero de 2018, se estimó un volumen de reserva 3P de 30.02 BPC. El generar incentivos fiscales que permitan la puesta en marcha de proyectos de explotación de gas natural, permitiría contrarrestar las crecientes necesidades de importación de dicho insumo.
4. La evaluación de proyectos es una metodología que nos permite comparar y seleccionar diversas alternativas de un proyecto. En tal sentido, es una herramienta fundamental en la toma de decisiones para la ejecución del proyecto en cuestión.
5. Con la finalidad de contar con un régimen fiscal que incentive el desarrollo de campos de gas natural no asociado, se presentaron diversas alternativas de modificación al régimen fiscal vigente, resultado en la mayoría de los casos, favorables tanto para el Estado como para el Asignatario. Sin embargo, se recomienda continuar con un análisis más exhaustivo de resultados que incorpore otras combinaciones de la tasa del DUC y el límite de deducciones.
6. Al obtener mayores ingresos por la extracción de gas natural, el Asignatario tendría la capacidad financiera para implementar tecnologías alternativas (procesos de recuperación secundaria/mejorada) que incrementen el factor de recuperación, lo que podría generar mayores ingresos para ambas partes (Estado y Asignatario).
7. Si bien, las propuestas de modificación supondrían un incentivo para el desarrollo de campos de gas no asociado, resulta necesario promover el desarrollo de infraestructura capaz de recolectar, procesar, almacenar, distribuir y transportar el importante energético.

Por otro lado, a continuación, se enumeran una serie de recomendaciones que tienen como objetivo señalar puntos de oportunidad para incentivar el desarrollo de la industria del gas natural en México.

1. Referente al régimen fiscal aplicable a campos de gas no asociado, se sugiere ajustar las tasas del DUC acorde al comportamiento de la producción estimada de los campos de gas no asociado, lo anterior, con la finalidad de establecer un flujo constante de ingresos al Estado. Por ejemplo, en campos en los cuales se estima que el pico de producción suceda durante los primeros años de producción seguido por una declinación de ésta debido al decremento de la presión del yacimiento, se sugeriría ajustar el límite de deducción de costos y la tasa del DUC para asegurar un flujo de Ingresos que tenga un comportamiento similar al perfil de producción estimado, es decir, el pico de ingresos en favor del Estado suceda al mismo tiempo que el pico de producción del campo, seguido de una declinación armónica de dichos ingresos.
2. Considerando que la exploración y extracción de hidrocarburos son actividades con largos periodos de ejecución, se recomienda impulsar no solo actividades enfocadas a la extracción de gas natural sino actividades de exploración con el fin de incrementar las reservas de la nación.
3. Evaluar otras áreas de oportunidad tales como actividades relacionadas con el *upstream*, *midstream* y *downstream*, que fortalezcan e incentiven el desarrollo de la industria del gas natural en México, lo anterior, para diversificar las fuentes de abasto del energético referido en el corto, mediano y largo plazo.
4. Evaluar y, en su caso, migrar las Asignaciones de gas natural no asociado a Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos con o sin socio, en cualquiera de sus modalidades. Lo anterior, permitirá ampliar el rango de alternativas que permitan reducir la carga fiscal sin necesidad de modificar la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Bibliografía

- Abbas, S. (s.f.). THE NON-ORGANIC THEORY OF THE GENESIS OF PETROLEUM. Bhubaneswar, Odisha, India. Obtenido de <http://cds.cern.ch/record/360632/files/9610011.pdf>
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook* (Tercera ed.). Burlington, Massachusetts, EUA: Gulf Professional Publishing.
- Baca Urbina, G. (2001). *Evaluación de proyectos* (Cuarta ed.). Ciudad de México, México: McGraw-Hill.
- Blanco Ybáñez, A. J., & Vivas Hohl, J. (2014). Introducción al Tight Gas. *Petrotecnia*, 15. doi:<http://www.petrotecnia.com.ar/junio14/Petro/Introduccion.pdf>
- BP. (2019). *BP Energy Outlook*. Obtenido de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>
- Chen, J. (01 de Julio de 2019). *Investopedia*. Obtenido de https://www.investopedia.com/terms/h/henry_hub.asp
- CNH. (2019). *Reservas de Hidrocarburos en México; Conceptos Fundamentales y Análisis 2018*. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Ciudad de México: CNH. Obtenido de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/analisis-de-informacion-de-las-reservas-de-hidrocarburos-de-mexico-al-1-de-enero-del-2018?idiom=es>
- Comindware. (5 de Septiembre de 2019). *Comindware*. Obtenido de Comindware: <https://www.comindware.com/blog-what-is-capex-and-opex/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Sistema de Información de Hidrocarburos*. Obtenido de <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>
- Diario Oficial de la Federación. (20 de Diciembre de 2013). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. *DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*, Art. 25, 27 y 28. Ciudad de México.
- Diario Oficial de la Federación. (11 de agosto de 2014). Ley de Hidrocarburos. *DECRETO por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas*. Ciudad de México.

- Diario Oficial de la Federación. (07 de Diciembre de 2016). Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. *DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. Ciudad de México.
- Energy Information Administration. (2017). *International Energy Outlook*. Energy Information Administration, Washington, DC. Obtenido de [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). *Petroleum Production Engineering*. Gulf Professional Publishing.
- IMP. (2015). *Biblioteca Visual del Petróleo* (Segunda ed.). (R. A. Sarmiento, Ed.) Ciudad de México, México: IMP.
- International Gas Union. (2017). *Global Natural Gas Insights*. International Gas Union. Barcelona: IGU. Obtenido de <https://www.igu.org/global-natural-gas-insights>
- Investopedia. (29 de Enero de 2020). Obtenido de Investopedia: <https://www.investopedia.com/terms/d/discountrate.asp>
- ITAM. (s.f.). *Las Finanzas en los Negocios y los Estados Financieros*. Ciudad de México, México.
- Kjemperud, A. (s.f.). *Prospect and Play Analysis*. Obtenido de CCOP: <http://www.ccop.or.th/ppm/document/CAWS4/Prospect%20and%20Play%20Analysis.pdf>
- National Geographic. (2012). *National Geographic*. (E. E. Jeannie Evers, Editor, & N. G. Caryl-Sue, Productor) Obtenido de <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/natural-gas/>
- Rivas Rincón, B. S., Euan Vázquez, M. A., & Ramírez Cerón, S. (2019). *Recomendaciones en materia de regulación y políticas públicas para la unificación de yacimientos en México*. Ciudad de México: ITESM.
- Santamaría Orozco, D. M., Amezcua Allieri, M. A., & Carrillo Hernández, T. (Diciembre de 2009). Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 61(3).
- Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- SENER. (2015). *Secretaría de Energía*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf
- SENER. (2017). *Prospectiva de Gas Natural 2017 - 2031*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.

SENER. (2018). *Prospectiva de Gas Natural 2018-2032*. Secretaría de Energía. Ciudad de México: SENER.
Obtenido de https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf

SPE. (2018). *Pétroleum Resources Management System*. Society of Petroleum Engineers.

The Economist. (29 de Octubre de 2018). *The Economist*. Obtenido de
<https://www.economist.com/the-economist-explains/2018/10/29/what-is-brent-crude>

White, J., Case, K., & Pratt, D. (2010). *Principles of Engineering Economic Analysis*. (5). Hoboken, Nueva Jersey, Estados Unidos de América: John Wiley & Sons, Inc.

A. Anexos

Anexo A.1. Datos de entrada

A continuación, se presentan los perfiles de producción y costos actualizados utilizados para la realización de los ejercicios de evaluación económica.

Campo	Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Sub Total
Árabe	OPEX (MMUSD)	0.59	0.66	0.51	0.44	0.29	0.15	0.07	0.07	0.00	2.78
	CAPEX (MMUSD)	0.73	0.73	0.07	0.37	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	2.27
	Gas (MMMPC)	0.95	1.02	0.88	0.73	0.51	0.29	0.15	0.07	0.04	4.64
Arcos	OPEX (MMUSD)	9.08	9.30	8.49	8.34	5.86	4.76	3.73	1.76	0.81	52.12
	CAPEX (MMUSD)	15.15	12.96	11.35	10.69	6.37	22.99	4.47	1.61	2.56	88.13
	Gas (MMMPC)	13.15	14.24	13.15	12.42	8.40	6.21	4.38	1.83	0.73	74.51
Bayo	OPEX (MMUSD)	1.02	1.08	0.69	0.57	0.52	0.37	0.45	0.23	0.11	5.04
	CAPEX (MMUSD)	0.57	4.06	1.99	2.73	0.39	1.57	0.01	0.01	0.01	11.33
	Gas (MMMPC)	1.61	1.68	1.13	0.95	0.84	0.58	0.73	0.37	0.18	8.07
Etkal	OPEX (MMUSD)	1.10	0.44	2.27	0.73	4.17	4.54	1.76	0.37	0.00	15.37
	CAPEX (MMUSD)	0.44	2.64	6.44	23.79	47.43	0.00	0.00	1.02	0.00	81.77
	Gas (MMMPC)	2.74	1.17	5.52	1.94	11.43	11.87	4.60	1.02	0.00	40.29
	Condensado (MMBL)	0.15	0.07	0.29	0.11	0.44	0.44	0.18	0.04	0.00	1.72
Fronterizo	OPEX (MMUSD)	0.44	0.22	0.15	0.07	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	1.02
	CAPEX (MMUSD)	12.59	4.68	6.73	12.81	5.93	1.68	0.73	0.00	0.22	45.39
	Gas (MMMPC)	5.08	4.38	3.18	3.18	2.59	2.19	0.95	0.40	0.22	22.17
	Condensado (MMBL)	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.04	0.04	0.04	0.55
Fundador	OPEX (MMUSD)	12.88	9.66	6.73	6.88	6.30	4.10	2.56	1.61	0.95	51.68
	CAPEX (MMUSD)	10.10	5.56	2.71	8.78	5.34	1.83	1.83	1.83	1.83	39.82
	Gas (MMMPC)	18.48	14.17	9.61	10.04	9.64	6.21	3.76	2.45	1.35	75.72
	Condensado (MMBL)	0.11	0.11	0.11	0.15	0.11	0.07	0.04	0.04	0.04	0.77
Giraldas	OPEX (MMUSD)	20.42	20.72	21.30	18.30	16.47	14.79	13.40	12.15	10.98	148.53
	CAPEX (MMUSD)	41.72	32.28	22.62	14.93	10.98	14.42	10.10	9.96	8.49	165.51
	Gas (MMMPC)	19.80	20.02	17.97	15.49	13.95	12.56	11.40	10.30	9.31	130.80
	Condensado (MMBL)	0.40	0.37	0.29	0.26	0.22	0.18	0.18	0.15	0.15	2.19
Hormiguero	OPEX (MMUSD)	1.32	2.71	2.93	2.34	1.98	1.61	1.32	1.02	0.73	15.96
	CAPEX (MMUSD)	4.98	4.54	0.88	0.22	0.44	0.73	0.15	0.15	0.29	12.37
	Gas (MMMPC)	1.39	2.85	2.70	2.19	1.83	1.50	1.21	0.91	0.69	15.27
Misión	OPEX (MMUSD)	0.81	0.95	0.81	2.49	2.12	4.17	4.32	2.42	1.46	19.54
	CAPEX (MMUSD)	4.68	0.77	8.22	12.51	8.86	10.41	4.27	0.48	0.17	50.38
	Gas (MMMPC)	2.85	2.67	1.86	4.13	3.43	6.43	6.50	3.58	2.19	33.64
	Condensado (MMBL)	0.04	0.04	0.04	0.07	0.07	0.15	0.15	0.07	0.07	0.69

Muspac	OPEX (MMUSD)	9.52	9.30	8.49	7.25	6.22	5.12	4.39	4.03	3.73	58.05
	CAPEX (MMUSD)	18.23	8.20	3.66	3.29	0.29	0.22	0.15	0.07	0.07	34.19
	Gas (MMMPC)	5.37	5.41	4.24	3.43	2.67	1.86	1.31	1.13	0.95	26.37
	Condensado (MMBL)	0.29	0.26	0.18	0.15	0.11	0.11	0.07	0.07	0.04	1.28
Narváz	OPEX (MMUSD)	9.15	6.08	4.61	3.07	1.54	0.73	0.37	0.22	0.07	25.84
	CAPEX (MMUSD)	7.39	11.64	4.76	4.76	1.02	1.46	0.51	0.44	0.00	31.99
	Gas (MMMPC)	11.36	7.49	4.97	3.29	1.68	0.77	0.37	0.22	0.11	30.24
Santa Anita	OPEX (MMUSD)	12.44	12.01	11.38	11.55	9.09	8.97	7.40	4.94	3.08	80.87
	CAPEX (MMUSD)	22.49	36.84	33.19	21.88	49.71	7.06	3.00	0.51	0.51	175.19
	Gas (MMMPC)	18.04	17.28	15.74	16.36	13.04	13.08	10.92	7.27	4.53	116.26
	Condensado (MMBL)	0.11	0.15	0.22	0.26	0.26	0.26	0.22	0.15	0.11	1.72
Topo	OPEX (MMUSD)	13.25	13.03	12.88	11.13	7.98	6.44	5.20	3.66	1.98	75.54
	CAPEX (MMUSD)	1.98	20.35	21.45	11.27	7.47	9.15	14.71	1.39	1.61	89.38
	Gas (MMMPC)	8.99	8.66	8.66	7.96	6.10	6.06	4.68	3.54	1.83	56.47
	Condensado (MMBL)	0.11	0.11	0.15	0.18	0.15	0.15	0.11	0.11	0.07	1.13
Velero	OPEX (MMUSD)	7.32	5.64	4.17	3.66	2.05	1.46	0.88	0.51	0.37	26.06
	CAPEX (MMUSD)	1.39	8.78	10.83	2.78	1.32	1.61	0.37	0.37	3.66	31.11
	Gas (MMMPC)	10.77	8.47	6.54	5.88	3.25	2.30	1.42	0.80	0.55	39.99
	Condensado (MMBL)	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04
Cuervito	OPEX (MMUSD)	5.86	5.20	6.15	6.81	6.37	5.78	4.54	2.42	1.32	44.43
	CAPEX (MMUSD)	13.03	30.01	34.04	30.45	21.81	21.74	2.85	1.39	1.17	156.51
	Gas (MMMPC)	21.62	20.60	21.40	19.87	17.24	9.61	7.52	4.31	2.48	124.66
	Condensado (MMBL)	0.04	0.11	0.15	0.15	0.11	0.11	0.11	0.07	0.04	0.88
Olmos	OPEX (MMUSD)	10.25	15.30	21.30	17.64	11.05	6.95	4.32	2.71	1.61	91.14
	CAPEX (MMUSD)	17.64	53.66	29.28	4.54	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47	127.44
	Gas (MMMPC)	12.05	22.76	27.50	34.92	39.67	28.96	17.64	10.88	6.79	201.18
	Condensado (MMBL)	0.07	0.15	0.22	0.29	0.33	0.26	0.18	0.15	0.11	1.75

Campo	Concepto	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total
Árabe	OPEX (MMUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.78
	CAPEX (MMUSD)	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	2.71
	Gas (MMMPC)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.64
Arcos	OPEX (MMUSD)	0.37	0.15	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52.71
	CAPEX (MMUSD)	12.30	3.07	3.15	2.71	1.54	1.17	0.00	0.00	0.00	112.07
	Gas (MMMPC)	0.37	0.18	0.07	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	75.17
Bayo	OPEX (MMUSD)	0.03	0.04	0.10	0.01	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	5.26
	CAPEX (MMUSD)	0.01	1.28	0.23	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	12.88
	Gas (MMMPC)	0.04	0.07	0.15	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.40
Etkal	OPEX (MMUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.37
	CAPEX (MMUSD)	1.02	0.59	2.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	85.79

	Gas (MMMPC)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.29
	Condensado (MMBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.72
Fronterizo	OPEX (MMUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.02
	CAPEX (MMUSD)	0.37	0.73	0.22	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	47.00
	Gas (MMMPC)	0.11	0.07	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.43
	Condensado (MMBL)	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.62
Fundador	OPEX (MMUSD)	0.59	0.37	0.44	0.22	0.29	0.22	0.00	0.00	0.00	53.80
	CAPEX (MMUSD)	1.61	1.54	4.10	1.54	3.95	1.39	0.00	0.00	0.00	53.95
	Gas (MMMPC)	1.10	0.58	0.47	0.44	0.37	0.40	0.00	0.00	0.00	79.08
	Condensado (MMBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77
Giraldas	OPEX (MMUSD)	9.44	8.49	7.69	6.00	4.90	3.22	2.42	1.54	1.39	193.62
	CAPEX (MMUSD)	7.03	10.91	6.51	0.95	0.22	0.15	1.02	0.00	0.00	192.30
	Gas (MMMPC)	8.04	7.27	6.57	5.19	4.24	2.85	0.00	0.00	0.00	164.95
	Condensado (MMBL)	0.11	0.11	0.11	0.07	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	2.67
Hormiguero	OPEX (MMUSD)	0.44	0.29	0.22	0.15	0.15	0.15	0.07	0.07	0.00	17.50
	CAPEX (MMUSD)	0.15	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.66
	Gas (MMMPC)	0.44	0.29	0.18	0.15	0.11	0.11	0.07	0.07	0.00	16.69
Misión	OPEX (MMUSD)	0.88	0.51	0.29	0.07	0.15	0.07	0.00	0.00	0.00	21.52
	CAPEX (MMUSD)	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	51.41
	Gas (MMMPC)	1.28	0.73	0.40	0.22	0.11	0.07	0.00	0.00	0.00	36.45
	Condensado (MMBL)	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77
Muspac	OPEX (MMUSD)	3.22	2.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	63.98
	CAPEX (MMUSD)	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.33
	Gas (MMMPC)	0.66	0.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.32
	Condensado (MMBL)	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.31
Narváz	OPEX (MMUSD)	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.91
	CAPEX (MMUSD)	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	32.14
	Gas (MMMPC)	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.32
Santa Anita	OPEX (MMUSD)	1.90	1.16	0.76	0.34	0.53	0.19	0.00	0.00	0.00	85.75
	CAPEX (MMUSD)	0.48	0.44	0.39	0.36	0.36	0.34	0.00	0.00	0.00	177.55
	Gas (MMMPC)	2.81	1.72	1.13	0.80	0.51	0.29	0.00	0.00	0.00	123.53
	Condensado (MMBL)	0.07	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.86
Topo	OPEX (MMUSD)	1.10	0.51	0.29	0.15	0.07	0.15	0.00	0.00	0.00	77.81
	CAPEX (MMUSD)	5.12	6.73	1.02	0.95	0.95	0.88	0.00	0.00	0.00	105.04
	Gas (MMMPC)	0.95	0.51	0.29	0.15	0.11	0.04	0.00	0.00	0.00	58.51
	Condensado (MMBL)	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.21
Velero	OPEX (MMUSD)	2.64	2.93	1.54	0.44	0.88	0.22	0.00	0.00	0.00	34.70
	CAPEX (MMUSD)	33.45	6.08	0.29	0.29	0.44	0.22	0.00	0.00	0.00	71.88
	Gas (MMMPC)	4.35	4.75	2.52	1.39	0.77	0.40	0.00	0.00	0.00	54.17
	Condensado (MMBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04

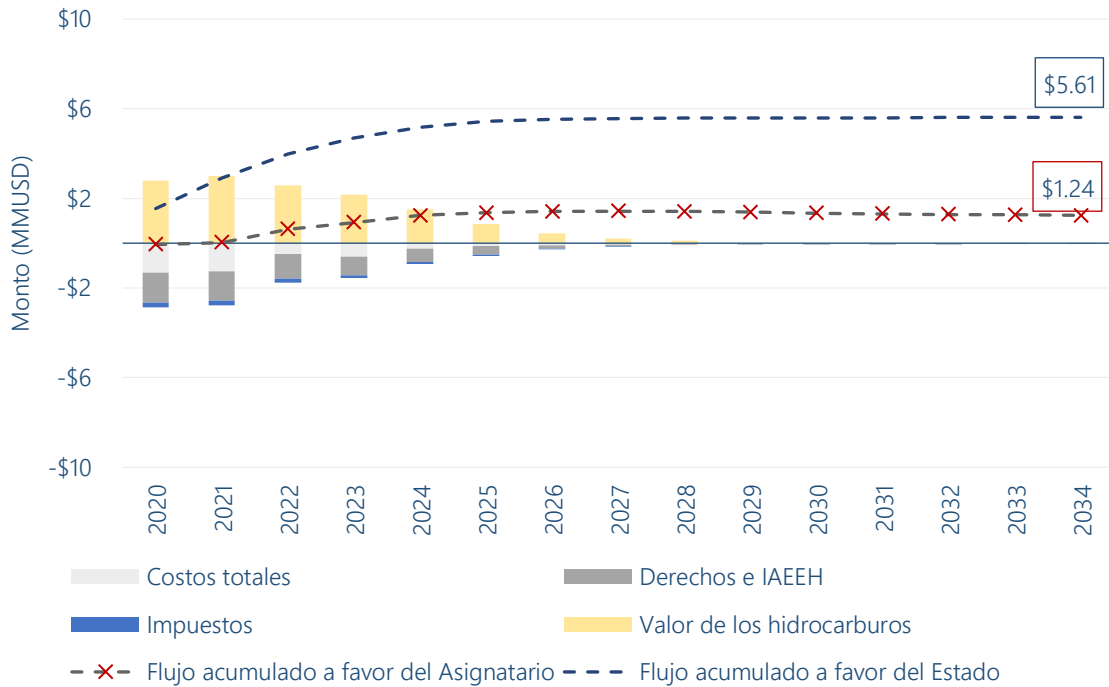
Cuervito	OPEX (MMUSD)	0.59	0.29	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.39
	CAPEX (MMUSD)	0.95	1.02	1.54	0.95	0.81	0.81	0.00	0.00	0.00	162.58
	Gas (MMMPC)	1.35	0.62	0.11	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	126.85
	Condensado (MMBL)	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91
Olmos	OPEX (MMUSD)	0.95	0.22	0.37	0.07	0.07	0.07	0.00	0.00	0.00	92.89
	CAPEX (MMUSD)	4.10	3.81	3.44	3.15	3.15	2.93	0.00	0.00	0.00	148.01
	Gas (MMMPC)	3.94	1.75	0.84	0.33	0.07	0.04	0.00	0.00	0.00	208.16
	Condensado (MMBL)	0.07	0.04	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.94

Tabla A1. Datos de entrada correspondientes a las dieciséis Asignaciones evaluadas.

Elaboración propia.

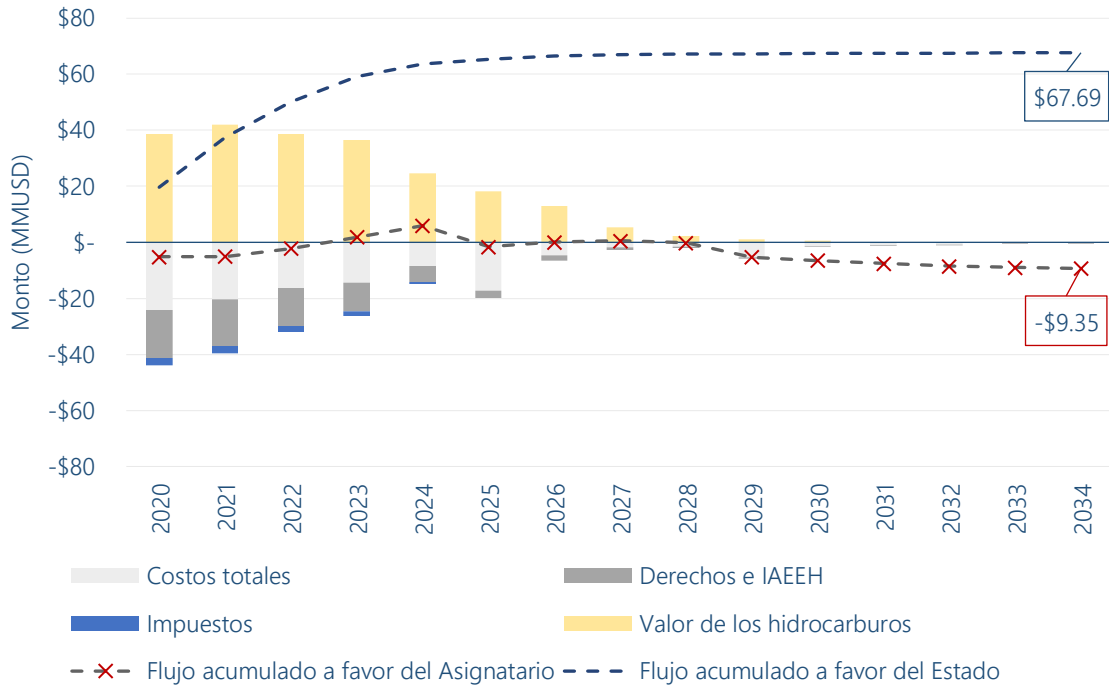
Anexo A.2. Flujos de efectivo de los campos evaluados

Como resultado de las evaluaciones económicas realizadas bajo el régimen fiscal aplicable, se determina que diez de los dieciséis casos de estudio resultan en proyectos económicamente viables. A continuación, se presentan los diagramas de flujos de efectivo para cada uno de los proyectos evaluados bajo el régimen fiscal vigente.

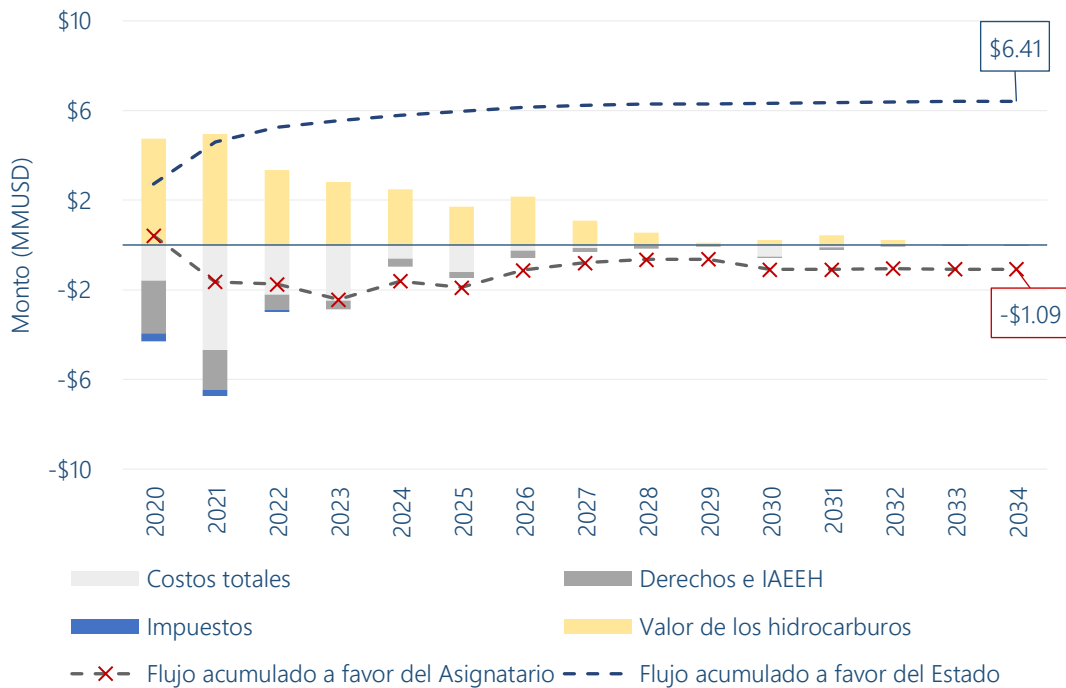


Gráfica B1. Flujos de efectivo de la Asignación A-0019-M - Campo Árabe bajo el régimen fiscal vigente.

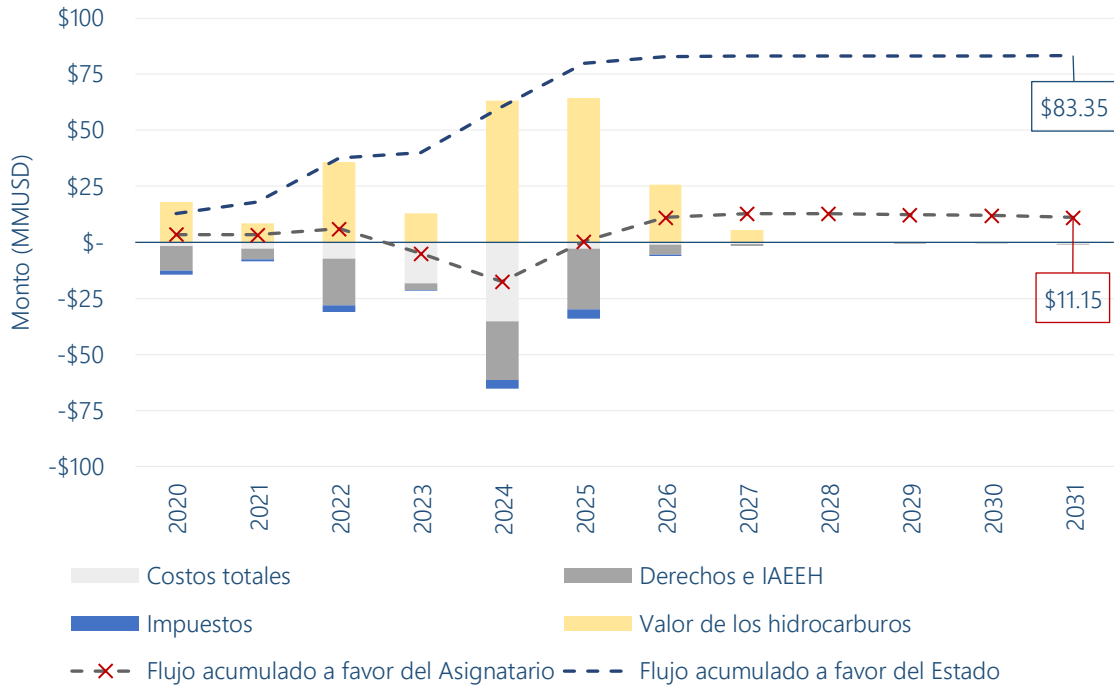
Elaboración propia.



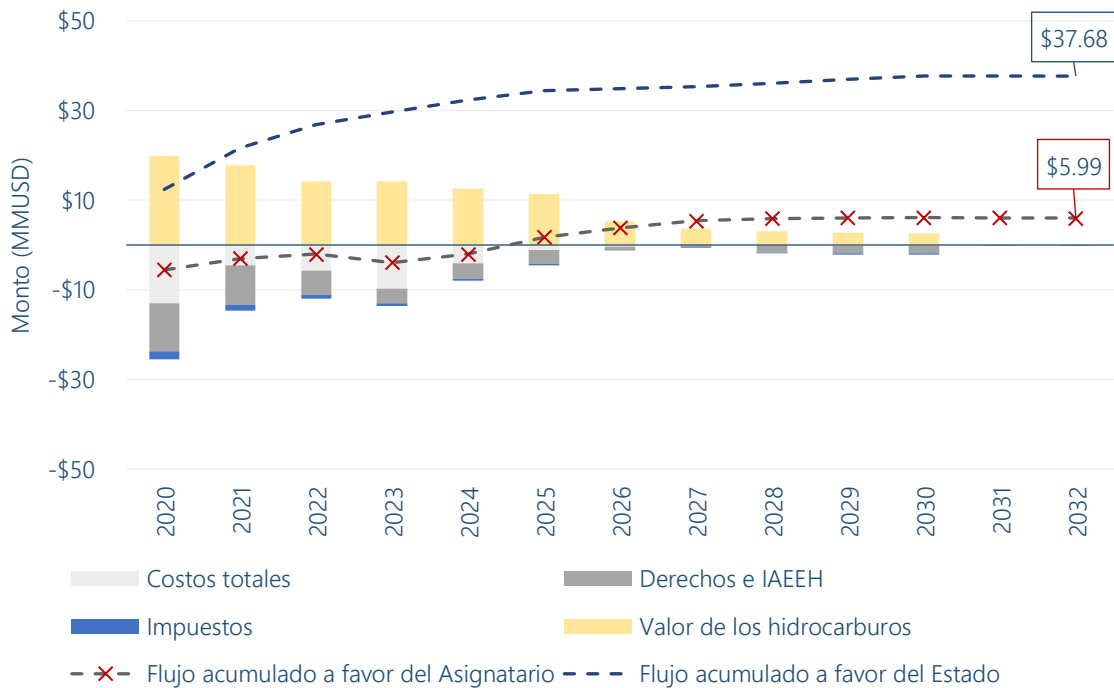
Gráfica B2. Flujos de efectivo de la Asignación A-0023-M - Campo Arcos bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



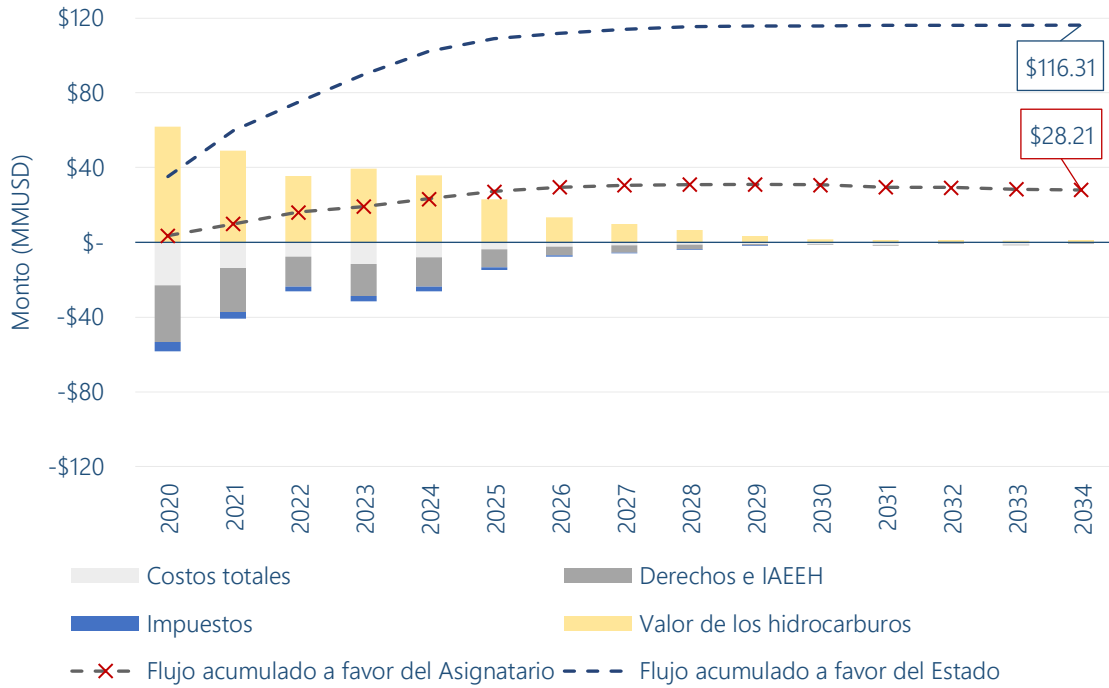
Gráfica B3. Flujos de efectivo de la Asignación A-0044-M - Campo Bayo bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



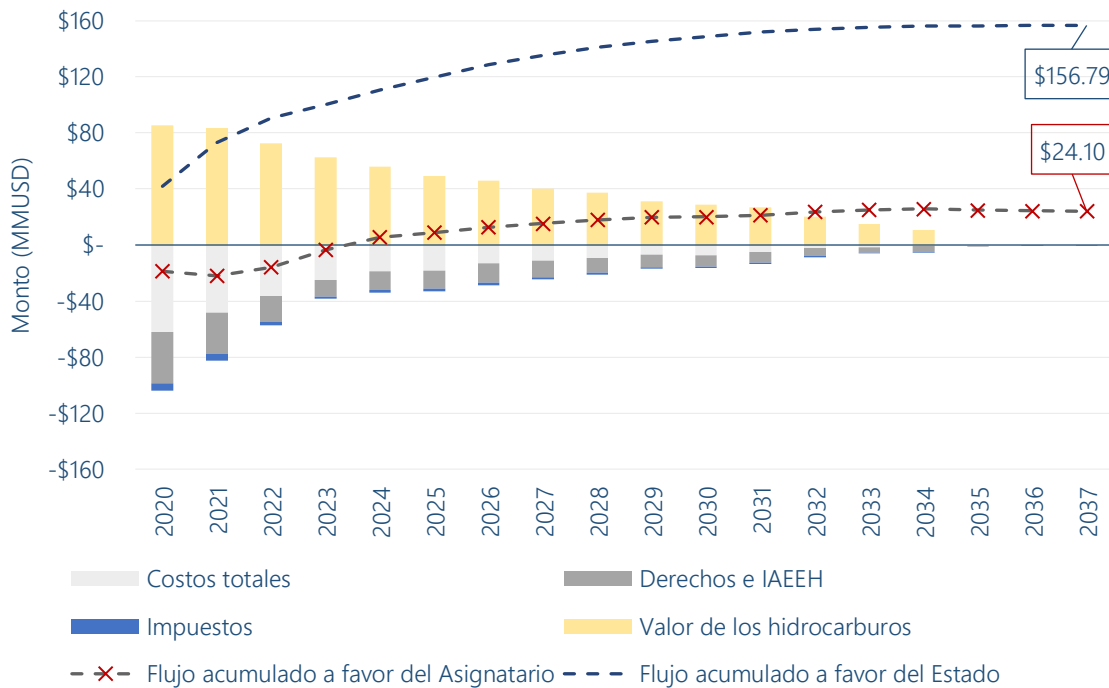
Gráfica B4. Flujos de efectivo de la Asignación A-0130-M - Campo Etkal bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



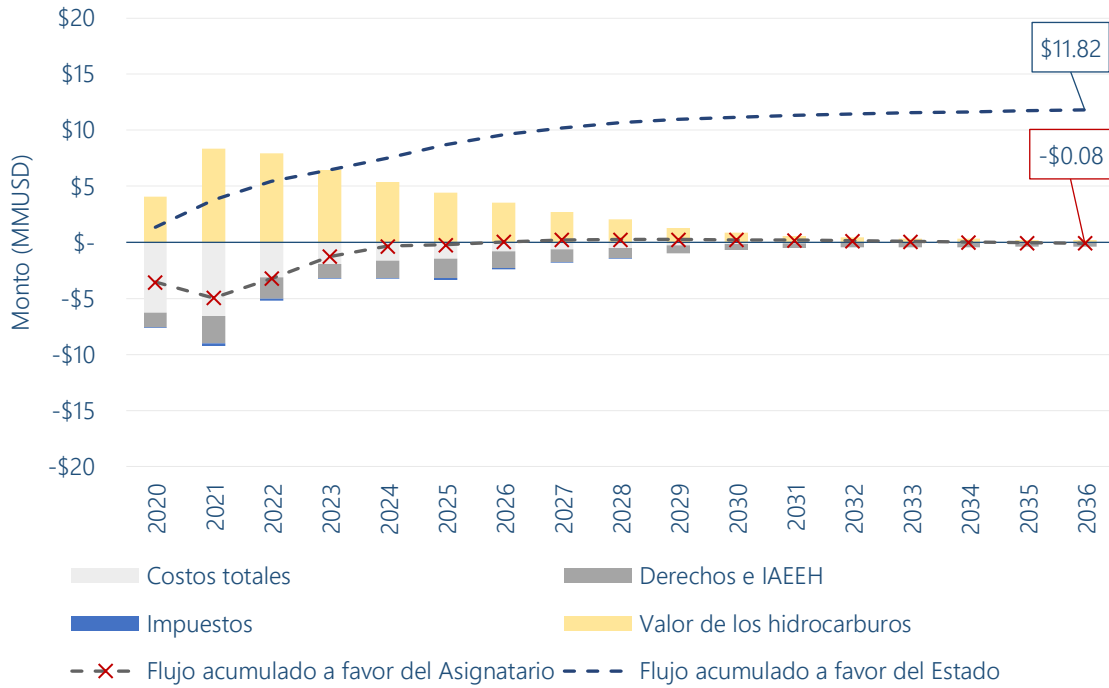
Gráfica B5. Flujos de efectivo de la Asignación A-0135-M - Campo Fronterizo bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



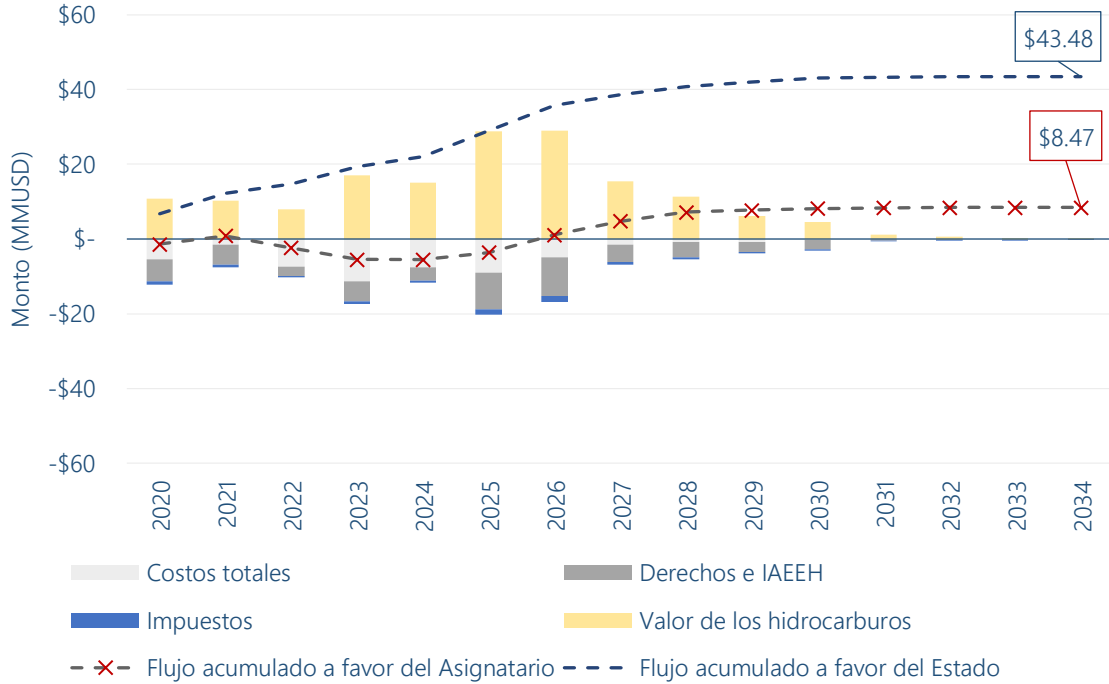
Gráfica B6. Flujos de efectivo de la Asignación A-0136-M - Campo Fundador bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



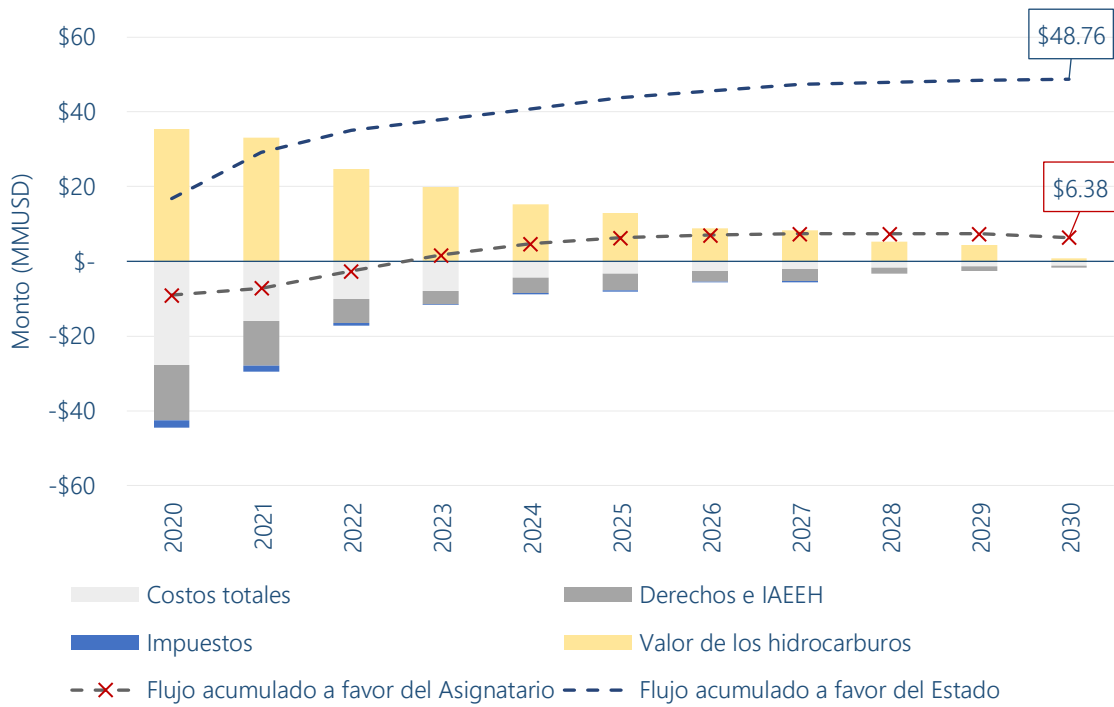
Gráfica B7. Flujos de efectivo de la Asignación A-0144-M - Campo Girdaldas bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



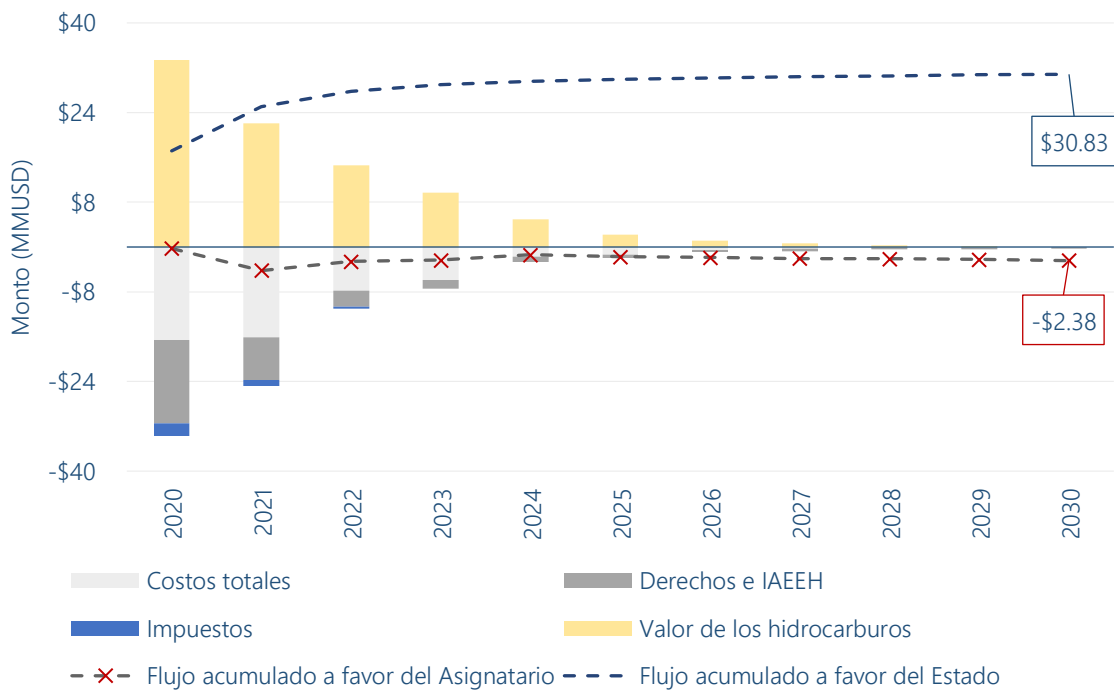
Gráfica B8. Flujos de efectivo de la Asignación A-0154 - Campo Hormiguero bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



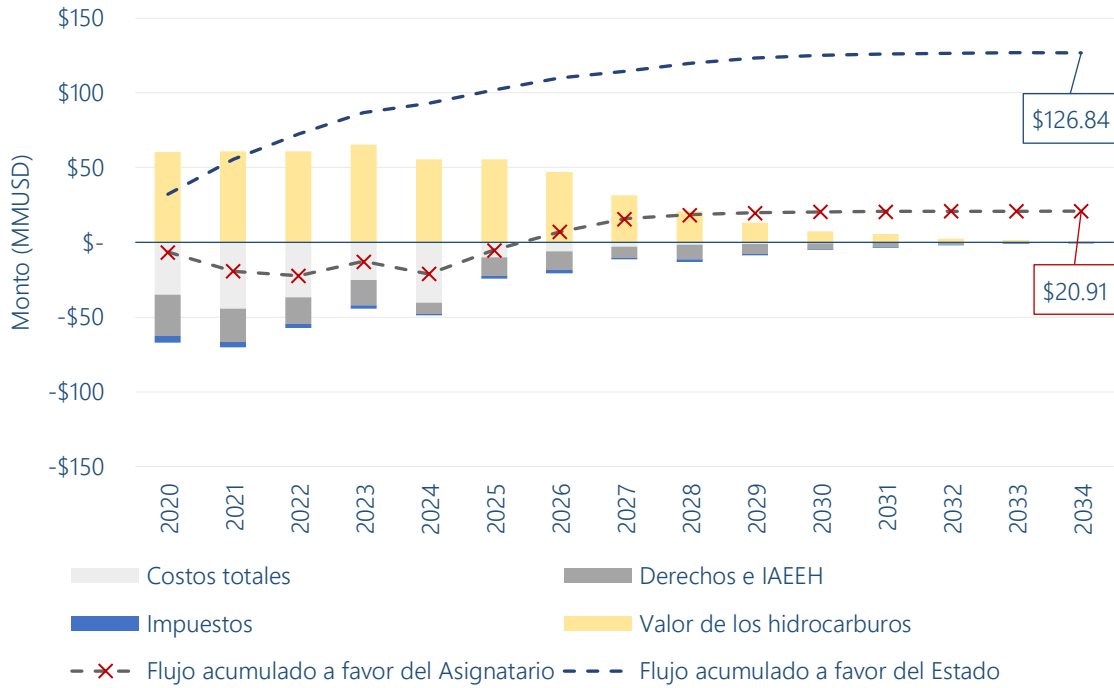
Gráfica B9. Flujos de efectivo de la Asignación A-0219-M - Campo Misión bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



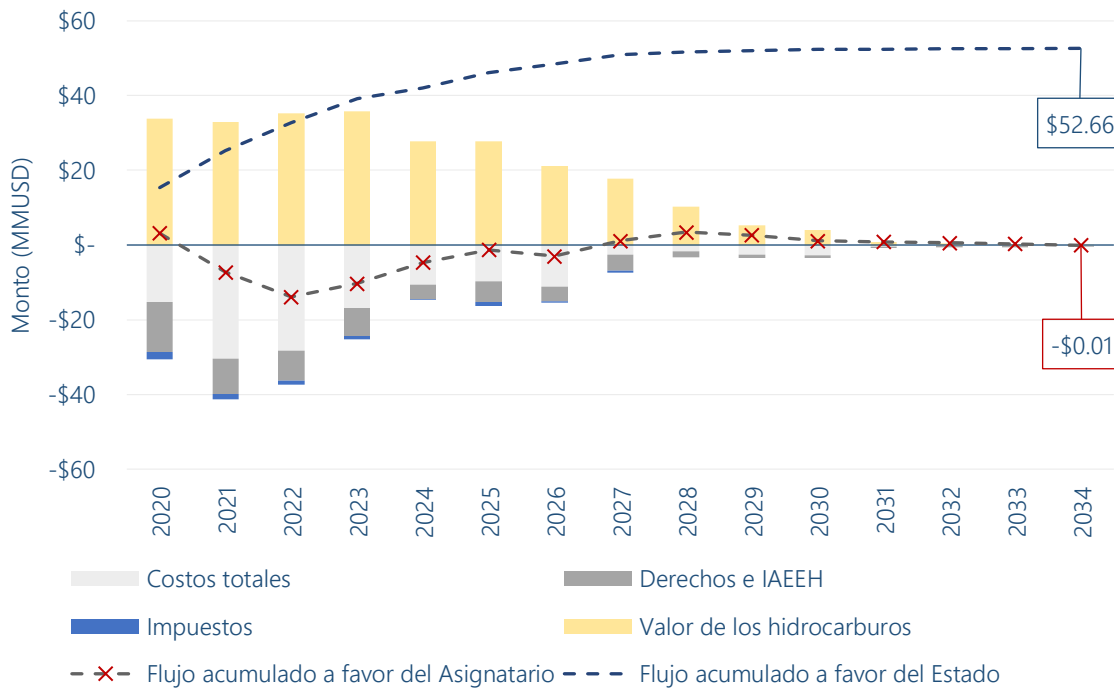
Gráfica B10. Flujos de efectivo de la Asignación A-0230-M - Campo Muspac bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



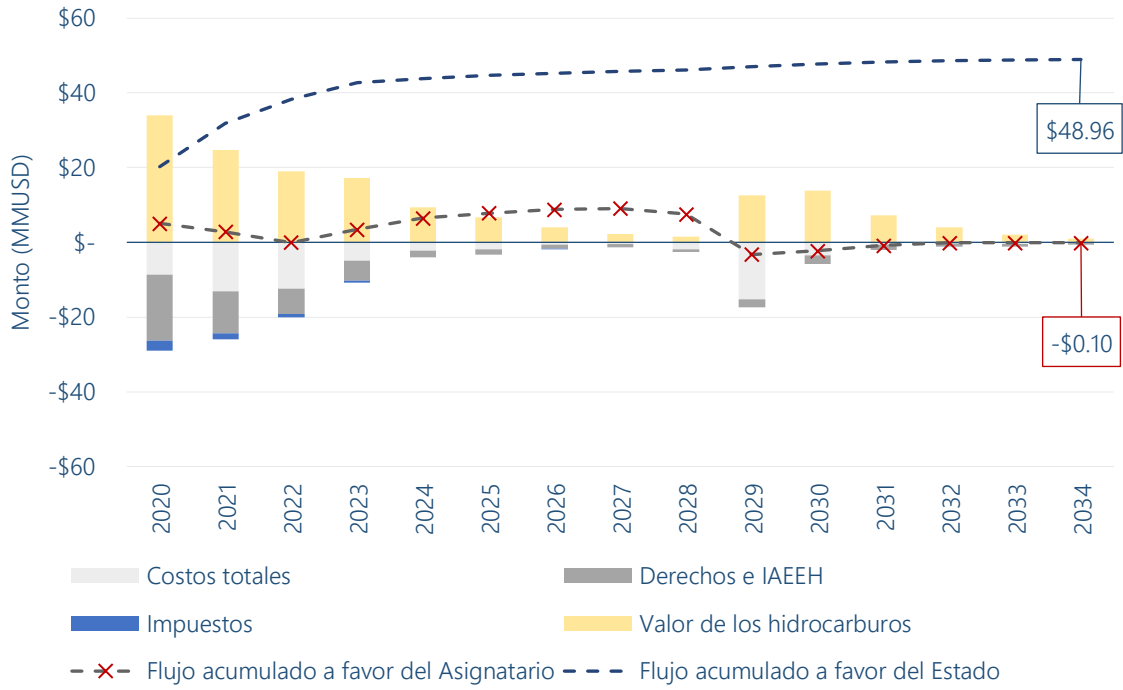
Gráfica B11. Flujos de efectivo de la Asignación A-0232 - Campo Narvárez bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



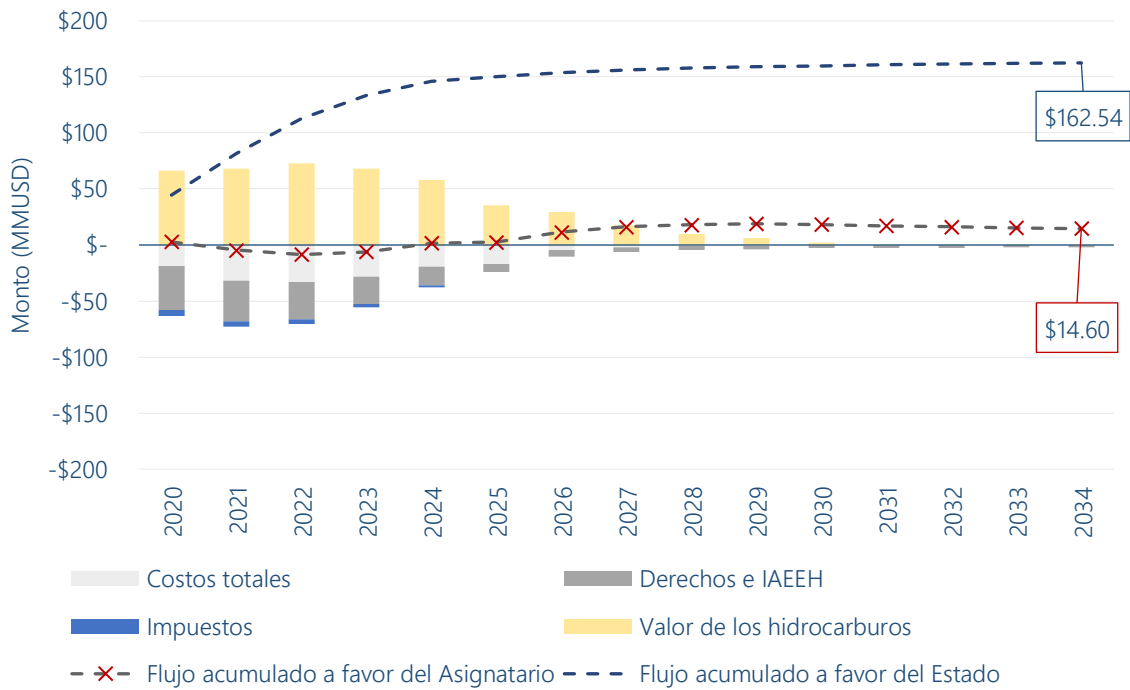
Gráfica B12. Flujos de efectivo de la Asignación A-0302-M - Campo Santa Anita bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



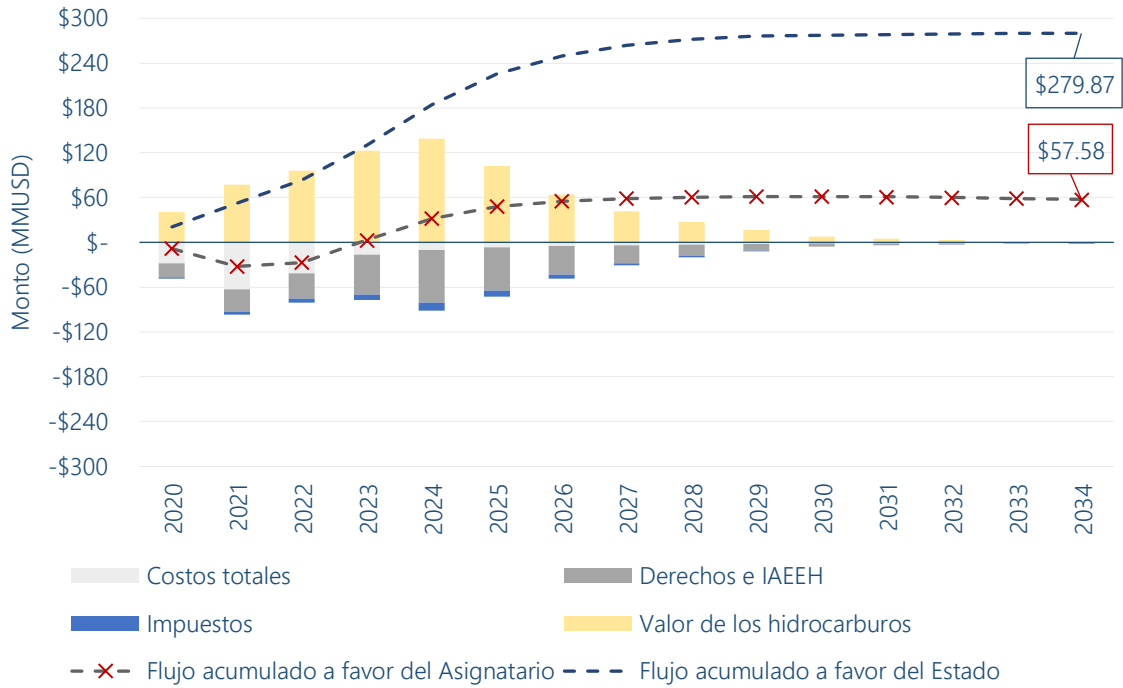
Gráfica B13. Flujos de efectivo de la Asignación A-0345-M - Campo Topo bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



Gráfica B14. Flujos de efectivo de la Asignación A-0365-M - Campo Velero bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.

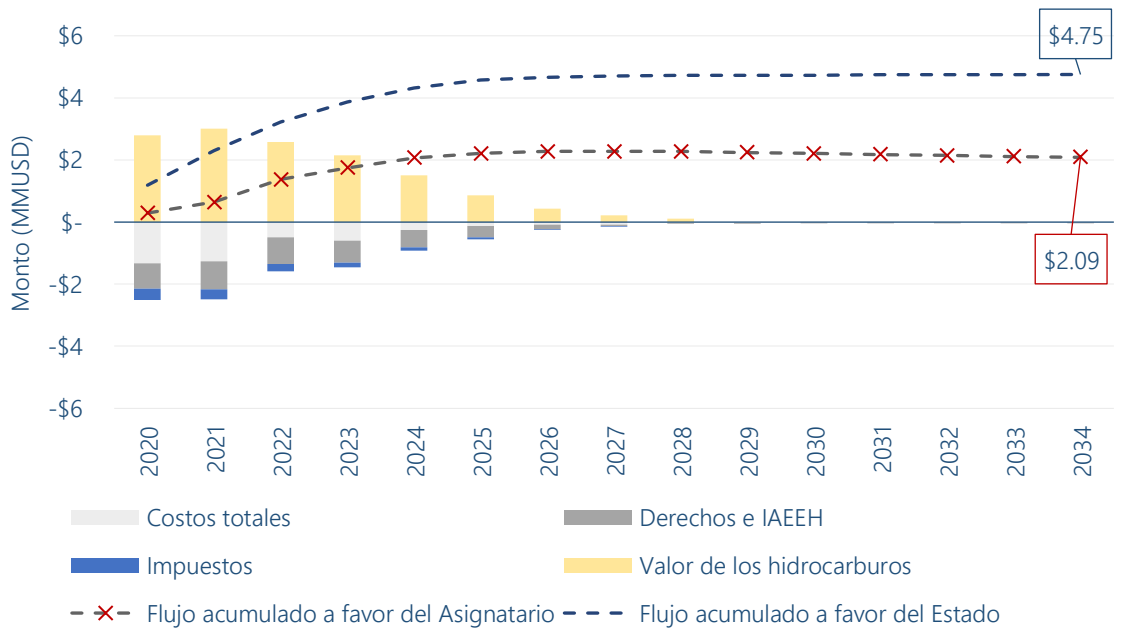


Gráfica B15. Flujos de efectivo de la Asignación A-0383-M - Cuervito bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.

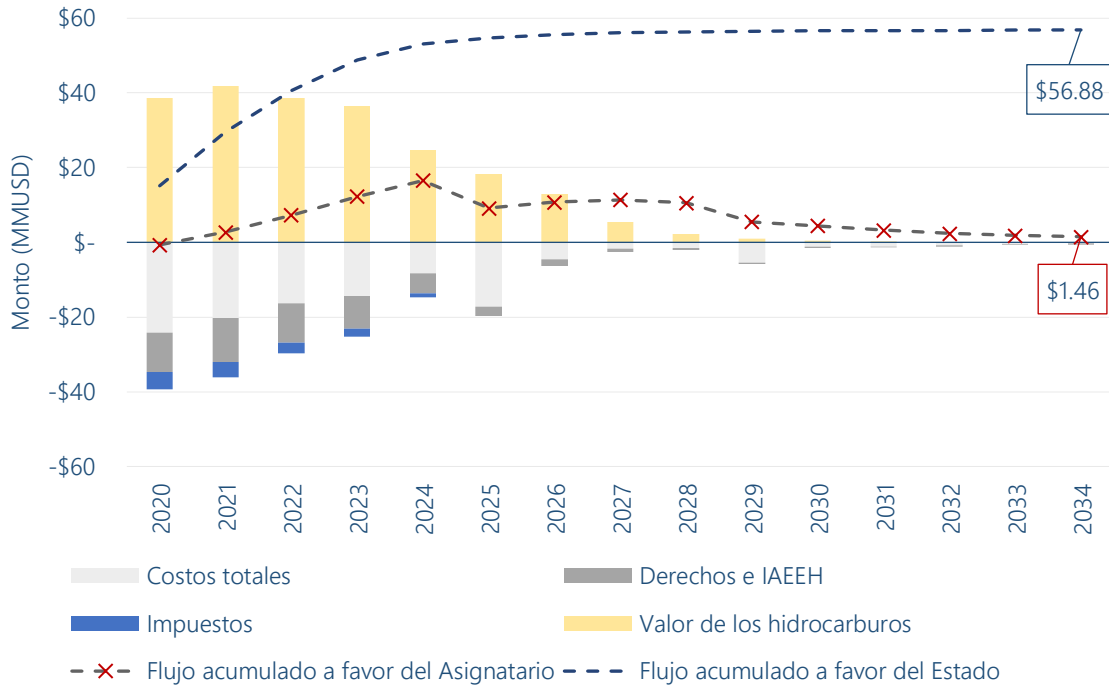


Gráfica B16. Flujos de efectivo de la Asignación A-0400 - Olmos bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.

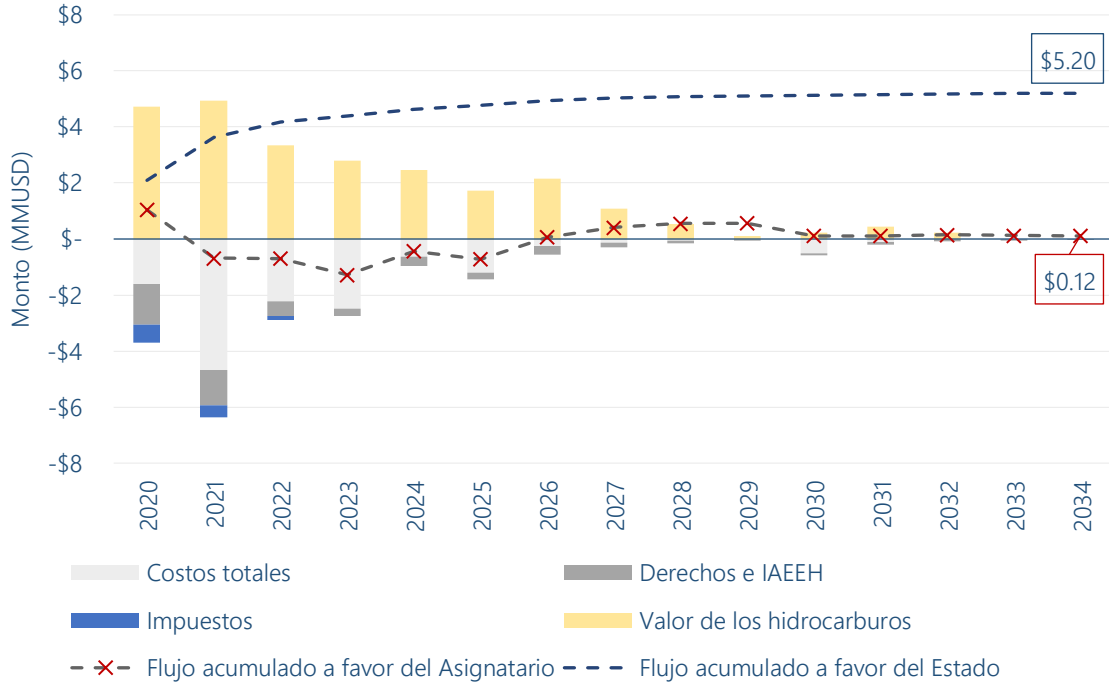
Asimismo, se presentan los diagramas de flujos de efectivo para cada uno de los proyectos evaluados bajo el la alternativa de modificación seleccionada (alternativa 3).



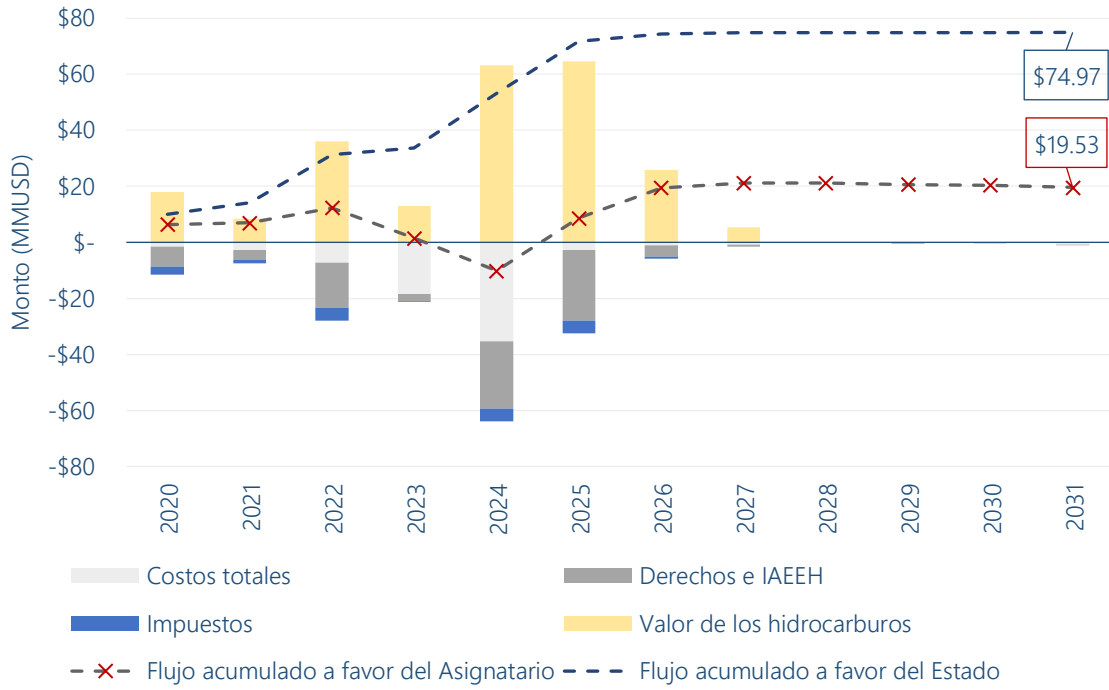
Gráfica B17. Flujos de efectivo de la Asignación A-0019-M - Campo Árabe bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



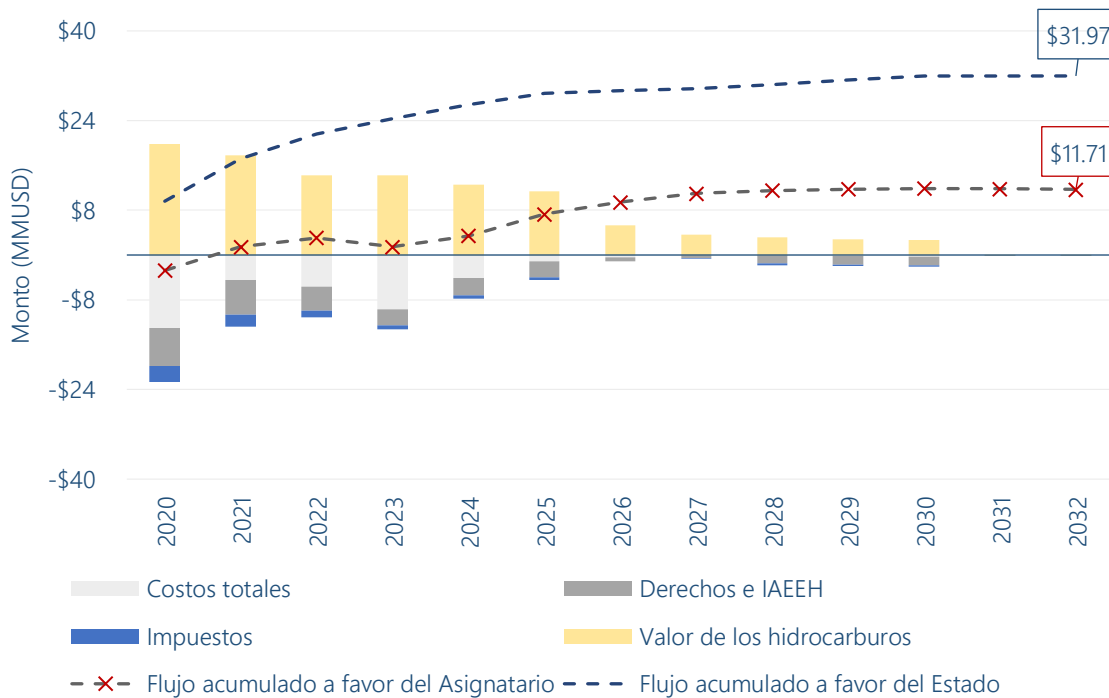
Gráfica B18. Flujos de efectivo de la Asignación A-0023-M - Campo Arcos bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



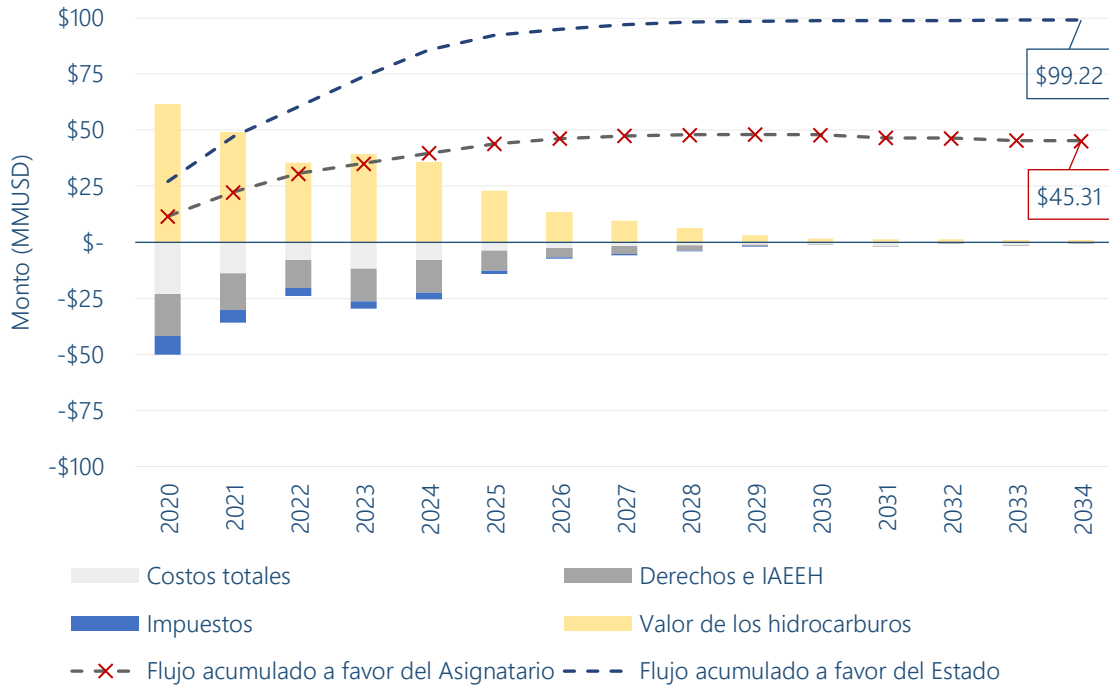
Gráfica B19. Flujos de efectivo de la Asignación A-0044-M - Campo Bayo bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



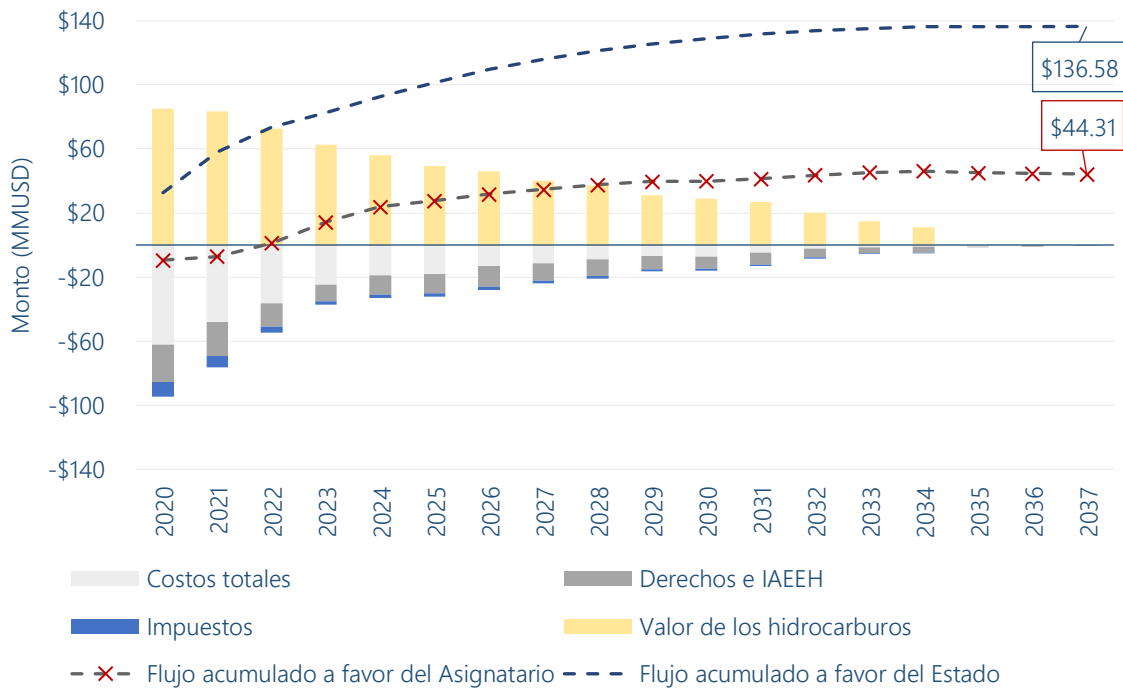
Gráfica B20. Flujos de efectivo de la Asignación A-0130-M - Campo Etkal bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



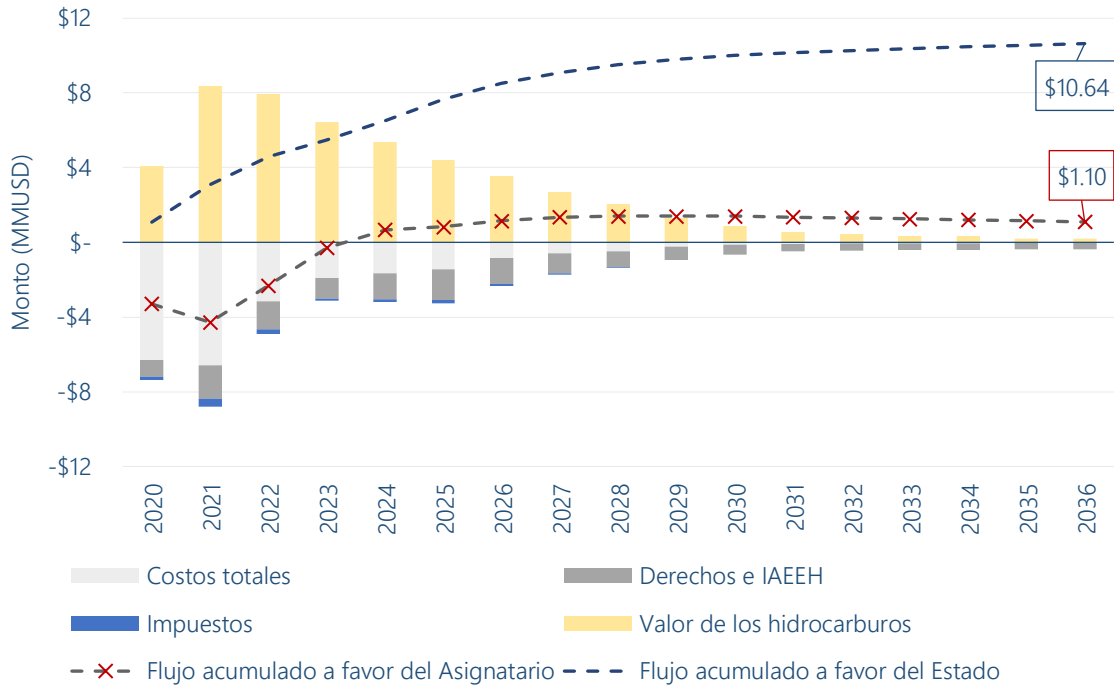
Gráfica B21. Flujos de efectivo de la Asignación A-0135-M - Campo Fronterizo bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



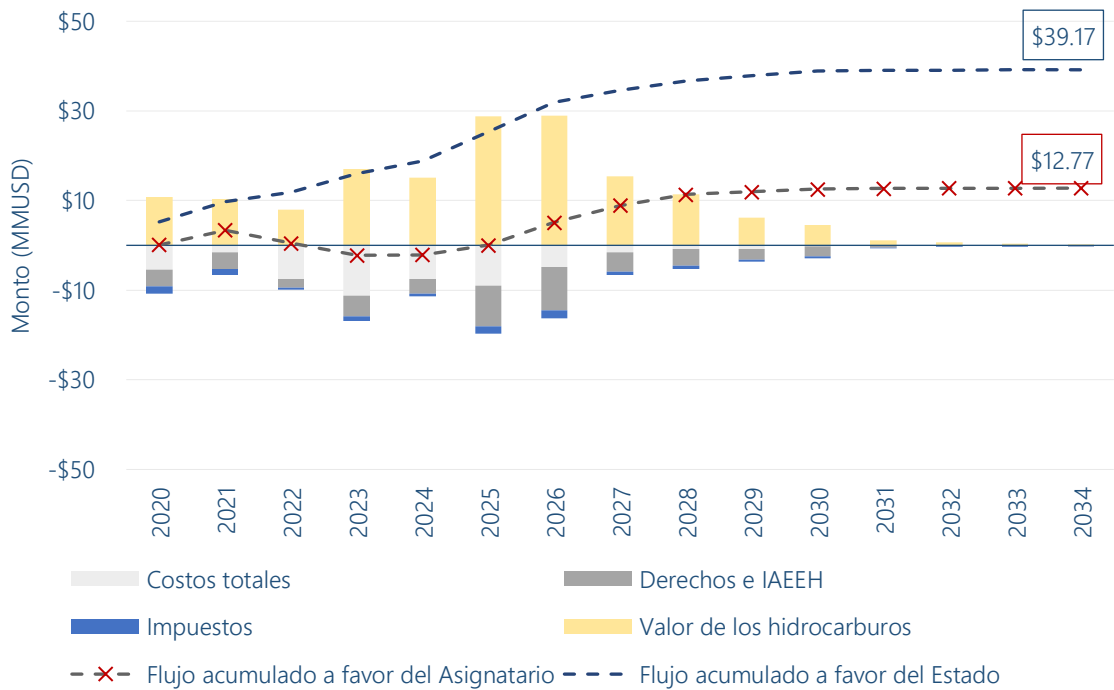
Gráfica B22. Flujos de efectivo de la Asignación A-0136-M - Campo Fundador bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



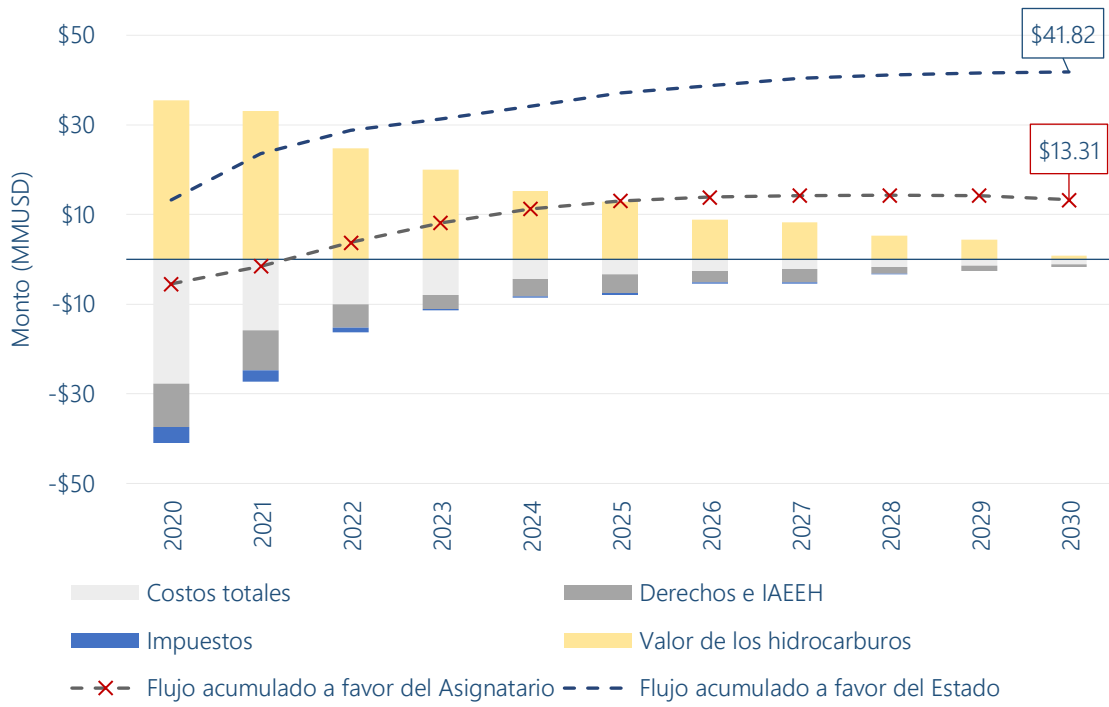
Gráfica B23. Flujos de efectivo de la Asignación A-0144-M - Campo Girdaldas bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



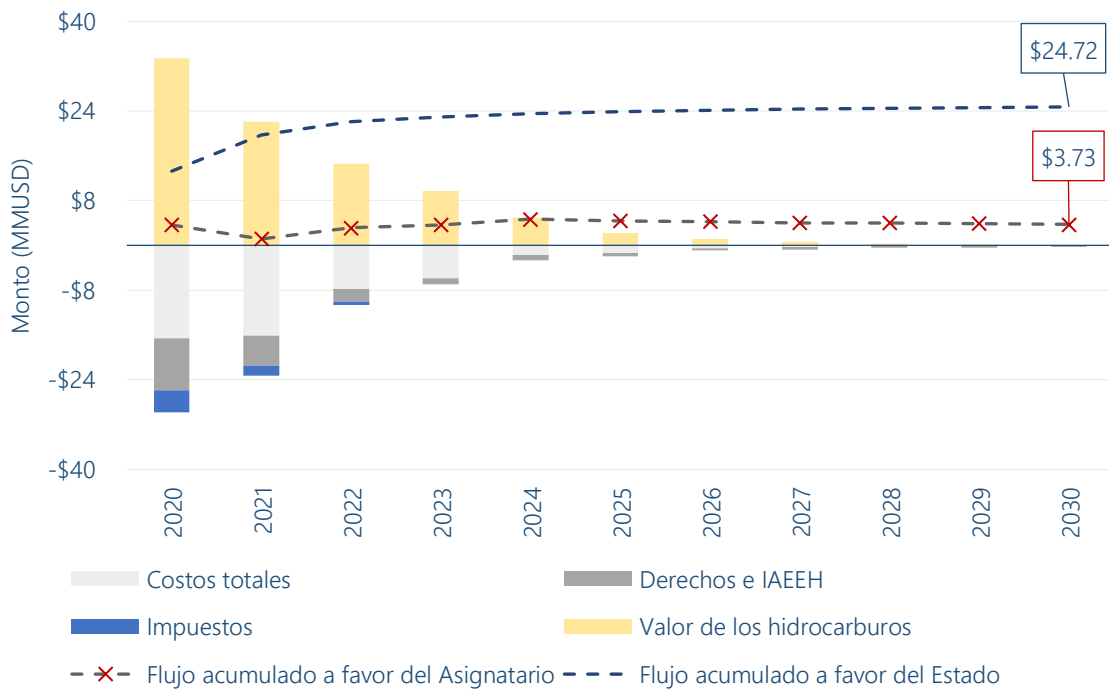
Gráfica B24. Flujos de efectivo de la Asignación A-0154 - Campo Hormiguero bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



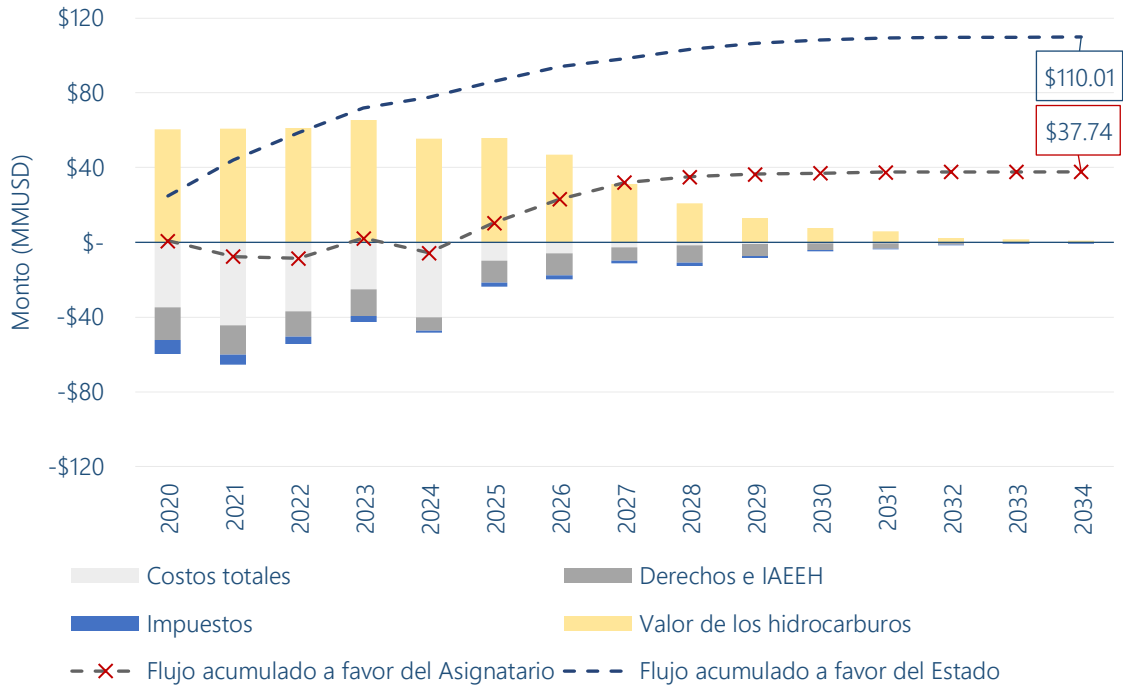
Gráfica B25. Flujos de efectivo de la Asignación A-0219-M - Campo Misión bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



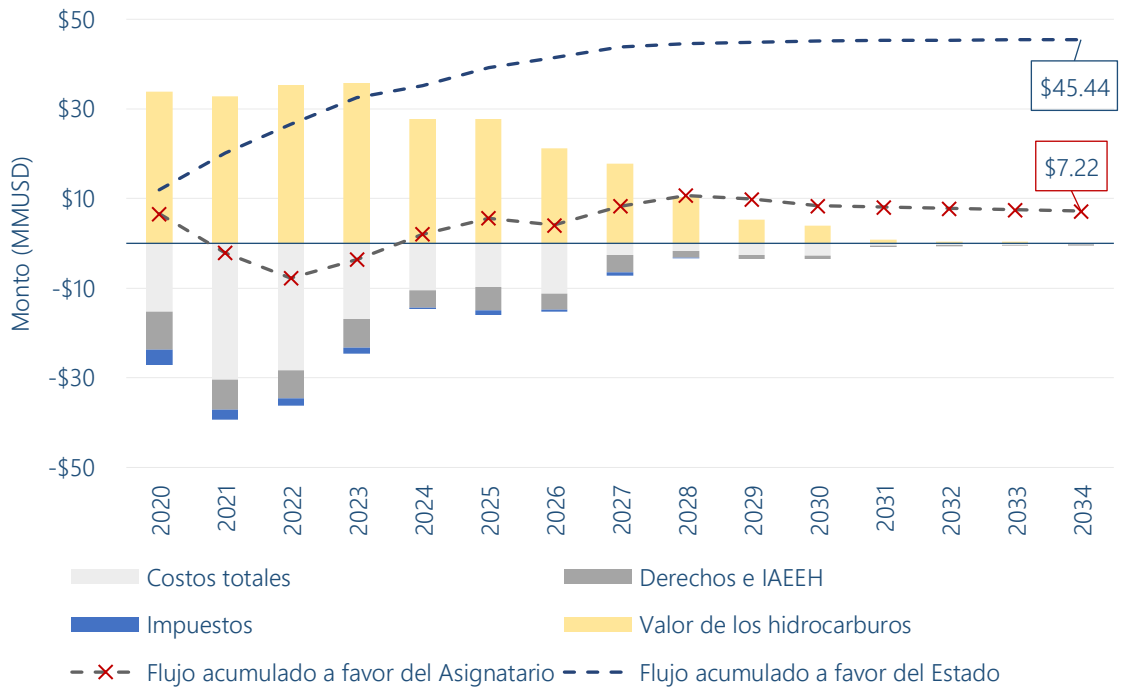
Gráfica B26. Flujos de efectivo de la Asignación A-0230-M - Campo Muspac bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



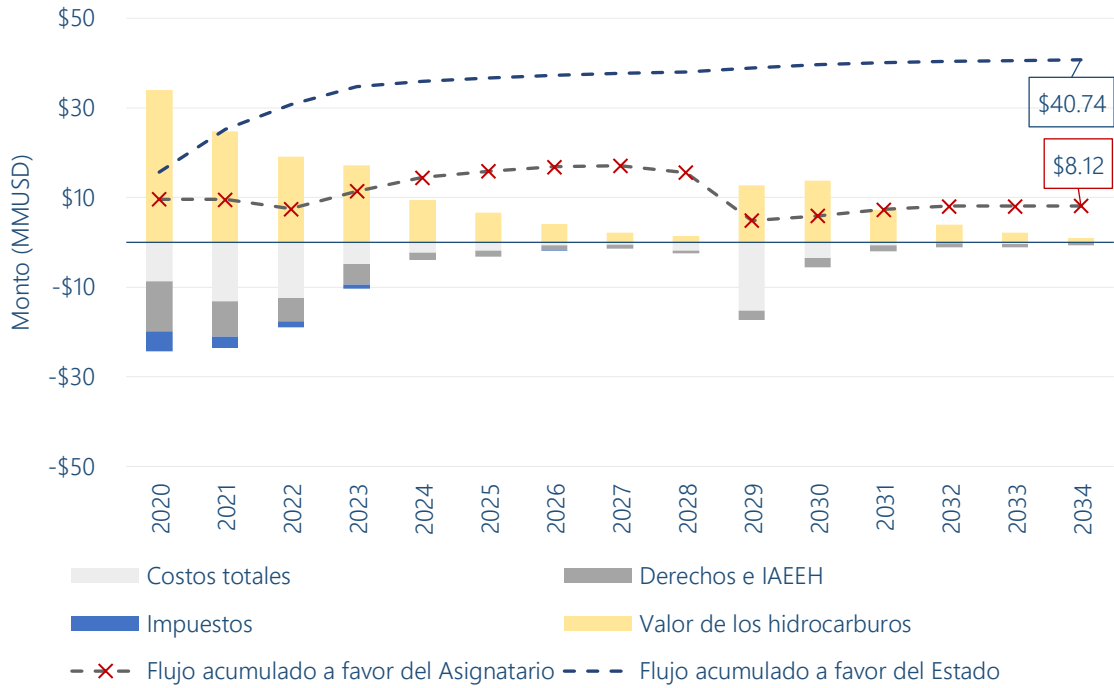
Gráfica B27. Flujos de efectivo de la Asignación A-0232 - Campo Narvéez bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



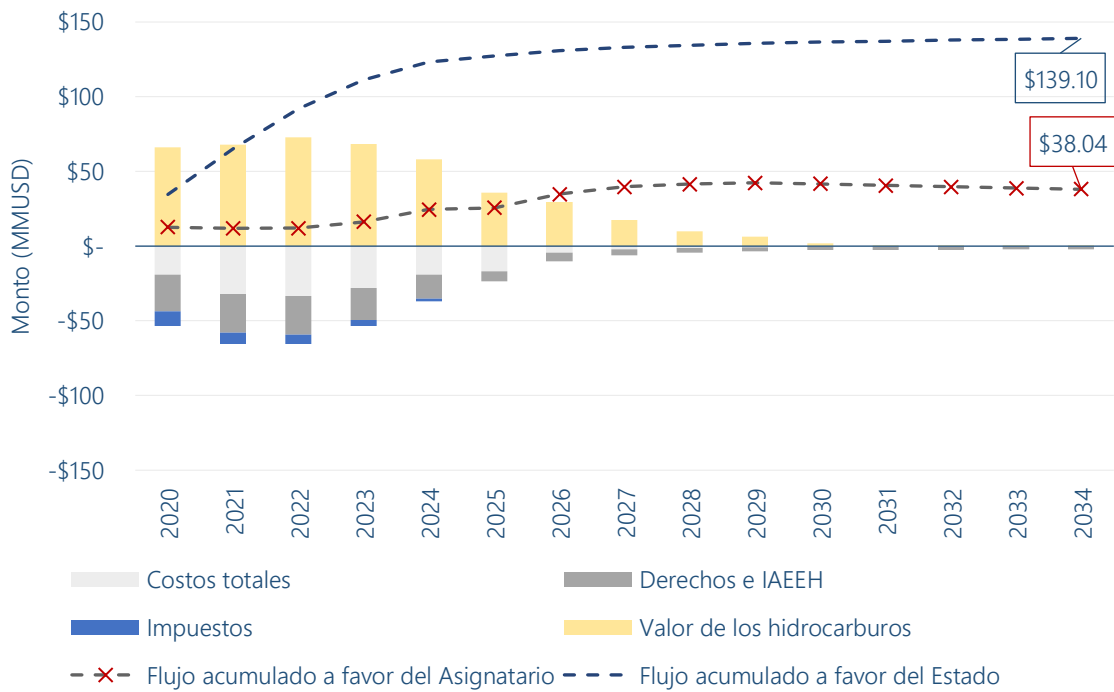
Gráfica B28. Flujos de efectivo de la Asignación A-0302-M - Campo Santa Anita bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



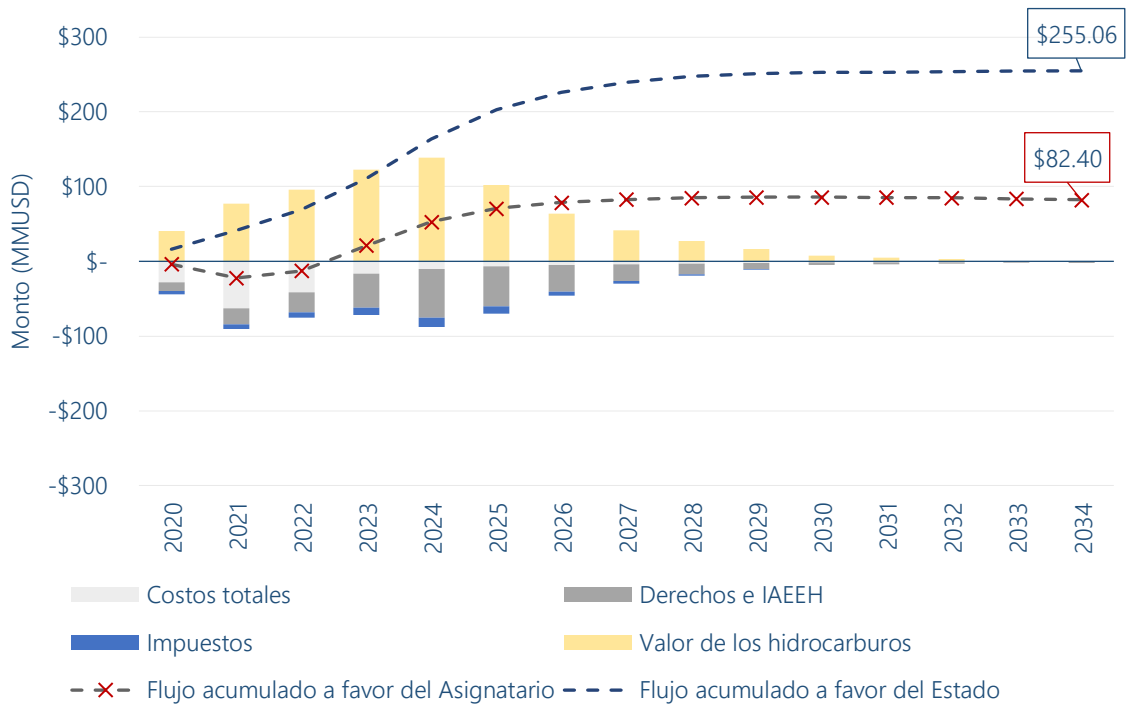
Gráfica B29. Flujos de efectivo de la Asignación A-0345-M - Campo Topo bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



Gráfica B30. Flujos de efectivo de la Asignación A-0365-M - Campo Velero bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



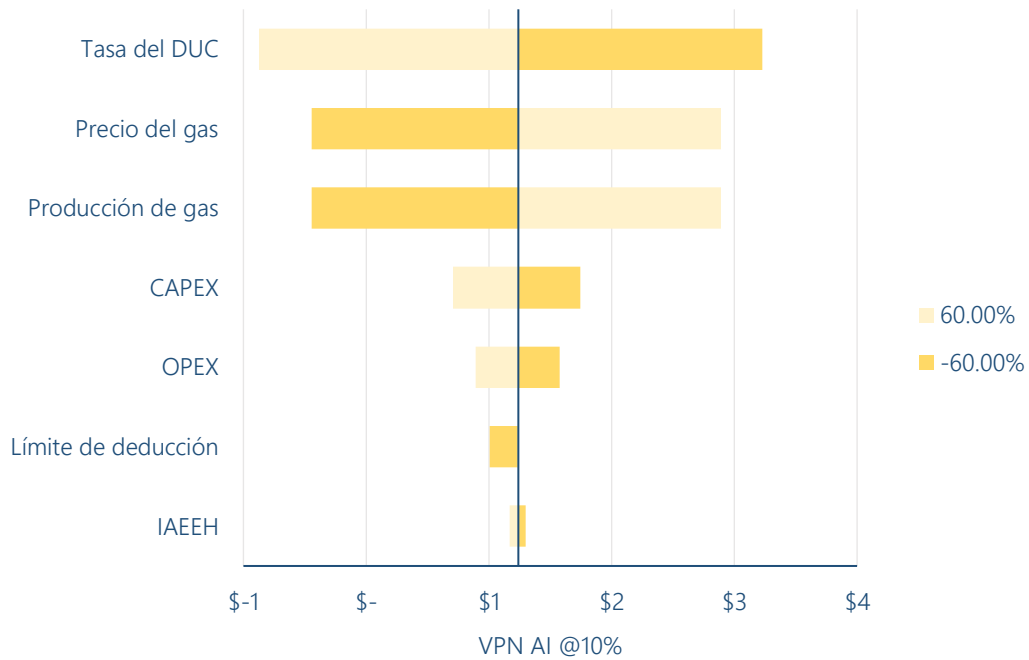
Gráfica B31. Flujos de efectivo de la Asignación A-0383-M - Cuervito bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.



Gráfica B32. Flujos de efectivo de la Asignación A-0400 - Olmos bajo la alternativa 3.
Elaboración propia.

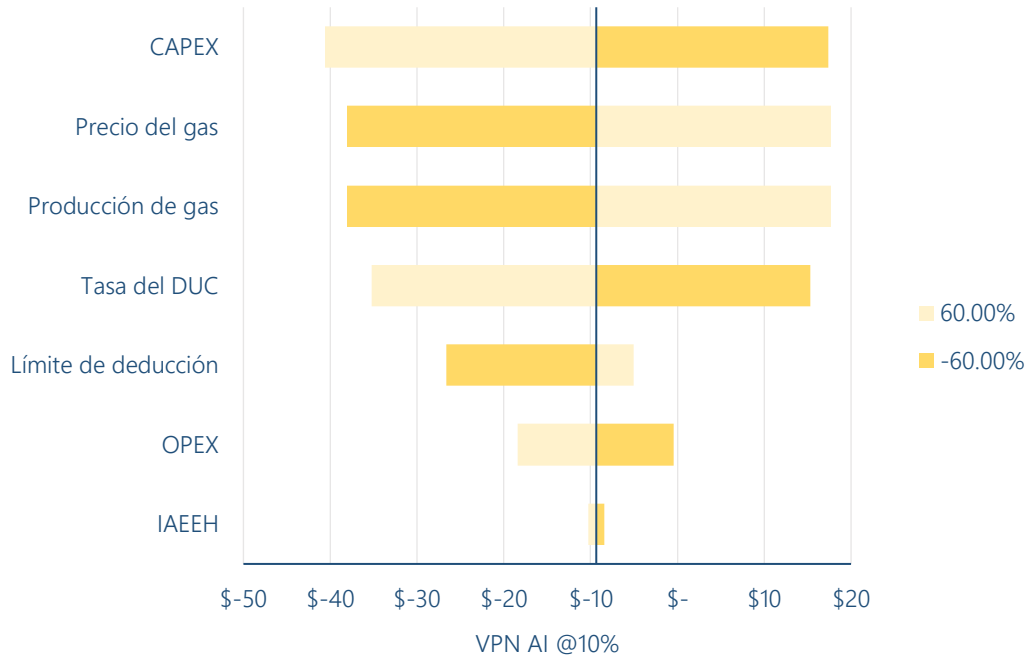
Anexo A.3. Análisis de sensibilidad

Como ya fue referido en la sección Análisis de sensibilidad, se realizaron análisis de sensibilidad mediante diagramas de tornado con la finalidad de analizar el impacto que tienen los parámetros asociados al régimen fiscal aplicable. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

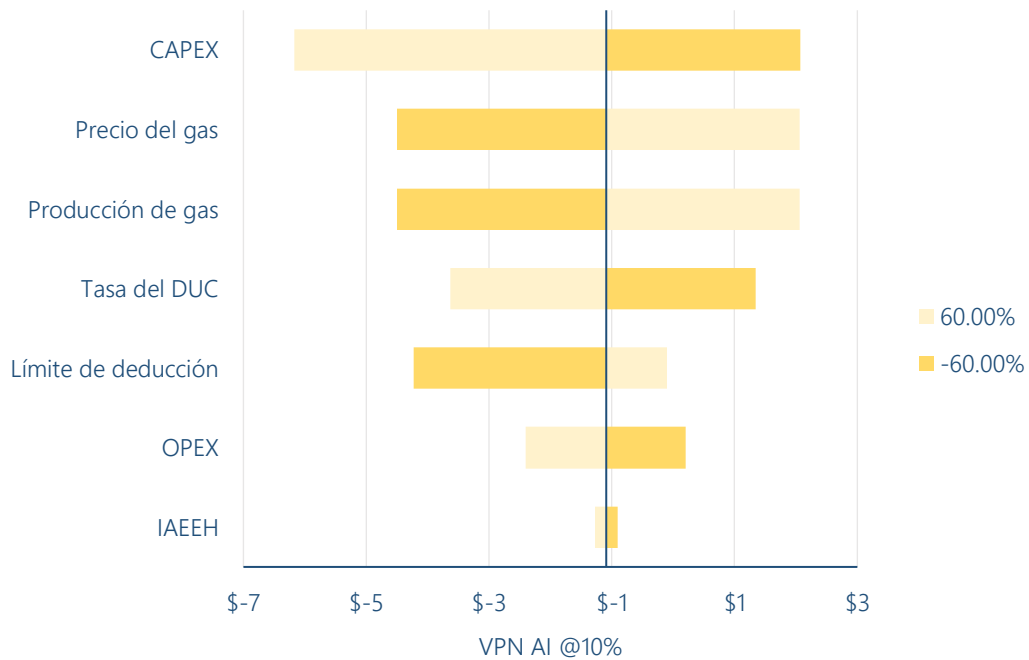


Gráfica C1. VPN DI de la Asignación A-0019-M - Campo Árabe bajo el régimen fiscal vigente.

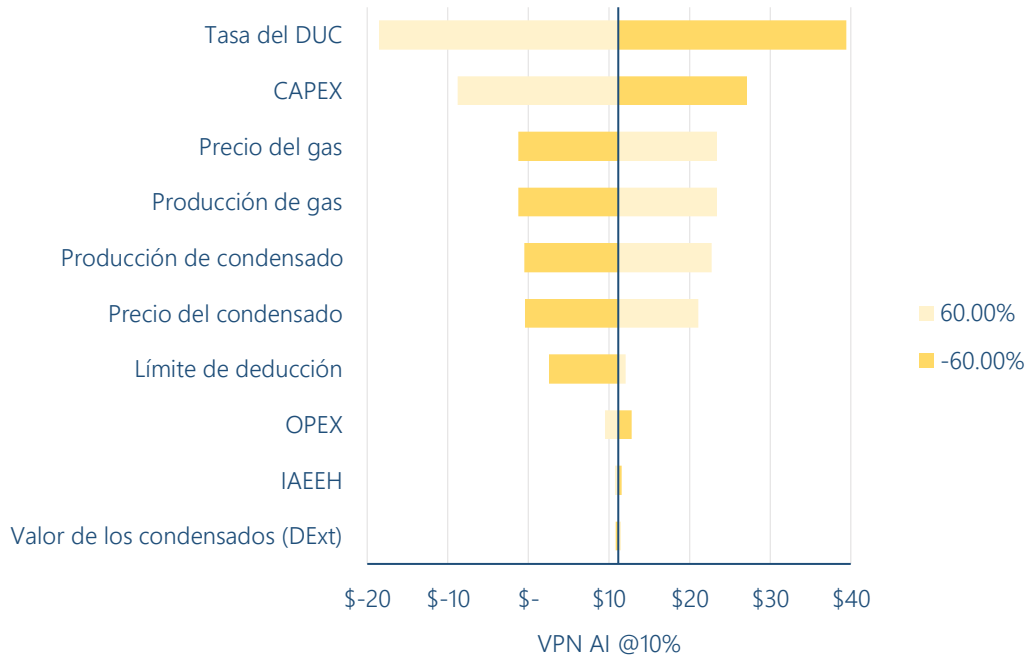
Elaboración propia.



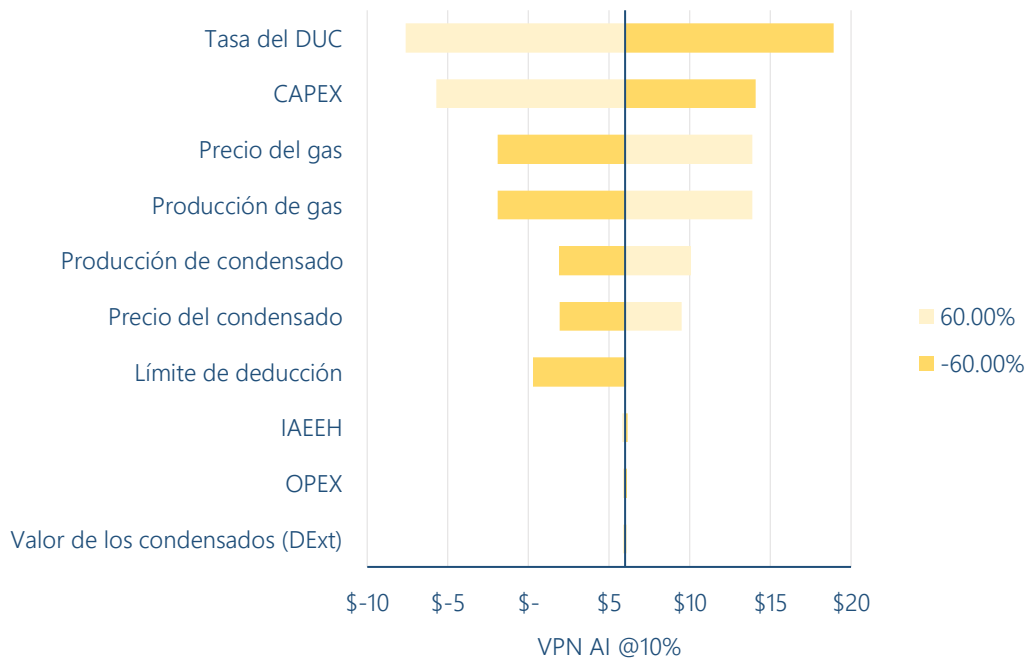
Gráfica C2. VPN DI de la Asignación A-0023-M - Campo Arcos bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



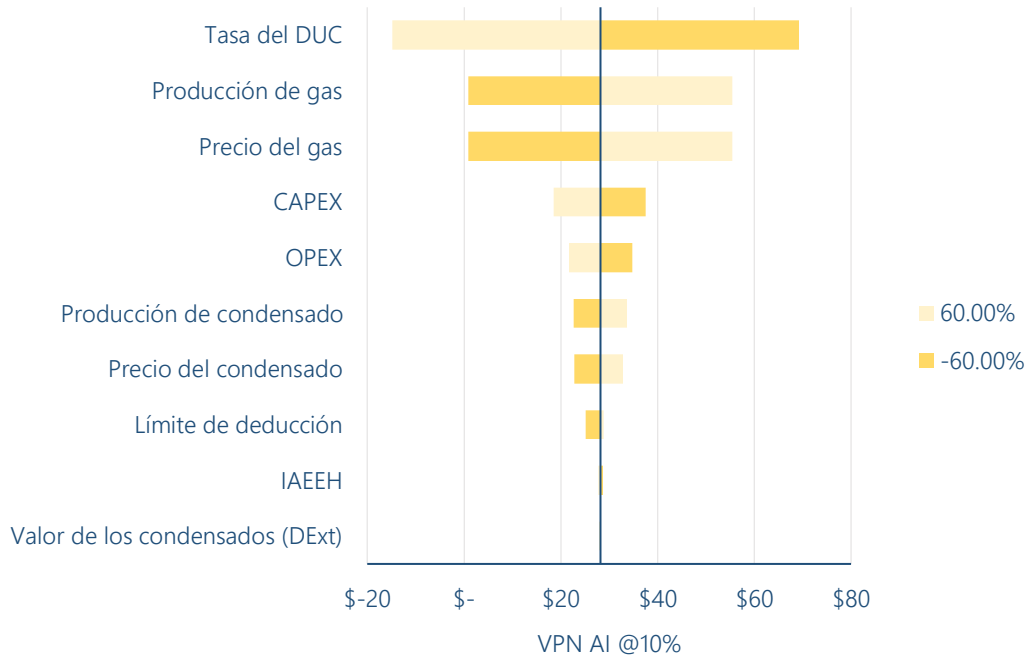
Gráfica C3. VPN DI de la Asignación A-0044-M - Campo Bayo bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



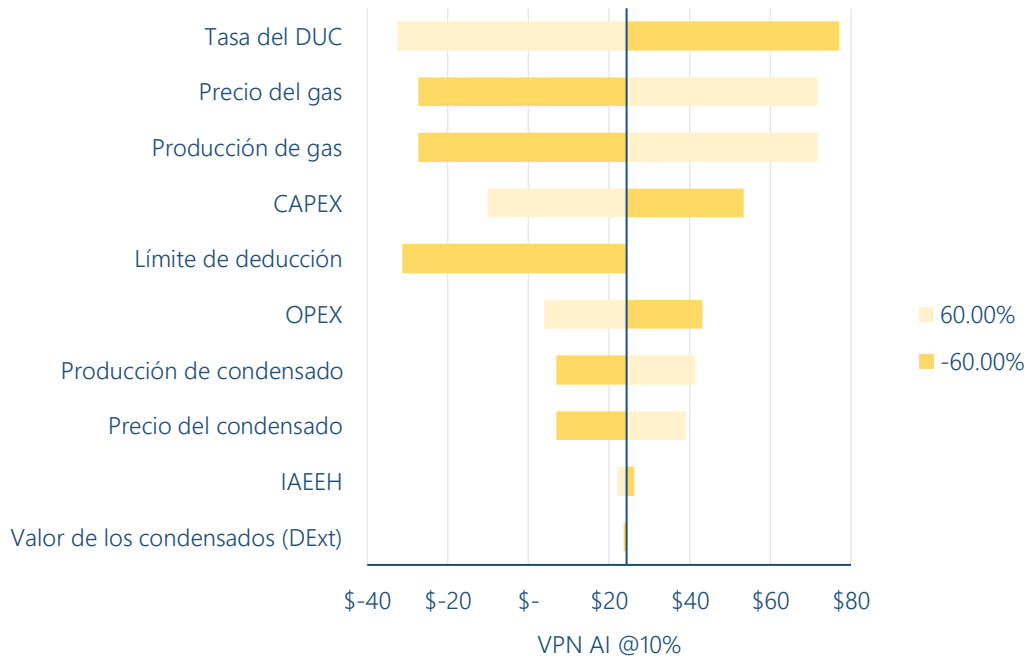
Gráfica C4. VPN DI de la Asignación A-0130-M - Campo Etkal bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



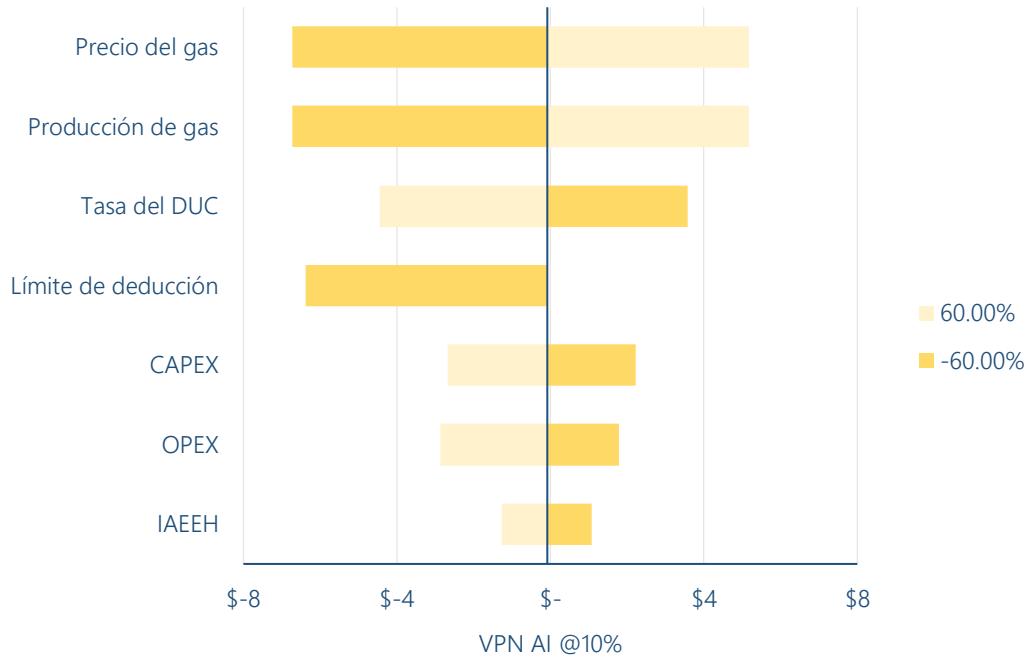
Gráfica C5. VPN DI de la Asignación A-0135-M - Campo Fronterizo bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



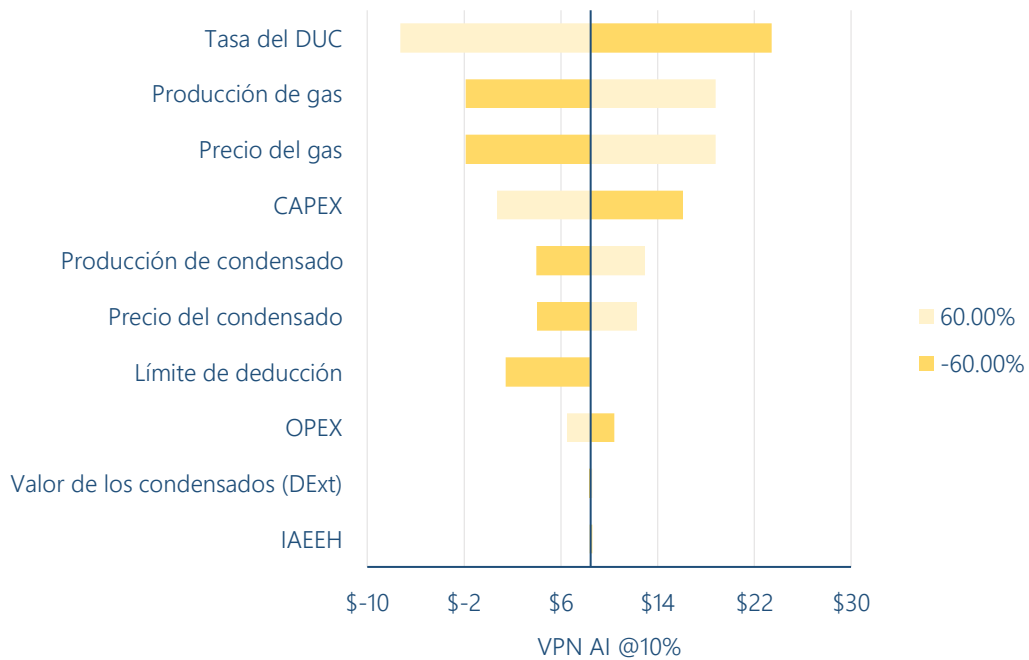
Gráfica C6. VPN DI de la Asignación A-0136-M - Campo Fundador bajo el régimen fiscal vigente. Elaboración propia.



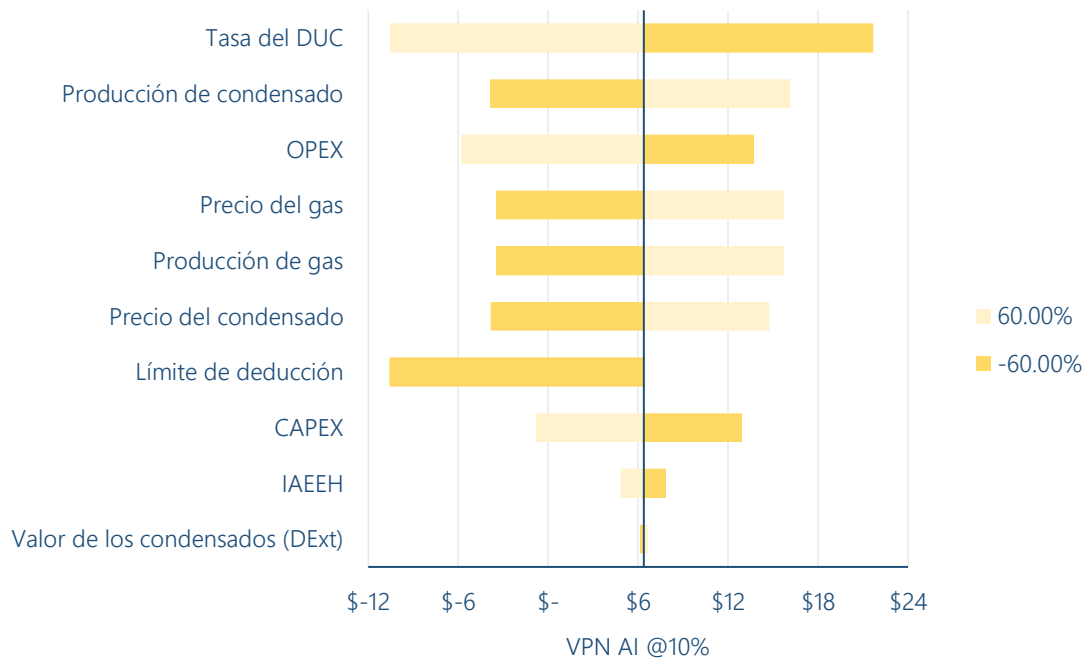
Gráfica C7. VPN DI de la Asignación A-0144-M - Campo Girdaldas bajo el régimen fiscal vigente. Elaboración propia.



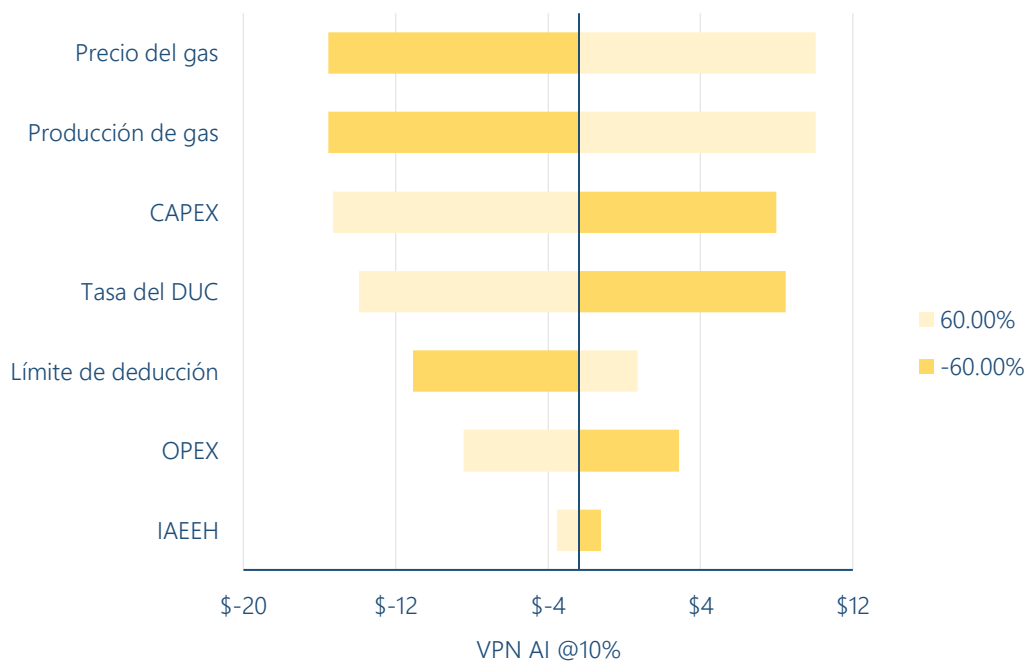
Gráfica C8. VPN DI de la Asignación A-0154 - Campo Hormiguero bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



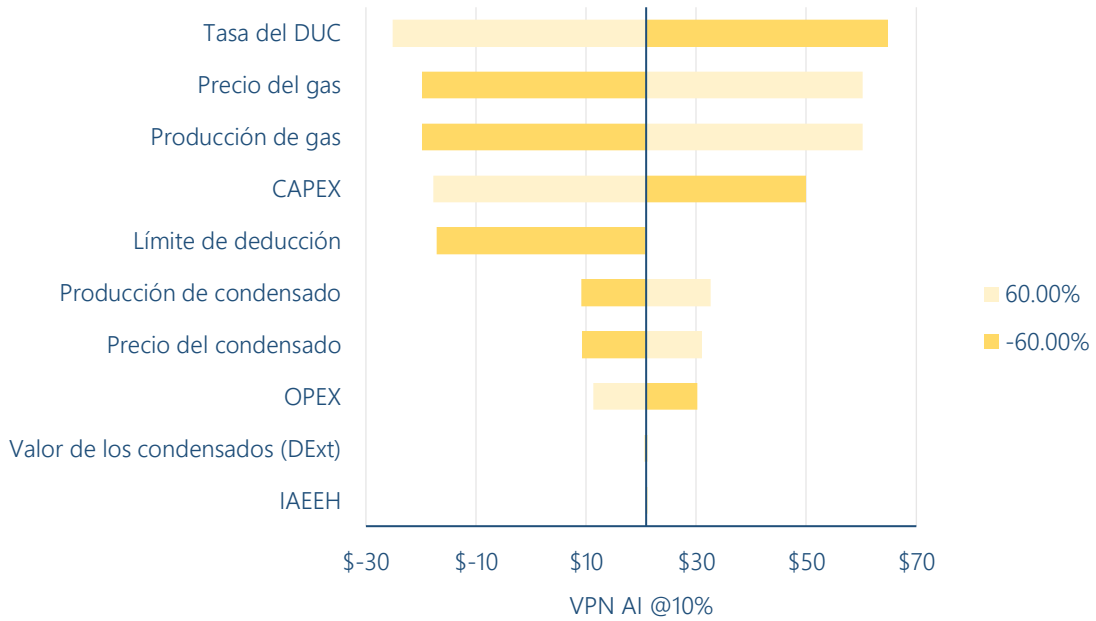
Gráfica C9. VPN DI de la Asignación A-0219-M - Campo Misión bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



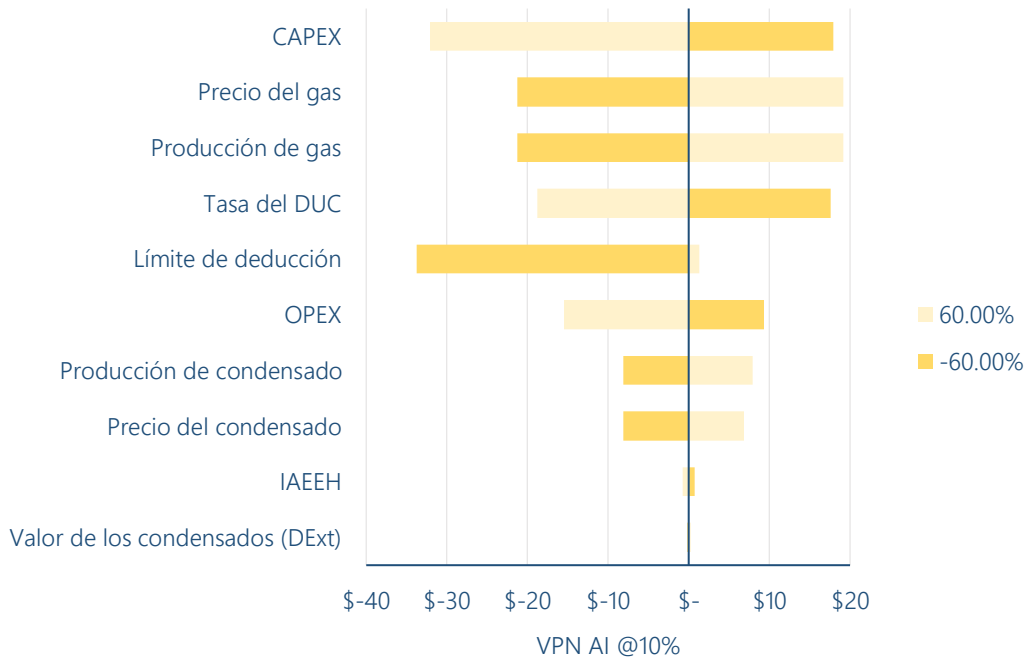
Gráfica C10. VPN DI de la Asignación A-0230-M - Campo Muspac bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



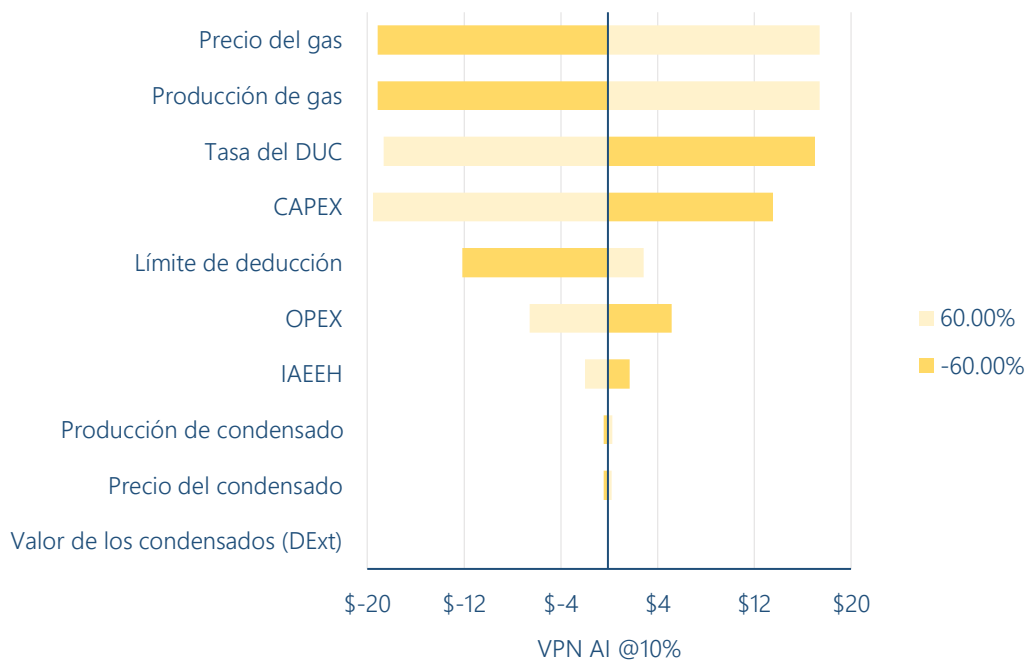
Gráfica C11. VPN DI de la Asignación A-0232 - Campo Narvárez bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



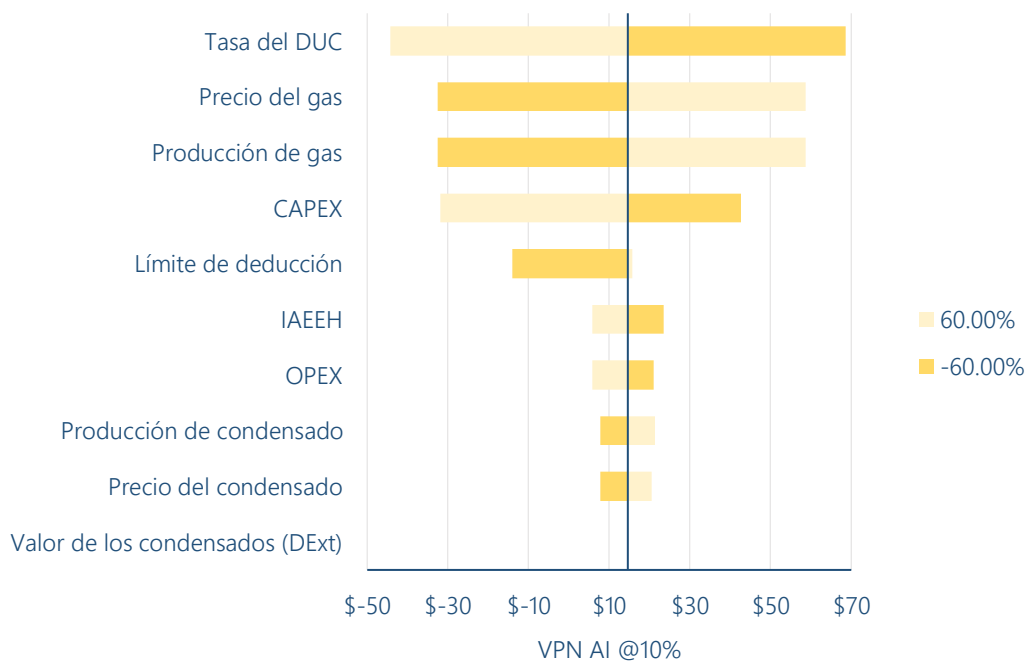
Gráfica C12. VPN DI de la Asignación A-0302-M - Campo Santa Anita bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



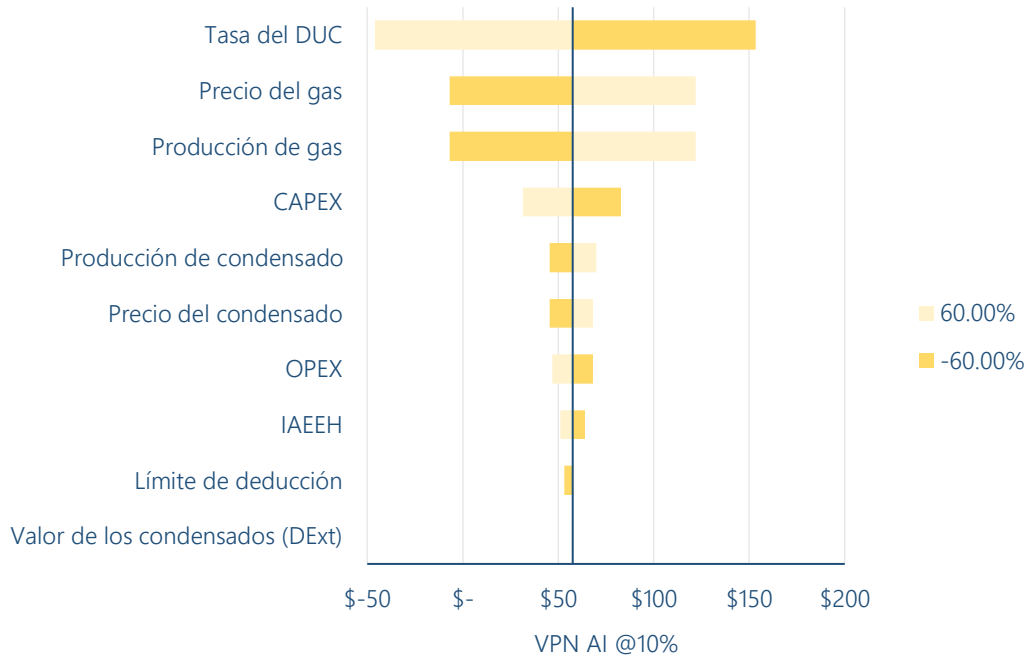
Gráfica C13. VPN DI de la Asignación A-0345-M - Campo Topo bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.



Gráfica C14. VPN DI de la Asignación A-0365-M - Campo Velero bajo el régimen fiscal vigente. Elaboración propia.



Gráfica C15. VPN DI de la Asignación A-0383-M - Cuervito bajo el régimen fiscal vigente. Elaboración propia.



Gráfica C16. VPN DI de la Asignación A-0400 - Olmos bajo el régimen fiscal vigente.
Elaboración propia.

Anexo A.4. Resultados de evaluación económica bajo las propuestas analizadas.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de los ejercicios de evaluación económica bajo las propuestas analizadas.

Asignación	Modelo	Government take (%)	VPN AI (MMUSD)	VPN DI (MMUSD)	VPI (MMUSD)	VPN/VPI AI (USD/USD)	VPN/VPI DI (USD/USD)	RBC AI (USD/USD)	RBC DI (USD/USD)
A-0019-M - Campo Árabe	Vigente	81.96%	6.85	1.24	2.09	3.28	0.59	2.56	1.12
	A1	81.96%	6.85	1.24	2.09	3.28	0.59	2.56	1.12
	A2	81.96%	6.85	1.24	2.09	3.28	0.59	2.56	1.12
	A3	69.42%	6.85	2.09	2.09	3.28	1.00	2.56	1.23
	A4	69.42%	6.85	2.09	2.09	3.28	1.00	2.56	1.23
	A5	66.37%	6.85	2.30	2.09	3.28	1.10	2.56	1.26
	A6	66.37%	6.85	2.30	2.09	3.28	1.10	2.56	1.26
A-0023-M - Campo Arcos	Vigente	0.00%	58.34	-9.35	76.62	0.76	-0.12	1.49	0.95
	A1	0.00%	58.34	-6.61	76.62	0.76	-0.09	1.49	0.96
	A2	0.00%	58.34	-9.35	76.62	0.76	-0.12	1.49	0.95
	A3	97.49%	58.34	1.46	76.62	0.76	0.02	1.49	1.01
	A4	93.17%	58.34	3.98	76.62	0.76	0.05	1.49	1.02
	A5	93.23%	58.34	3.95	76.62	0.76	0.05	1.49	1.02
	A6	89.66%	58.34	6.03	76.62	0.76	0.08	1.49	1.04
A-0044-M - Campo Bayo	Vigente	0.00%	5.32	-1.09	9.80	0.54	-0.11	1.38	0.95
	A1	0.00%	5.32	-0.21	9.80	0.54	-0.02	1.38	0.99
	A2	0.00%	5.32	-1.02	9.80	0.54	-0.10	1.38	0.95
	A3	97.78%	5.32	0.12	9.80	0.54	0.01	1.38	1.01
	A4	84.41%	5.32	0.83	9.80	0.54	0.08	1.38	1.05
	A5	94.07%	5.32	0.32	9.80	0.54	0.03	1.38	1.02
	A6	82.86%	5.32	0.91	9.80	0.54	0.09	1.38	1.05
A-0130-M - Campo Etkal	Vigente	88.20%	94.50	11.15	60.46	1.56	0.18	2.33	1.07
	A1	87.81%	94.50	11.52	60.46	1.56	0.19	2.33	1.07
	A2	88.20%	94.50	11.15	60.46	1.56	0.18	2.33	1.07
	A3	79.33%	94.50	19.53	60.46	1.56	0.32	2.33	1.13
	A4	78.97%	94.50	19.87	60.46	1.56	0.33	2.33	1.14
	A5	74.18%	94.50	24.40	60.46	1.56	0.40	2.33	1.17
	A6	73.88%	94.50	24.68	60.46	1.56	0.41	2.33	1.17
A-0135-M - Campo Fronterizo	Vigente	86.28%	43.68	5.99	38.26	1.14	0.16	2.12	1.08
	A1	86.16%	43.68	6.04	38.26	1.14	0.16	2.12	1.08
	A2	86.28%	43.68	5.99	38.26	1.14	0.16	2.12	1.08
	A3	73.19%	43.68	11.71	38.26	1.14	0.31	2.12	1.16
	A4	73.08%	43.68	11.76	38.26	1.14	0.31	2.12	1.17
	A5	70.25%	43.68	13.00	38.26	1.14	0.34	2.12	1.19
	A6	70.16%	43.68	13.03	38.26	1.14	0.34	2.12	1.19

A-0136-M - Campo Fundador	Vigente	80.48%	144.53	28.21	36.32	3.98	0.78	2.83	1.14
	A1	80.28%	144.53	28.50	36.32	3.98	0.78	2.83	1.15
	A2	80.48%	144.53	28.21	36.32	3.98	0.78	2.83	1.14
	A3	68.65%	144.53	45.31	36.32	3.98	1.25	2.83	1.25
	A4	68.47%	144.53	45.57	36.32	3.98	1.25	2.83	1.26
	A5	65.46%	144.53	49.91	36.32	3.98	1.37	2.83	1.29
	A6	65.31%	144.53	50.13	36.32	3.98	1.38	2.83	1.29
A-0144-M - Campo Giraldas	Vigente	86.68%	180.89	24.10	142.33	1.27	0.17	1.68	1.06
	A1	86.68%	180.89	24.10	142.33	1.27	0.17	1.68	1.06
	A2	86.68%	180.89	24.10	142.33	1.27	0.17	1.68	1.06
	A3	75.51%	180.89	44.31	142.33	1.27	0.31	1.68	1.11
	A4	75.51%	180.89	44.31	142.33	1.27	0.31	1.68	1.11
	A5	71.73%	180.89	51.14	142.33	1.27	0.36	1.68	1.13
	A6	71.73%	180.89	51.14	142.33	1.27	0.36	1.68	1.13
A-0154 - Campo Hormiguero	Vigente	0.00%	11.74	-0.08	11.16	1.05	-0.01	1.50	1.00
	A1	0.00%	11.74	-0.08	11.16	1.05	-0.01	1.50	1.00
	A2	0.00%	11.74	-0.08	11.16	1.05	-0.01	1.50	1.00
	A3	90.63%	11.74	1.10	11.16	1.05	0.10	1.50	1.03
	A4	90.63%	11.74	1.10	11.16	1.05	0.10	1.50	1.03
	A5	85.66%	11.74	1.68	11.16	1.05	0.15	1.50	1.05
	A6	85.66%	11.74	1.68	11.16	1.05	0.15	1.50	1.05
A-0219-M - Campo Misión	Vigente	83.70%	51.94	8.47	37.26	1.39	0.23	2.03	1.09
	A1	83.70%	51.94	8.47	37.26	1.39	0.23	2.03	1.09
	A2	83.70%	51.94	8.47	37.26	1.39	0.23	2.03	1.09
	A3	75.41%	51.94	12.77	37.26	1.39	0.34	2.03	1.14
	A4	75.41%	51.94	12.77	37.26	1.39	0.34	2.03	1.14
	A5	70.31%	51.94	15.42	37.26	1.39	0.41	2.03	1.18
	A6	70.31%	51.94	15.42	37.26	1.39	0.41	2.03	1.18
A-0230-M - Campo Muspac	Vigente	88.44%	55.14	6.38	31.73	1.74	0.20	1.70	1.05
	A1	88.36%	55.14	6.42	31.73	1.74	0.20	1.70	1.05
	A2	88.44%	55.14	6.38	31.73	1.74	0.20	1.70	1.05
	A3	75.85%	55.14	13.31	31.73	1.74	0.42	1.70	1.11
	A4	75.78%	55.14	13.35	31.73	1.74	0.42	1.70	1.11
	A5	73.22%	55.14	14.77	31.73	1.74	0.47	1.70	1.12
	A6	73.16%	55.14	14.80	31.73	1.74	0.47	1.70	1.12
A-0232 - Campo Narváez	Vigente	0.00%	28.45	-2.38	27.66	1.03	-0.09	1.57	0.97
	A1	0.00%	28.45	-0.66	27.66	1.03	-0.02	1.57	0.99
	A2	0.00%	28.45	-2.14	27.66	1.03	-0.08	1.57	0.97
	A3	86.88%	28.45	3.73	27.66	1.03	0.13	1.57	1.05
	A4	82.96%	28.45	4.85	27.66	1.03	0.18	1.57	1.07
	A5	85.13%	28.45	4.23	27.66	1.03	0.15	1.57	1.06

	A6	81.82%	28.45	5.17	27.66	1.03	0.19	1.57	1.07
A-0302-M - Campo Santa Anita	Vigente	85.85%	147.75	20.91	141.19	1.05	0.15	1.72	1.06
	A1	85.85%	147.75	20.91	141.19	1.05	0.15	1.72	1.06
	A2	85.85%	147.75	20.91	141.19	1.05	0.15	1.72	1.06
	A3	74.46%	147.75	37.74	141.19	1.05	0.27	1.72	1.12
	A4	74.46%	147.75	37.74	141.19	1.05	0.27	1.72	1.12
	A5	70.61%	147.75	43.42	141.19	1.05	0.31	1.72	1.14
	A6	70.61%	147.75	43.42	141.19	1.05	0.31	1.72	1.14
A-0345-M - Campo Topo	Vigente	0.00%	52.66	-0.01	73.16	0.72	0.00	1.39	1.00
	A1	98.71%	52.66	0.68	73.16	0.72	0.01	1.39	1.00
	A2	0.00%	52.66	-0.01	73.16	0.72	0.00	1.39	1.00
	A3	86.30%	52.66	7.22	73.16	0.72	0.10	1.39	1.04
	A4	85.10%	52.66	7.85	73.16	0.72	0.11	1.39	1.04
	A5	82.45%	52.66	9.24	73.16	0.72	0.13	1.39	1.05
	A6	81.45%	52.66	9.77	73.16	0.72	0.13	1.39	1.06
A-0365-M - Campo Velero	Vigente	0.00%	48.86	-0.10	41.33	1.18	0.00	1.74	1.00
	A1	95.94%	48.86	1.98	41.33	1.18	0.05	1.74	1.02
	A2	0.00%	48.86	-0.10	41.33	1.18	0.00	1.74	1.00
	A3	83.38%	48.86	8.12	41.33	1.18	0.20	1.74	1.08
	A4	79.45%	48.86	10.04	41.33	1.18	0.24	1.74	1.10
	A5	80.53%	48.86	9.51	41.33	1.18	0.23	1.74	1.09
	A6	77.26%	48.86	11.11	41.33	1.18	0.27	1.74	1.11
A-0383-M - Cuervito	Vigente	91.76%	177.14	14.60	124.68	1.42	0.12	2.12	1.05
	A1	91.12%	177.14	15.74	124.68	1.42	0.13	2.12	1.05
	A2	91.76%	177.14	14.60	124.68	1.42	0.12	2.12	1.05
	A3	78.52%	177.14	38.04	124.68	1.42	0.31	2.12	1.13
	A4	77.93%	177.14	39.09	124.68	1.42	0.31	2.12	1.13
	A5	75.34%	177.14	43.67	124.68	1.42	0.35	2.12	1.15
	A6	74.85%	177.14	44.55	124.68	1.42	0.36	2.12	1.15
A-0400 - Olmos	Vigente	82.94%	337.46	57.58	113.84	2.96	0.51	2.81	1.12
	A1	82.87%	337.46	57.82	113.84	2.96	0.51	2.81	1.12
	A2	82.94%	337.46	57.58	113.84	2.96	0.51	2.81	1.12
	A3	75.58%	337.46	82.40	113.84	2.96	0.72	2.81	1.19
	A4	75.52%	337.46	82.62	113.84	2.96	0.73	2.81	1.19
	A5	70.16%	337.46	100.71	113.84	2.96	0.88	2.81	1.24
	A6	70.10%	337.46	100.89	113.84	2.96	0.89	2.81	1.24

Tabla D1. Indicadores económicos obtenidos bajo el régimen fiscal vigente y todas las alternativas propuestas.

Elaboración propia.