

Rentabilidad y fiscalidad petrolera en Venezuela: evaluación económica de la reforma legal

Oil profitability and fiscal regime in Venezuela: economic assessment of the legal reform

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.21810276>

Recibido: 2026-05-12 Aceptado: 2026-06-15

Sánchez Piñerúa, Carlos Ernesto¹

Correo: cesanchezp1996@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0000-3737-766X>

Resumen

Este artículo analiza el impacto del marco fiscal petrolero venezolano en la rentabilidad de tres proyectos (brownfield, off-shore y greenfield), comparando el régimen previo (2006-2026) con la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos mediante modelos de flujo de caja y simulaciones de Montecarlo. Los resultados muestran que en el marco anterior la rentabilidad se ubicó en 25,41% de los escenarios, influenciada por distorsiones como la CEPEYE, que elevaban el government take sobre el 90%. Bajo el nuevo régimen con alícuotas máximas, la viabilidad empeora bajando al 5,93%, elevándose el break-even a 78,20 USD/Bbl. Visto esto, el estudio consideró activar la cláusula de equilibrio económico-financiero contemplada en la ley. Concluyendo que las alícuotas deben ajustarse de forma dinámica según la complejidad técnica del campo. Así, dicha cláusula debe ser un componente estructural y permanente, y no una excepción, para viabilizar proyectos de alto riesgo.

Palabras clave: government take, flujo de caja libre, eficiencia de inversión, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Abstract

This article analyzes the impact of the Venezuelan oil fiscal framework on the profitability of three types of projects (brownfield, offshore, and greenfield) by comparing the previous regime (2006–2026) with the reform of the Organic Hydrocarbons Law, using cash flow models and Monte Carlo simulations. The results show that in the previous framework, profitability was at 25.41% of the scenarios, influenced by distortions such as CEPEYE, which raised the government take above 90%. Under the new regime with maximum tax rates, viability deteriorates—dropping to 5.93%—while the break-even price rises to USD 78.20 per barrel. In light of this, the study considered invoking the economic-financial equilibrium clause provided for in the law, concluding that tax rates should be adjusted dynamically based on the technical complexity of the field. Consequently, this

¹ Economista. Esp. en Política y Comercio Internacional del Petróleo. Mg. en Finanzas. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.



clause should serve as a structural and permanent component—rather than an exception—to ensure the viability of high-risk projects.

Keywords: government take, free cash flow, investment efficiency, Organic Hydrocarbons Law.

Introducción

La industria de hidrocarburos exige inversiones intensivas, largos plazos y alta incertidumbre, por lo que, las decisiones de inversión dependen de indicadores financieros (VPN, TIR) fuertemente condicionados por el entorno fiscal (Benninger et al., 2024). Los regímenes fiscales buscan equilibrar un dilema central: maximizar la captura de la renta estatal y, a la vez, mantener estímulos para atraer capital (Johnston, 1994; Tordo et al., 2010). La literatura demuestra que los sistemas rígidos o con alta carga temprana desalientan la inversión —especialmente, en proyectos complejos como off shore o crudo extra pesado—, mientras que los esquemas flexibles y progresivos preservan la viabilidad del proyecto (Smith, 2020; Benninger et al., 2024). A nivel global, la competencia por capital ante la volatilidad de precios a la baja ha impulsado reformas hacia la flexibilización tributaria (Mohamed et al., 2022).

En Venezuela, el régimen de 2006 redujo la atracción de inversiones debido a su elevada carga fiscal (Smith, 2020). En respuesta, la reforma legal de 2026 introdujo cambios para flexibilizar el sistema y facilitar el capital privado, cuya efectividad requiere evaluación cuantitativa. Por ello, este trabajo analiza el impacto de distintas configuraciones fiscales sobre la rentabilidad de tres proyectos tipo (*Greenfield*, *Brownfield* y *Off-shore*). Mediante modelos de flujo de caja libre, se estiman los indicadores financieros y el *government take* bajo tres escenarios: marco anterior (2006-2026), esquema general de alícuotas máximas vigentes (2026) y configuración optimizada según los incentivos de la ley reformada. Así, el estudio aporta evidencia para diseñar un régimen competitivo que equilibre la renta pública con la atracción de inversión privada.

1. Fundamentos teóricos

1.1. Antecedentes de investigación

Diversos autores han analizado la relación entre los regímenes fiscales petroleros y la rentabilidad de los proyectos *upstream*, bajo investigaciones tipo explicativas y métodos cuantitativos *cuasi* experimentales, para ilustrar su impacto en la atracción de inversión y en la distribución de la renta entre el Estado y los inversionistas.





En este sentido, Khelil (1995), en su estudio relacionado con los sistemas fiscales para el petróleo, examinó la forma como éstos influyen en la competencia internacional por captar capital para actividades de exploración y producción, identificando al *government take* como el factor determinante en la competitividad de una jurisdicción.

Al analizar 226 regímenes fiscales, el estudio demostró que la carga impositiva efectiva y las tasas de remuneración estatal guardan una estrecha relación con las condiciones geológicas del país. En consecuencia, concluye que, aunque los gobiernos busquen maximizar su captura de renta, una carga fiscal excesiva desalienta la inversión y frena el desarrollo de los yacimientos técnicamente más complejos.

Otro aporte relacionado con la participación del gobierno en la exploración y producción de petróleo, lo hacen Marten, Whittaker y de Bourio (2015), estos autores concluyeron que el *government take* debe interpretarse según el precio del petróleo, el riesgo, los costos y la temporalidad de los flujos de caja. Por ello, un mismo esquema fiscal impacta de forma diferente a proyectos con distintas características técnicas y geológicas, exigiendo evaluaciones económicas integrales. Asimismo, los regímenes fiscales flexibles y adaptables a la volatilidad del mercado estimulan una mayor atracción de capital y tecnología.

Por su parte, Smith (2020) analizó el marco fiscal petrolero venezolano modelando diversos proyectos (incluyendo la Faja del Orinoco) mediante flujos de caja descontados para evaluar su viabilidad a través de indicadores como VPN, TIR y *government take*.

Los resultados evidenciaron que la elevada carga impositiva reducía la rentabilidad y el atractivo para el capital privado, afectando principalmente a los desarrollos con alta inversión inicial y largos períodos de recuperación. Por ello, el autor propuso implementar regalías de escala variable (*sliding scale royalty*) vinculadas a los precios, la rentabilidad y la productividad durante la fase inicial de los proyectos.

1.2. Base teórica

Para este trabajo de investigación, se tomó en cuenta un conjunto de conceptos de matemática financiera que son recurrentes para la evaluación económica de proyectos.

Utilidad operativa

La utilidad operativa se refiere a los beneficios económicos estrictamente por las operaciones principales de las empresas. La utilidad operativa de una empresa en el período “n” se puede calcular mediante la siguiente ecuación:





$$UO_n = I_n - OPEX_n - Reg_n - Dp_n - Imp_n^{antes}$$

donde,

UO: Utilidad operativa en el período “n”.

I: Ingresos en el período “n”.

OPEX: gastos operativos en el período “n”.

Reg: Regalías a favor del Estado en el período “n”.

Dp: Depreciación de activos en el período “n”.

Imp: Impuestos y contribuciones especiales pagadas al Estado en el período “n” antes del cálculo de la utilidad operativa.

Flujo de caja libre

El flujo de caja libre de una empresa en el período “n” viene representado por la siguiente fórmula:

$$FCL_n = UO_n - CAPEX_n - INT_n + Dp_n - Imp_n^{después}$$

donde,

FCL: Flujo de caja libre en el período “n”.

UO: Utilidad operativa en el período “n”.

CAPEX: Intereses de deuda en el período “n”.

INT: Inversiones de capital en el período “n”.

Dp: Depreciación de activos en el período “n”.

Imp: Impuestos y contribuciones especiales pagadas al Estado en el período “n” después del cálculo de la utilidad operativa.

Tasa de descuento

Aunque el valor nominal del dinero se mantiene, su valor real se degrada con el tiempo debido a la tasa de interés, el riesgo de inversión y la inflación (Blank & Tarquin, 2015). Por lo tanto, la tasa de descuento se utiliza para actualizar el valor real de los flujos de caja proyectados al presente.





Valor presente neto

Se refiere al valor descontado de los flujos de efectivo que se generarán en un futuro al emprender un proyecto, tras una inversión inicial en la actualidad (Garay, U. & González, M., 2014, p. 30). Por lo general, esta variable suele calcularse mediante la siguiente expresión:

$$VPN = -I_0 + \frac{FCL_1}{(1+k)} + \frac{FCL_2}{(1+k)^2} + \frac{FCL_3}{(1+k)^3} + \dots + \frac{FCL_N}{(1+k)^N}$$

donde,

VPN: Valor presente neto.

I: Inversión inicial.

FCL: Flujo de caja libre en el período “n”.

k: Tasa de descuento.

Los criterios para ejecutar un proyecto en función del nivel de VPN son las siguientes: a) cuando se acepta el proyecto y b) cuando se rechaza el proyecto.

Tasa interna de retorno

Se trata de aquel valor de la tasa de descuento donde el VPN es igual a cero. Es decir, la TIR es aquel valor en el que se cumple la siguiente condición:

$$VPN = -I_0 + \frac{FCL_1}{(1+TIR)} + \frac{FCL_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FCL_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{FCL_n}{(1+TIR)^n}$$

donde,

VPN: Valor presente neto.

I: Inversión inicial.

TIR: Tasa interna de retorno.

FCL: Flujo de caja libre en el período “n”.

Los criterios para la selección de un proyecto con respecto al TIR son los siguientes: a) cuando se acepta el proyecto y b) cuando se rechaza el proyecto.

Eficiencia de la inversión

Se trata de la relación entre el beneficio económico neto a generar sobre la base del volumen de inversiones desde el período inicial “0” al período final “N”:





$$ROI = \frac{VPN}{\sum_{n=1}^{n=N} VP(CAPEX_n)}$$

donde,

ROI: Eficiencia de la inversión (retorno sobre la inversión).

VPN: Valor presente neto.

CAPEX: Gastos de capital en el período “n”.

Los criterios para ejecutar un proyecto en función de este indicador son las siguientes: a) cuando se acepta el proyecto y b) cuando se rechaza el proyecto.

Retorno de la inversión

Se comprende como aquel período que toma un negocio para recuperar el capital invertido inicialmente, a través de los flujos de caja generados. En este sentido, el flujo de caja libre acumulado en ese período es igual a cero.

Government take

Según el Glosario Energético de Schlumberger (2023), el *government take* es el total de ingresos (impuestos, regalías y participación estatal) que un gobierno anfitrión recibe de la producción de hidrocarburos. Para esta investigación, el indicador se calculará como la relación entre los ingresos del Estado derivados de la renta petrolera y los ingresos netos de las empresas operadoras desde el período 0 hasta el período N, expresado algebraicamente de la siguiente forma:

$$GT = \frac{\sum_{n=1}^{n=N} VP(Imp_n + Reg_n)}{\sum_{n=1}^{n=N} VP(I_n - OPEX_n - CAPEX_n)}$$

donde,

GT: *Government take*.

VP: Valor presente neto.

Imp: Impuestos y contribuciones especiales pagadas en período “n”.

Reg: Regalías en el período “n”.

I: Ingresos en el período “n”.

OPEX: Gastos operativos en el período “n”.

CAPEX: Inversiones de capital en el período “n”.





1.3. Marco fiscal petrolero 2006 – 2026

Para los efectos de la valoración económica de los proyectos de producción petrolera, se tomaban en consideración aquellas regalías, impuestos y tributos, cuya base imponible guardara relación directa o indirecta con la proyección de flujo de caja libre.

Tabla 1. Conceptos fiscales y de regalías para valoración económica de proyectos (2006 – 2026).

Concepto	Base imponible	Alícuota	Base jurídica
Regalías	Valor de los hidrocarburos extraídos	30,00%	Artículo 44 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial N° 38.493
Impuesto de extracción	Valor de los hidrocarburos líquidos extraídos	33,33%	Artículo 48 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos
Contribución especial por precio extraordinario	Diferencia entre precio promedio de cesta venezolana y precio base para el presupuesto nacional	20,00%	Artículo 7 de la Ley que crea la Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos
Contribución especial por precio exorbitante	Diferencia entre precio promedio de cesta venezolana y límite inferior de categoría de precios exorbitantes	80% / 90% / 95%	Artículo 9 de la Ley que crea la Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos
Contribución al Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación (FONACIT)	Ingresos brutos	0,5%	Numeral 3 del Artículo 31 del Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación
Impuesto sobre la Renta (ISLR)	Enriquecimientos obtenidos	50%	Literal “b” del artículo 53 del Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Impuesto sobre la Renta
Contribución al Fondo Nacional Antidrogas (FONA)	Utilidad o ganancia operativa	1%	Artículo 32 de la Ley Orgánica de Drogas
Contribución al Fondo de Desarrollo Endógeno	Utilidades antes de impuesto	1%	Numeral 10 de los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas y el Modelo de Contrato
Contribución al Fondo Nacional de Deportes, Actividad Física y Educación Física (FONADEFAF)	Utilidad neta o ganancia contable anual	1%	Artículo 68 de la Ley Orgánica de Deporte, Actividad Física y Educación Física
Ventaja especial	Valor de los hidrocarburos extraídos	50%	Literal b del Numeral 6 de los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas y el Modelo de Contrato

Fuente: Elaboración propia.





Ley Orgánica de Hidrocarburos

Según los artículos 44 y 48 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006), el marco fiscal establecía las siguientes pautas para la regalía y el impuesto de extracción:

- Regalía (Art. 44): El Estado tenía derecho a una participación del 30% de los volúmenes extraídos. Sin embargo, si la explotación del campo no era económicamente viable, el Ejecutivo Nacional podrá rebajar hasta 20%.
- Impuesto de extracción (Art. 48): Se fijó en un tercio (33,33%) del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos, permitiendo deducir lo pagado por regalía (incluyendo ventajas especiales). Para estimular proyectos con recuperación secundaria o según las condiciones del mercado, el Ejecutivo podría reducir este impuesto hasta un mínimo del 20%.

Ley que crea la Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos (CEPEYE)

Esta ley (2013) permitía al Estado capturar las ganancias imprevistas de las empresas mixtas durante las bonanzas petroleras para mitigar distorsiones económicas mediante dos tipos de contribuciones:

- Precios Extraordinarios (Art. 3 y 7): Ocurren cuando el precio promedio mensual supera el fijado en la Ley de Presupuesto, pero es menor o igual a 80 USD/Bbl. Se aplica una alícuota del 20% sobre la diferencia entre ambos precios.
- Precios Exorbitantes (Art. 4 y 9): Se aplica cuando el promedio supera los 80 USD/Bbl, aplicándose una escala impositiva progresiva:
 - 80% sobre el excedente de 80 USD/Bbl.
 - 90% sobre el excedente de 100 USD/Bbl.
 - 95% sobre el excedente de 110 USD/Bbl).

Ley Orgánica de Ciencia Tecnología e Innovación (2022)

De acuerdo con la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación (2022), las empresas del sector hidrocarburos debían aportar al Fondo Nacional para la Ciencia, Tecnología e Innovación (FONACIT) una alícuota del 0,5% sobre los ingresos brutos mensuales, al tratarse de entidades de capital público cuya actividad está contemplada en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Art. 29, 30 y 31).





Ley Orgánica de Drogas

En el artículo 32 la Ley Orgánica de Drogas (2010), se estipula que “las personas jurídicas privadas, consorcios y entes públicos [...] están obligados a liquidar el uno por ciento (1%) de su ganancia o utilidad en operaciones del ejercicio ante el Fondo Nacional Antidrogas”.

Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas y el Modelo de Contrato

Los Términos y Condiciones para las Empresas Mixtas (2009) establecen las siguientes obligaciones financieras a favor de la República:

- Ventaja Especial (Condición 6ª, literal b): Un pago equivalente a la diferencia entre el 50% del valor de los hidrocarburos extraídos y la suma total de los pagos efectuados en concepto de regalías, impuesto sobre la renta (ISLR) y cualquier otro tributo.
- Aporte al Fondo de Desarrollo Endógeno (Condición 10ª): Una inversión obligatoria del uno por ciento (1%) de las utilidades antes de impuestos.

Ley Orgánica del Deporte, Actividad Física y Educación Física

De acuerdo al artículo 68 de la Ley Orgánica de Deporte, Actividad Física y Educación Física (2011), se crea el Fondo Nacional para el Desarrollo del Deporte, la Actividad Física y la Educación Física, el cual se constituía por el uno por ciento (1%) sobre la utilidad neta o ganancia de las organizaciones públicas y privadas con fines de lucro, cuando ésta supere las veinte mil unidades tributarias (20.000 U. T).

Ley de Impuesto sobre la Renta

Según el artículo 11 de la Ley de Impuesto sobre la Renta (2015), se consideran contribuyentes las personas jurídicas dedicadas a la explotación de hidrocarburos, actividades conexas, refinación, transporte y comercialización del recurso o sus derivados. En consecuencia, el artículo 53 (literal b) establece que a estos contribuyentes se les aplicará una tasa proporcional fija del cincuenta por ciento (50%) sobre sus enriquecimientos netos.





1.4. Nuevo marco fiscal tras la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2026)

La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978 del 29 de enero de 2026) introdujo modificaciones, exenciones y derogaciones que simplifican el régimen fiscal. Como resultado, la proyección del flujo de caja libre para la producción de crudo queda estructurada prácticamente en tres conceptos fiscales: (i) Regalías. (ii) Impuesto integrado de hidrocarburos. (iii) Impuesto sobre la renta (ISLR).

Ley Orgánica de Hidrocarburos (2026)

Tabla 2. Conceptos fiscales y de regalías para valoración económica de proyectos a partir de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Concepto	Base imponible	Alícuota	Base jurídica
Regalías	Valor de los hidrocarburos líquidos extraídos y no reinyectados	Hasta el treinta por ciento (30%)	Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978
Impuesto integrado de hidrocarburos	Ingresos brutos devengados mensualmente del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos y no reinyectados	Hasta el quince por ciento (15%)	Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978
Impuesto sobre la renta (ISLR)	Enriquecimientos netos	Cincuenta por ciento (50%) con posibilidad de reducción, de acuerdo a los mismos criterios para la fijación de las regalías	Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978 / Literal “b” del artículo 53 del Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Impuesto sobre la Renta, publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N.º 6.210

Fuente: Elaboración propia

1.5. Regalías

Según el artículo 51 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos reformada (2026), el Estado tiene derecho a una participación de hasta el treinta por ciento (30%) como regalía sobre los hidrocarburos extraídos y no reinyectados, fijada según la naturaleza, inversiones, viabilidad económica y competitividad internacional del proyecto.

Esta modificación aborda dos aspectos fundamentales:

- Flexibilidad técnica: Discrimina la alícuota según la complejidad geológica y el capital fijo requerido.





- Eficiencia operativa: Evita la doble tributación sobre los volúmenes de gas asociado que son reinyectados al yacimiento.

1.6. Impuesto integrado de hidrocarburos

Por otro lado, se establece en el artículo 55 la creación del impuesto integrado de hidrocarburos, cuya base imponible viene dado por los ingresos brutos devengados del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos. Prácticamente, este nuevo concepto sustituye la aplicabilidad conjunta del:

- Impuesto de extracción
- Impuesto al consumo propio
- Impuesto al consumo general
- Impuesto al registro de exportación

Impuesto superficial

Según el artículo 56 de la ley reformada, la alícuota del impuesto integrado de hidrocarburos será de hasta el quince por ciento (15%). Su porcentaje se determinará durante la ejecución del proyecto utilizando los mismos criterios empleados para fijar la regalía: la naturaleza del desarrollo, las inversiones de capital requeridas, la viabilidad económica y la necesidad de asegurar la competitividad internacional.

Impuesto sobre la renta

Aunque el Impuesto sobre la Renta (ISLR) para el sector hidrocarburos se rige por su ley específica, el artículo 58 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos faculta al Ejecutivo Nacional —a través del Ministerio de Finanzas y previa consulta al Ministerio de Hidrocarburos— para reducir su alícuota. Esta rebaja se otorga en función de los mismos criterios aplicados a la regalía y al impuesto integrado (naturaleza, inversiones, viabilidad y competitividad) con el objetivo de garantizar la rentabilidad económica de los proyectos.

Exenciones

Según el artículo 59 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, se establecen exenciones de impuestos y contribuciones especiales para las actividades reguladas por dicha ley. Para efectos de la proyección del flujo de caja libre en proyectos de producción petrolera, destaca la exención del pago de los aportes al FONACIT, FONA y FONADEFO.





Derogaciones

Asimismo, dentro de las disposiciones derogatorias de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, se engloban a aquellos marcos normativos que establecen contribuciones y ventajas especiales a favor de la República, entre ellos:

- La Ley que crea Contribuciones especiales por precios extraordinarios y exorbitantes en el mercado internacional de los Hidrocarburos:
- Contribuciones por precios extraordinarios.
- Contribuciones por precios exorbitantes.
- Términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas:
- Numeral sexto: Ventaja especial (*shadow tax*).
- Numeral décimo: Contribución al fondo de desarrollo endógeno

2. Metodología

2.1. Tipo y enfoque de investigación

Esta investigación es de tipo cuantitativo con alcance explicativo y diseño cuasi-experimental, ya que analiza el impacto de marcos fiscales preexistentes y vigentes sobre indicadores económicos mediante modelos determinísticos y estocásticos, sin manipular deliberadamente las variables independientes. Asimismo, adopta un enfoque comparativo inter-temporal al contrastar el régimen fiscal aplicado entre 2006 y enero de 2026 con el derivado de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

2.2. Unidades de análisis

Las unidades de análisis se corresponden con tres tipologías representativas de campo petrolero, seleccionadas con el propósito de capturar la diversidad geológica, técnica y económica de las actividades *upstream* venezolano: (i) campo *onshore brownfield* situado en la cuenca de Maracaibo, con crudo mediano (API 21-25°) y bajo costo operativo unitario; (ii) desarrollo offshore del Lago de Maracaibo, con crudo mediano-pesado (API 14-18°) y costo operativo unitario elevado; y (iii) proyecto *greenfield* de crudo pesado y extrapesado (API 7-11°) con perfil tecnológico análogo a los desarrollos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Los perfiles de producción, gastos operativos (OPEX) e inversiones de capital (CAPEX) de cada uno de los proyectos se obtuvieron de los planes de negocio elaborados por PDVSA – CVP (2008).





2.3. Construcción de los modelos de evaluación económica

Para cada proyecto y el portafolio consolidado, se construyó un modelo determinístico de flujo de caja libre que proyecta el valor presente de los flujos incorporando regalías, impuestos y contribuciones de cada régimen fiscal. El modelo calcula el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la eficiencia de inversión, el período de recuperación y el *government take*, utilizando los criterios de aceptación convencionales de la evaluación financiera. La tasa de descuento se fijó en 12%, alineada con la práctica internacional para proyectos petroleros.

2.4. Simulación de Montecarlo

Para incorporar la incertidumbre por la volatilidad del petróleo, se aplicó una simulación de Montecarlo con 10.000 iteraciones sobre los modelos de flujo de caja para cada régimen fiscal. La variable de entrada es el precio promedio de la cesta venezolana, modelado mediante una distribución normal truncada (media de 55 USD/Bbl, desviación típica de 15 USD/Bbl y límites entre 30 y 120 USD/Bbl) para reflejar el comportamiento histórico y los ciclos recientes del mercado. Las variables de salida son las distribuciones de probabilidad de los cinco indicadores económicos y la frecuencia de los escenarios aceptados o rechazados.

2.5. Optimización fiscal con base en la cláusula de equilibrio económico

Para analizar la cláusula de equilibrio económico-financiero de la ley reformada, se diseñó un problema de optimización determinístico resuelto con el algoritmo de Gradiente Reducido Generalizado (GRG no lineal) en el *Solver* de *Excel*. El objetivo es maximizar el *government take* para cada nivel de precio de la cesta venezolana (entre 40 y 120 USD/Bbl). Esto se realiza modificando las alícuotas de regalía, impuesto integrado de hidrocarburos e ISLR (variables de decisión), sujeto a sus topes máximos legales (30%, 15% y 50% respectivamente) y al cumplimiento de metas de eficiencia de inversión mínima diferenciadas por tipo de campo.

2.6. Herramientas computacionales y tratamiento de datos

Los modelos de flujo de caja libre, las simulaciones de Montecarlo y los ejercicios de optimización se desarrollaron en Microsoft Excel, complementados con scripts en lenguaje Python para el procesamiento estadístico y la generación de los gráficos de dispersión, histogramas de frecuencia y diagramas comparativos.





3. Resultados

El análisis asociado a las discusiones y recientes modificaciones de la Ley Orgánica de Hidrocarburos) arroja conclusiones sobre el cambio de rumbo que vive la industria en el país.

3.1. Medición de rentabilidad económica de proyectos de producción petrolera: ejercicios ilustrativos

Para este apartado, se ha recolectado información del perfil de producción de tres campos petroleros, con su respectiva proyección de gastos operativos (OPEX) e inversiones de capital (CAPEX) para un ejercicio económico de 20 años.

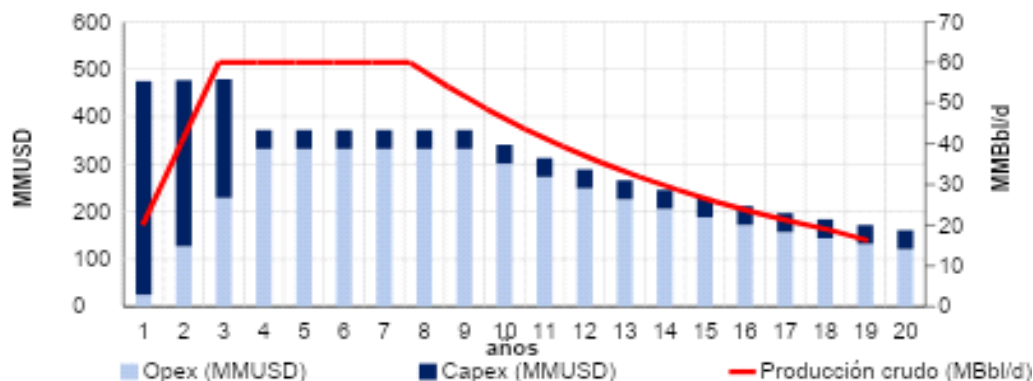
Tabla 3. Información de proyectos petroleros.

Campo	Proyecto A	Proyecto B	Proyecto C
Tipo de campo	<i>Brownfield</i>	<i>Offshore</i>	<i>Greenfield</i>
Plataeu de producción (MBD)	60	55	25
Reservas probadas desarrolladas (MMBIs)	294	277	148
Costo operativo (USD/BIs)	11,6	18,51	17,39
Tipo de crudo	M	M-P	P-XP
Grado API (°)	21-25°	14-18°	7-11°

Fuente: PDVSA (2008).

En este sentido, el proyecto “A” consiste en la explotación de un campo maduro o *brownfield* en la cuenca de Maracaibo, cuyo potencial de producción es de 60 mil barriles diarios (MBD) de crudo mediano (ver gráfico 1) y la inversión inicial sería de 450 millones de dólares estadounidense (MMUSD) en el primer año.

Gráfico 1. Perfil de producción, gastos operativos e inversiones de capital por año para proyecto de producción de campo maduro.



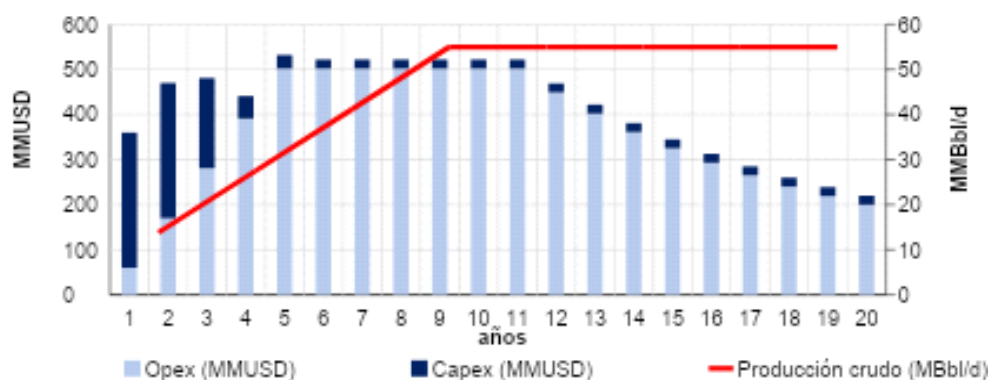
Fuente: PDVSA (2008).





Por otro lado, en el proyecto “B”, se expone la información de un campo costa afuera u *off-shore* del Lago de Maracaibo, cuyo potencial de producción es de 55 MBD entre crudo mediano y pesado (ver gráfico 2) y la inversión inicial sería de 300 MMUSD en el primer año.

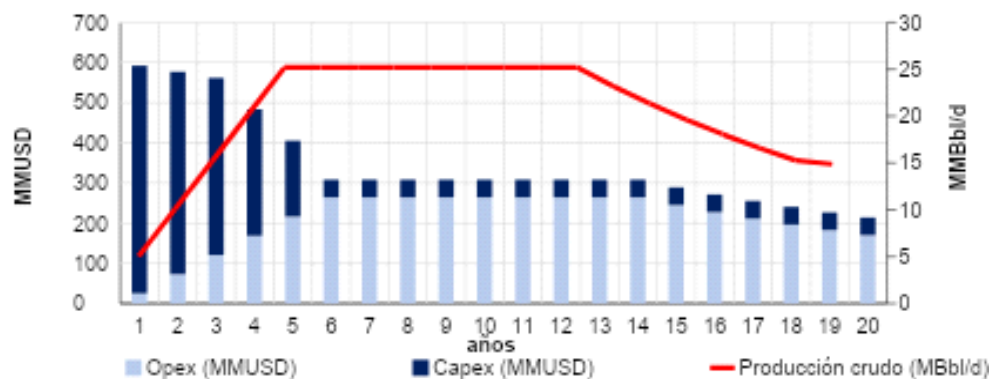
Gráfico 2. Perfil de producción, gastos operativos e inversiones de capital por año para proyecto de producción de campo *offshore*.



Fuente: PDVSA (2008).

Seguidamente, en el proyecto “C”, se señala las características de un campo *greenfield* de la Faja Petrolífera del Orinoco, cuyo potencial de producción es de 25 MBD entre crudo pesado y extrapesado (ver gráfico 3) y la inversión inicial sería de 567 MMUSD en el primer año.

Gráfico 3. Perfil de producción, gastos operativos e inversiones de capital por año para proyecto de producción de campo *greenfield*.



Fuente: PDVSA (2008).



4. Análisis de resultados con premisas del marco fiscal anterior (2006-2026)

El presente apartado expone el análisis de los resultados financieros y macroeconómicos obtenidos bajo las directrices del marco fiscal que rigió el periodo 2006-2026.

4.1. Evaluación de proyectos a precio de 55\$/barril

Para evaluar los proyectos petroleros bajo el marco fiscal anterior (2006-2026), se establecieron las siguientes premisas financieras:

- Variables de mercado y descuento: El precio de la cesta venezolana y el precio base del presupuesto nacional se fijan en 55 USD/Bbl, utilizando una tasa de descuento del 12%.
- Obligaciones previas a la ganancia operativa: Se deduce la regalía, los impuestos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (pre-reforma), las contribuciones por precios extraordinarios/exorbitantes y el aporte al FONACIT.
- Obligaciones posteriores a la ganancia operativa: Se desembolsan el Impuesto sobre la Renta (ISLR), la ventaja especial y los aportes al FONA, FONADEFI y al Fondo de Desarrollo Endógeno. En la tabla 4 y el gráfico 4, se ilustran los resultados económicos de la ejecución de los tres proyectos estudiados bajo las premisas señaladas y la aplicación del marco fiscal vigente antes de enero de 2026.

Tabla 4. Resultados de evaluación económica de proyectos de producción petrolera con base en precio de 55 USD/barril (con premisas fiscales antes de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).

Indicador	Proyecto "A"	Proyecto "B"	Proyecto "C"
Valor presente neto (MMUSD)	595	-431	-1.840
Tasa interna de retorno	34%	<0%	N/A
Eficiencia de inversión	19%	<0%	<0%
Retorno de inversión (años)	5	N/A	N/A
Government take	88%	>100%	>100%

Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

Bajo el marco fiscal de 2006-2026 y en un escenario de precios estables, los resultados demuestran que:

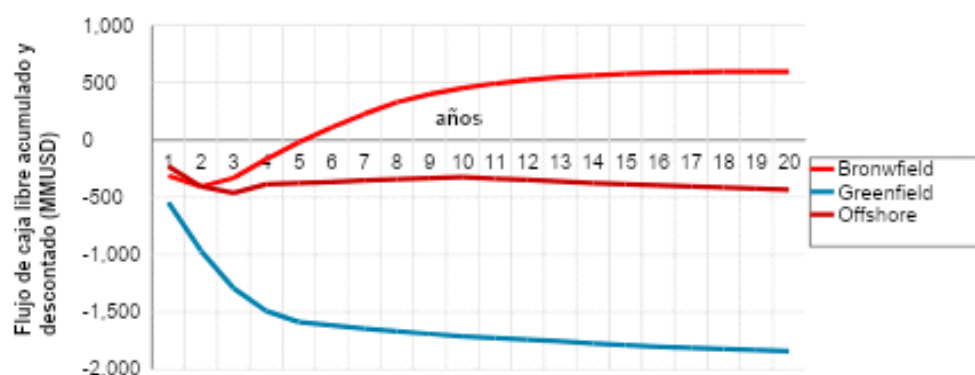
- Campos maduros (*Brownfield*): Eran rentables y atractivos a pesar del elevado *government take*.





- Campos *off-shore* y greenfield: No resultaban económicamente viables debido a la alta carga impositiva.
- Portafolio consolidado (Tabla 5): La inversión conjunta en los tres tipos de campos no era rentable.

Gráfico 4. Flujo de caja libre acumulado y descontado por proyecto petrolero con base a precio de 55\$/barril (con premisas fiscales antes de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

Tabla 5. Resultado de la evaluación económica consolidada de tres proyectos de producción petrolera con base a precio de 55\$/barril y premisas fiscales previas a la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Indicador	Valor presente neto (MMUSD)	Tasa interna de retorno	Eficiencia de inversión	Retorno de inversión (años)	Government take
Resultado conjunto	-1.695	-3%	-8%	N/A	>100%

Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

4.2. Análisis de sensibilidad

Para este apartado se realizará un análisis de sensibilidad utilizando las mismas premisas anteriores, pero aplicando las reducciones hipotéticas de las alícuotas de regalía e impuesto de extracción que permitía la ley antes de su reforma. Esto servirá para evaluar la efectividad de dichos estímulos fiscales.





En la tabla 6 se describen tres escenarios de sensibilidad para la ejecución conjunta de los tres campos petroleros, resultando todos no rentables:

- Escenario 1 (Sin cambios): Manteniendo las alícuotas originales de regalía e impuesto de extracción, el Valor Presente Neto (VPN) es de -1.695 MMUSD, por lo que se debe rechazar la inversión.
- Escenario 2 (Rebaja de regalía): Al reducir la regalía al 20% y mantener el impuesto de extracción, el VPN se sitúa en -1.692 MMUSD, manteniendo la decisión de no invertir.
- Escenario 3 (Rebaja de ambos tributos): Al disminuir la regalía al 20% y el impuesto de extracción al 23,33%, el VPN mejora levemente a -1.604 MMUSD; sin embargo, sigue siendo negativo y la inversión consolidada se rechaza.

Tabla 6. Valor presente neto de tres proyectos de producción petrolera con base a precio de 55USD/barril y diversos escenarios fiscales y de regalías (premisas previas a la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).

Escenarios	Regalías	Impuesto de Extracción	Ventaja especial	VPN del portafolio (MMUSD)
Escenario 1: <i>Status quo</i>	30%	33,33%	50%	-1.695
Escenario 2: Reducción de regalías	20%	33,33%	50%	-1.692
Escenario 3: Reducción de regalías e impuesto de extracción	20%	20%	50%	-1.604

Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

Los estímulos fiscales previos a la reforma eran insuficientes para viabilizar un portafolio petrolero diversificado debido a dos defectos estructurales de compensación tributaria:

- Defectos en el Escenario 2 (Regalía vs. Extracción): Reducir la regalía por sí sola no funcionaba. Al disminuir la alícuota de la regalía, se reducía el monto deducible para el impuesto de extracción, lo que aumentaba automáticamente el pago final de este último tributo y anula el beneficio.
- Defectos en el Escenario 3 (Efecto *Shadow Tax*): Reducir conjuntamente la regalía y el impuesto de extracción tampoco era suficiente. El alivio fiscal se neutralizaba porque el ahorro aumentaba la base imponible del Impuesto sobre la Renta (ISLR) y activaba el pago de la Ventaja





Especial (que garantiza al Estado el 50% del valor de los hidrocarburos). Así, el Estado recuperaba por otras vías el ingreso que dejaba de percibir. De esta manera, tras estas dos anomalías en el marco fiscal, se puede afirmar que el sistema de incentivos señalados en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (antes de su reforma) no reducía la carga impositiva efectiva, sino que redistribuye la renta petrolera entre los distintos instrumentos fiscales, limitando el impacto positivo de dichas medidas sobre la rentabilidad de los proyectos

4.3. Simulación de Montecarlo

Para analizar la rentabilidad del portafolio ante la volatilidad de los precios bajo el marco fiscal anterior, se introduce el método de simulación de Montecarlo bajo los siguientes supuestos:

- Configuración de la simulación: Se realizan 10.000 iteraciones utilizando una tasa de descuento del 12%.
- Variable de entrada (Precio): El precio promedio de la cesta venezolana varía aleatoriamente entre 30 y 120 USD/Bbl, modelado con una distribución normal de media 55 USD/Bbl.
- Variables de salida (Indicadores): Se mide el impacto en el VPN, TIR, eficiencia de la inversión, retorno de inversión y government take.
- La tasa de descuento será de 12%.
- Premisa fiscal de cálculo: El precio base del presupuesto nacional se fija en 55 USD/Bbl.

La simulación de Montecarlo (10.000 iteraciones) bajo el marco fiscal previo a enero de 2026 arroja un panorama desfavorable para el portafolio de inversiones:

- Proyectos viables (25,41%): Solo en uno de cada cuatro escenarios se genera un VPN positivo, una TIR superior al 12%, eficiencia de inversión positiva y un government take menor al 100%.
- Proyectos rechazados (74,59%): En casi tres de cada cuatro escenarios el portafolio no logra recuperar la inversión dentro del horizonte de 20 años, resultando económicamente inviable.

Tabla 7. Resultados de simulación de Montecarlo en función a los indicadores económico del portafolio en estudio (premisas fiscales antes de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).

Criterio de decisión	VPN	TIR	Eficiencia de la inversión	Retorno de la inversión	Government take	% de simulaciones
Aceptación	> 0	>12%	>0%	< 20 años	< 100%	25,41%
Rechazado	< 0	< 12%	< 0%	= 20 años	> 100%	74,59%

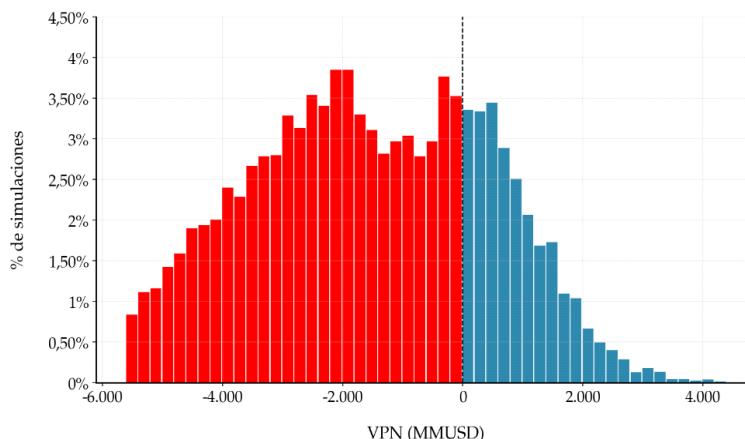
Fuente: Cálculos propios con base a PDVSA (2008).





Al examinar el comportamiento de cada uno de los indicadores económicos evaluados, los valores más frecuentes confirman la inviabilidad económica del portafolio bajo los supuestos establecidos:

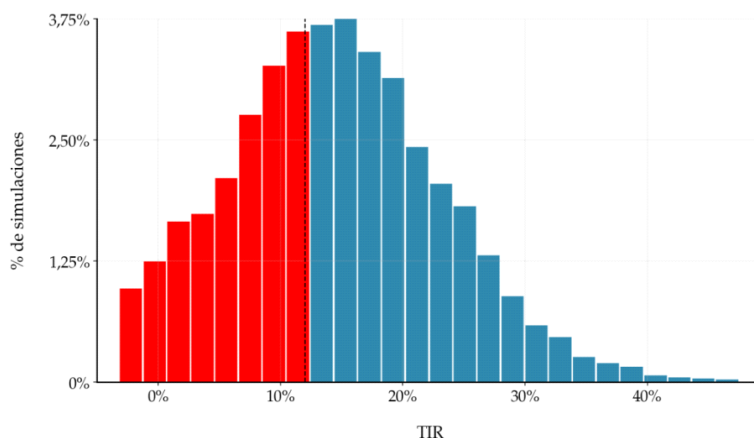
Gráfico 5. Histograma de frecuencia del valor presente neto (premisas fiscales antes de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

- Tasa Interna de Retorno (TIR): En la mayoría de los escenarios, la TIR se ubica muy por debajo de la tasa de descuento del 12%. De hecho, en el 57,01% de las simulaciones la TIR no es matemáticamente calculable debido a que los flujos son tan profundamente negativos. En los casos donde sí se pudo calcular, el valor más recurrente fue 15,77%.

Gráfico 6. Histograma de frecuencia de la tasa interna de retorno (premisas fiscales antes de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



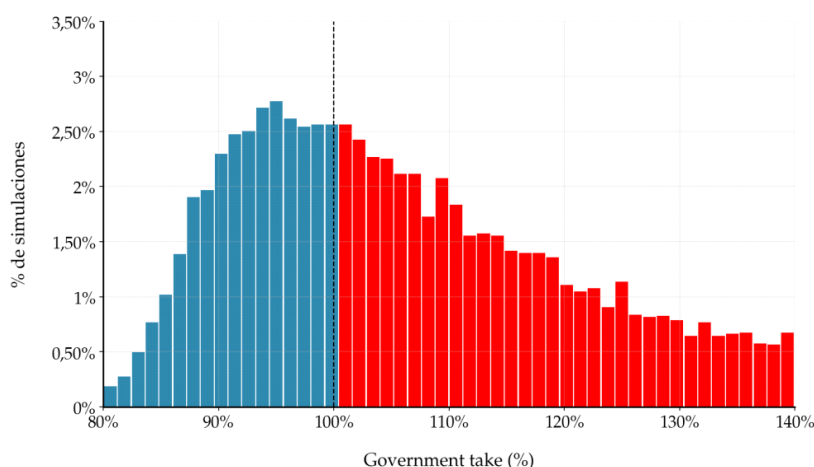
Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).





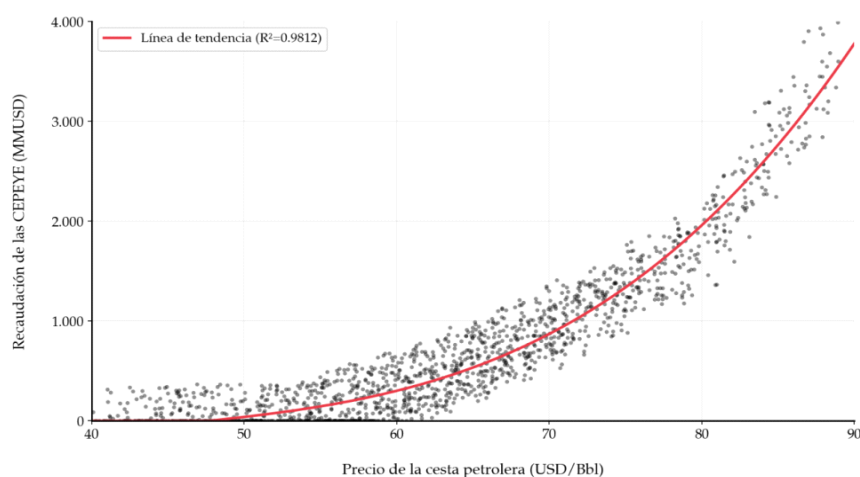
- Retorno de la inversión (*Payback*): El plazo de recuperación más frecuente es de 20 años (el límite del horizonte evaluado), alcanzado en el 74,59% de los escenarios donde el portafolio directamente no logra recuperar el capital. Por el contrario, en los escenarios donde la inversión sí se recupera con éxito, el tiempo de retorno más recurrente es de 7 años.
- *Government take*: El valor más recurrente es de 93,36 con una frecuencia del 13,09% de las simulaciones.

Gráfico 7. Histograma de frecuencia del *government take* (premisas fiscales antes de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

Gráfico 8. Gráfico de dispersión entre recaudación por CEPEYE y precio promedio de la cesta venezolana.



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).



Los gráficos de dispersión revelan cómo el marco fiscal anterior limitaba la viabilidad económica del portafolio conjunto ante las variaciones del mercado:

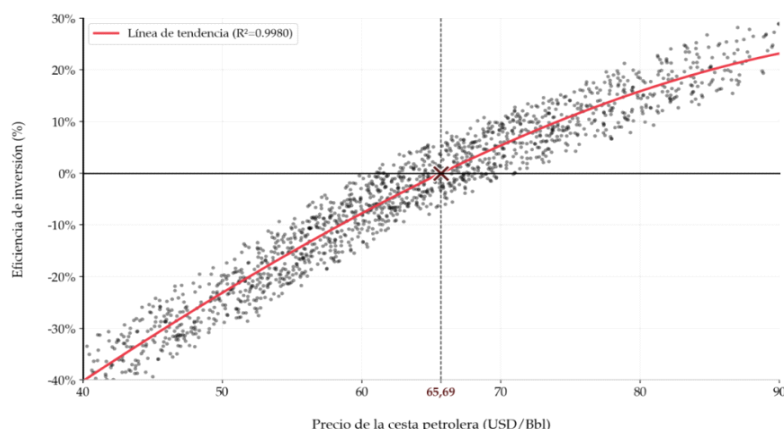
- Comportamiento de las CEPEYE (Gráfico 8): Al superar el umbral de 55 USD/Bbl, la recaudación por precios extraordinarios y exorbitantes crece exponencialmente.
- Impacto estructural: Este aumento acelerado absorbe una proporción cada vez mayor de la renta petrolera adicional durante las bonanzas internacionales, impidiendo que el inversionista capte los beneficios de los precios altos.

Este mecanismo, si bien resulta eficaz para apropiar la renta extraordinaria en períodos de bonanza, introduce una distorsión que limita la capacidad del inversor para acumular excedentes de capital, razón por la cual, el gráfico 9 señala que, ante el crecimiento de los precios de la cesta venezolana, la eficiencia del portafolio crece de forma “desacelerada”.

Adicionalmente:

- Precio de equilibrio (Gráfico 9): El portafolio necesita un precio mínimo de 65,69 USD/Bbl para generar rentabilidad. Al estar la media histórica reciente por debajo de este nivel, el marco fiscal anterior situaba las inversiones en una zona de alto riesgo.

Gráfico 9. Gráfico de dispersión entre eficiencia de inversión y precio promedio de la cesta venezolana (previo a reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



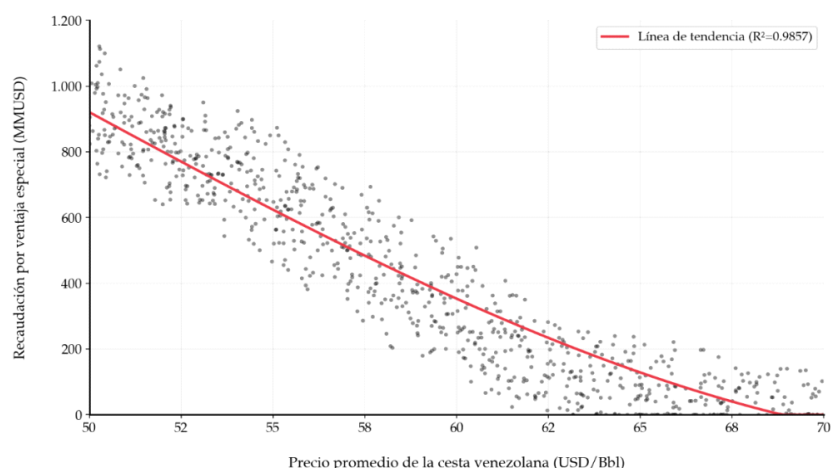
Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).





- Carácter regresivo de la Ventaja Especial (Gráfico 10): Ante una caída en los precios del crudo, la recaudación por ventaja especial no disminuye proporcionalmente a los ingresos brutos, sino que se incrementa exponencialmente.

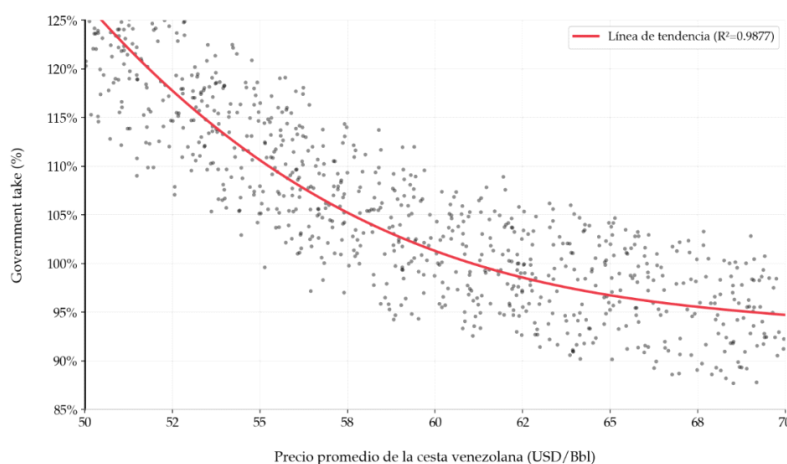
Gráfico 10. Gráfico de dispersión entre recaudación por ventaja especial y precio promedio de la cesta venezolana.



Fuente: Cálculos propios con base a PDVSA (2008).

- Impacto en el Government Take (Gráfico 11): Como consecuencia de esa regresividad, cuando el mercado es adverso y los ingresos se contraen, la participación del Estado aumenta de forma exponencial, limitando los proyectos en épocas de precios bajos.

Gráfico 11. Gráfico de dispersión entre *government take* y precio promedio de la cesta venezolana (previo a reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).





Por lo tanto, esto se interpreta como una de las carencias de la legislación previa a la reforma para ofrecer mecanismos de adaptación del sistema fiscal a las coyunturas de declive del mercado petrolero internacional, lo que compromete el desarrollo de un portafolio diversificado de campos petroleros.

4.4. Análisis de resultados con premisas del marco fiscal vigente (2026)

Para evaluar el impacto de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos sobre los indicadores de rentabilidad, se recalculan los escenarios utilizando las siguientes premisas del marco fiscal vigente (2026):

- Precios: Se mantiene el precio de la cesta venezolana y el precio base presupuestario en 55 USD/barril, con una tasa de descuento del 12%.
- Premisas financieras y fiscales: Alícuotas máximas permitidas por ley.

En la tabla 8 y el gráfico 12, se señalan los resultados económicos de la ejecución de los tres proyectos estudiados bajo las premisas presentadas en este apartado que están sujetas a la legislación vigente desde enero de 2026.

Tabla 8. Resultados de evaluación económica de proyectos de producción petrolera con base en precio de 55USD/barril (con premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).

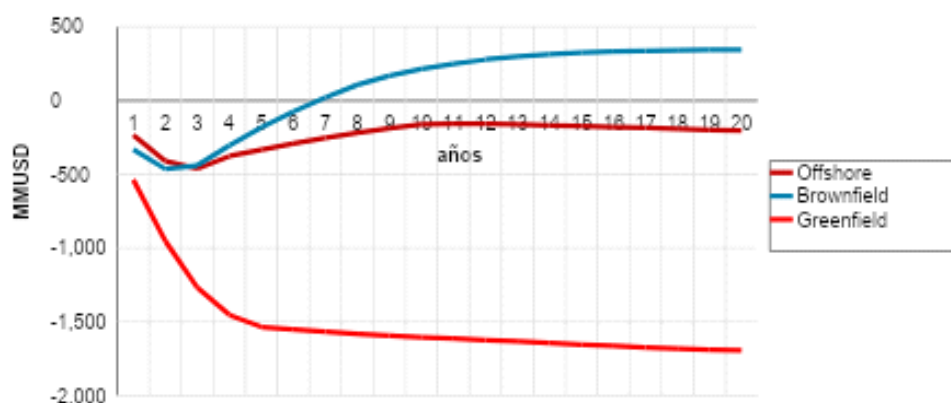
Indicador	Proyecto “A”	Proyecto “B”	Proyecto “C”
Valor presente neto (MMUSD)	345	-255	-1.695
Tasa interna de retorno	24%	N/A	N/A
Eficiencia de inversión	11%	-7%	-49%
Retorno de inversión (años)	6	N/A	N/A
<i>Government take</i>	92%	>100%	>100%

Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).





Gráfico 12. Resultados de evaluación económica de proyectos de producción petrolera con base en precio de 55USD/barril (con premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base a PDVSA (2008).

Por lo tanto, al comparar el marco fiscal vigente (2026) con el anterior, se concluye que la aplicación de los topes máximos en las alícuotas de regalía, impuesto integrado de hidrocarburos e ISLR genera el siguiente impacto:

- Campos maduros (*Brownfield*): Experimentan un deterioro en sus indicadores de rentabilidad, aunque continúan siendo económicamente viables.
- Campos *Off-shore* y *Greenfield*: Mantienen indicadores económicos negativos, lo que perpetúa su inviabilidad financiera bajo las nuevas condiciones. Asimismo, en la tabla 9, se visualizan los resultados consolidados de los indicadores económicos, donde se evidencia que la inversión conjunta para un portafolio de negocio con estos tres tipos de campo no es rentable económicamente, bajo las premisas fiscales llevadas en la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Tabla 9. Resultado de la evaluación económica consolidada de tres proyectos de producción petrolera con base a precio de 55USD/barril y premisas fiscales tras la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Indicador	Valor presente neto (MMUSD)	Tasa interna de retorno	Eficiencia de inversión	Retorno de inversión (años)	Government take
Resultado conjunto	-2.072	N/A	-19%	N/A	>100%

Fuente: Cálculos propios con base a PDVSA (2008).

Se propone aplicar una simulación de Montecarlo para evaluar cómo afectan las variaciones del precio del petróleo venezolano a la rentabilidad del portafolio, bajo los siguientes parámetros:



- Alcance: 10,000 simulaciones.
- Precios entre 30 y 120 \$/Bbl (distribución normal con media de 55USD/Bbl).
- Tasa de descuento: 12%.

De esta manera, el método de simulación de Montecarlo manifiesta que, en el 5,93% de las 10.000 iteraciones, el portafolio de inversión en los campos petroleros estudiados suele ser rentable; por el contrario, en el 94,07% de los escenarios, la ejecución conjunta de los proyectos resultaría en pérdidas económicas, bajo la aplicación de los límites máximos a las alícuotas de la regalía, el impuesto integrado y el ISLR mencionados en la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Tabla 10. Resultados de la simulación de Montecarlo en función a los indicadores económicos del portafolio (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).

Criterio de decisión	VPN	TIR	Eficiencia de la inversión	Retorno de la inversión	Government take	% de simulaciones
Aceptación	> 0	>12%	>0%	< 20 años	< 100%	5,93%
Rechazado	< 0	< 12%	< 0%	= 20 años	> 100%	94,07%

Fuente: Cálculos propios con base a PDVSA (2008).

La simulación de Montecarlo demuestra que el marco fiscal vigente hace inviable el portafolio de inversión, aumentando significativamente el riesgo de pérdidas en comparación con el régimen anterior. Bajo el marco fiscal vigente (Alícuotas máximas): El portafolio solo es rentable en el 5.93% de los casos, generando pérdidas en el 94.07% de los escenarios.

Comparativa de marcos fiscales:

- La probabilidad de éxito cayó del 25.41% al 5.93%.
- La probabilidad de pérdidas subió del 74.59% al 94.07%.

Análisis de resultado: Aunque la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos redujo la cantidad de tributos, la aplicación de las alícuotas máximas (regalía, impuesto integrado e ISLR) genera una carga impositiva efectiva mucho mayor, destruyendo la viabilidad económica de los proyectos.

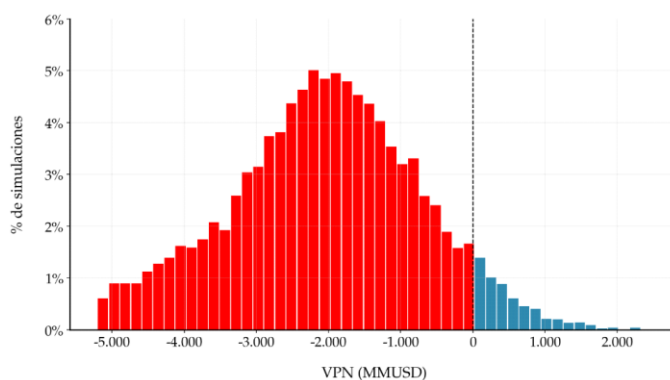
En consecuencia, al examinar el comportamiento de cada uno de los indicadores económicos evaluados, se obtienen los siguientes valores:





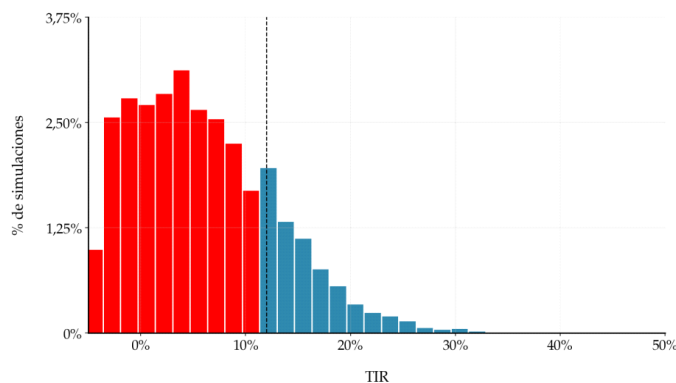
- Tasa Interna de Retorno (TIR): Se evidencian 6.287 simulaciones en el que la TIR no es matemáticamente calculable ($TIR \ll 12\%$), porque el VPN resulta tan profundamente negativo. Dentro del subconjunto de 3.713 simulaciones, donde la TIR resulta calculable, el valor más frecuente se ubica en torno al 2,77%, por debajo de la tasa de descuento.
- Retorno de la inversión: El valor más frecuente es de 20 años, alcanzado en el 94,07% de los escenarios. Por otro lado, entre los escenarios donde sí se produce la recuperación de la inversión, el valor más recurrente es de 10 años.
- *Government take*: El valor más recurrente es de 111,58% con una frecuencia del 9,28% de las simulaciones

Gráfico 13. Histograma de frecuencia del valor presente neto (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base a PDVSA (2008).

Gráfico 14. Histograma de frecuencia de la tasa interna de retorno (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).

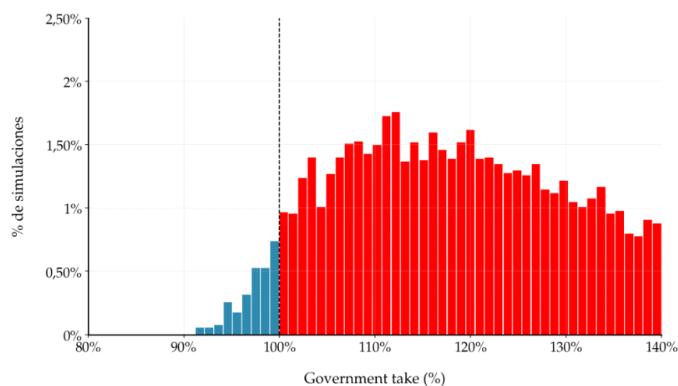


Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).





Gráfico 15. Histograma de frecuencia del *government take* (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



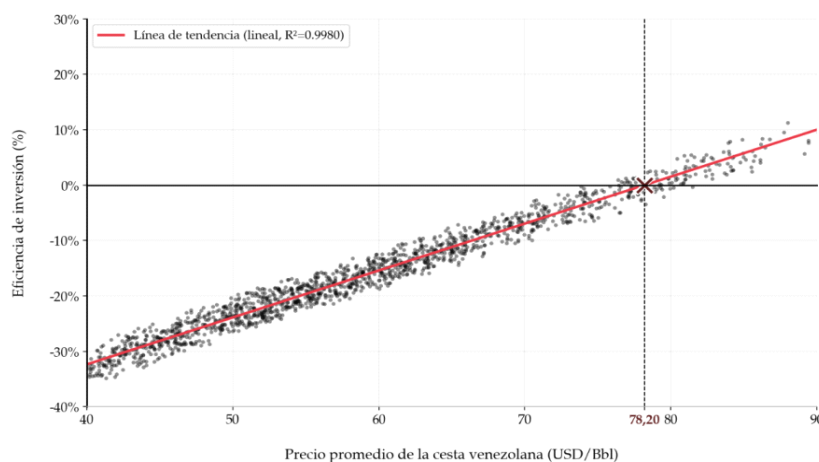
Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

En el gráfico 16, el análisis del precio de *break-even* (punto de equilibrio) confirma el endurecimiento de las condiciones económicas para el portafolio debido al cambio legal:

- *Break-even* actual: Se ubica en 78.20 USD/Bbl al aplicar las alícuotas máximas de la legislación vigente.
- Impacto del nuevo marco fiscal: El umbral mínimo para que el proyecto sea viable se incrementó en 12.51 USD/Bbl en comparación con el marco anterior (donde el breakeven era de 65.69 USD/Bbl).

Análisis de resultado: El nuevo régimen fiscal con máximas alícuotas eleva drásticamente el precio mínimo de petróleo requerido para que las inversiones dejen de dar pérdidas.

Gráfico 16. Gráfico de dispersión entre eficiencia de inversión y precio promedio de la cesta venezolana (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

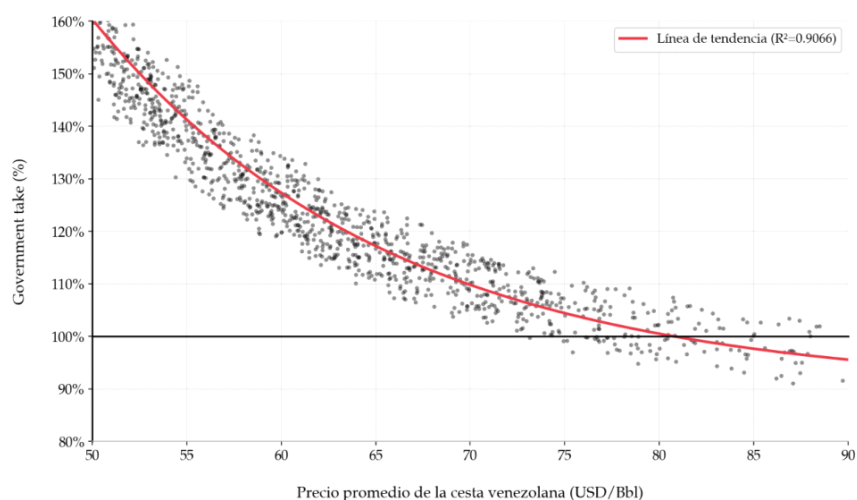




El gráfico 17 muestra que bajo el marco fiscal vigente (2026), el government take mantiene el mismo comportamiento que en el régimen anterior: aumenta exponencialmente a medida que baja el precio del petróleo. Sin embargo, la causa económica es totalmente distinta:

- Régimen anterior: El aumento del government take en precios bajos era causado por la ventaja especial.
- Marco fiscal actual (2026): El fenómeno ocurre por el efecto conjunto de la regalía y el impuesto integrado de hidrocarburos, los cuales se calculan sobre la venta bruta y no sobre la utilidad neta.

Gráfico 17. Gráfico de dispersión entre *government take* y precio promedio de la cesta venezolana (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).

Análisis de resultado: Al aplicar los impuestos sobre los ingresos brutos, la carga fiscal efectiva se dispara cuando los precios caen, asfixiando financieramente a los proyectos cuando operan con márgenes estrechos o pérdidas.

En este sentido, la aplicación de las alícuotas máximas vigentes (regalía, impuesto integrado e ISLR) empeora drásticamente todos los indicadores de rentabilidad en comparación con el escenario fiscal previo a la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.





4.5. Optimización de alícuotas bajo marco fiscal vigente (2026)

Ante la inviabilidad económica de aplicar las alícuotas máximas, se introduce un análisis de sensibilidad basado en las cláusulas de equilibrio económico (Art. 26 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos). Para ello, se utiliza el *Solver* de *Excel* con el fin de optimizar las alícuotas, fijando metas de Eficiencia de Inversión (EI) mínima según el perfil de riesgo y costo de cada proyecto:

- Proyecto A (*Brownfield* - Crudo Mediano): Menor riesgo y bajo costo de producción (11.6 USD/Bbl). Se le exige una EI mínima del 20%.
- Proyecto B (*Offshore* - Crudo Mediano-Pesado): Riesgo y costo intermedio (18.51 USD/Bbl). Se le exige una EI mínima del 25%.
- Proyecto C (*Greenfield* - Crudo Pesado/Extrapesado): Mayor riesgo tecnológico (análogo a la Faja del Orinoco). Se le exige una EI mínima del 30%.

Premisa clave: A mayor riesgo técnico y financiero en la ejecución del proyecto, mayor es el retorno mínimo exigido para justificar la inversión.

De este modo, se plantea el siguiente ejercicio de optimización a través del *solver* de *Microsoft Excel*:

Este problema algebraico se interpreta como: “Definir el nivel de regalía (R), impuesto integrado de hidrocarburos (IIH) e ISLR para maximizar el nivel de *government take*, sujeto a la eficiencia de inversión equivalente al nivel X%”. En consecuencia, se iterará este ejercicio de acuerdo al nivel mínimo de eficiencia de inversión para cada proyecto:

- Proyecto “A”: Campo *brownfield*
- Proyecto “B”: Campo *offshore*
- Proyecto “C”: Campo *greenfield*

4.6. Resultados por tipo de campo

Los ejercicios de optimización de Solver, validados mediante simulaciones de Montecarlo (10,000 iteraciones por nivel de precio entre 30 y 120 USD/Bbl), demuestran el funcionamiento práctico de la cláusula de equilibrio económico del marco fiscal 2026.

Los hallazgos se estructuran de la siguiente manera:

- Resultados individuales organizados por tipo de campo.





- Comparativa consolidada para analizar las diferencias estructurales y de perfil de riesgo entre los tres proyectos evaluados.

Proyecto A: Brownfield onshore (Eficiencia de inversión mínima: 20%):

Tabla 11. Optimización de *government take* para desarrollo de campo *brownfield*.

Precio (USD/Bbl)	Government take (%)	Regalía (%)	Impuesto integrado de hidrocarburos (%)	ISLR (%)	Eficiencia de inversión (%)
40	74%	9,7%	4,9%	50%	20%
50	82%	21,0%	10,5%	50%	20%
60	88%	29%	14,3%	50%	20%
70	86%	30%	15%	50%	29%
90	82%	30%	15%	50%	54%
100	81%	30%	15%	50%	66%
110	80%	30%	15%	50%	78%
120	79%	30%	15%	50%	90%

Fuente: Cálculos propios con base a PDVSA (2008).

El análisis de optimización determina que este campo, debido a sus bajos costos, es el más resiliente al marco fiscal vigente:

- Soportabilidad fiscal: Admite la aplicación total de las alícuotas máximas a partir de precios cercanos a los 65 USD/Bbl.
- Activación de la cláusula de equilibrio: Por debajo de los 65 USD/Bbl, las tasas se reducen progresivamente. En el escenario crítico de 40 USD/Bbl, la regalía baja al 9.7% y el IIH al 4.9%, mientras que el ISLR se mantiene fijo en 50%.
- Comportamiento del *Government Take*: Presenta una curva cóncava con un tope del 88% a los 60 USD/Bbl. Disminuye hacia precios bajos por los ajustes de la cláusula de equilibrio, y hacia precios altos porque la rentabilidad del proyecto crece más rápido que la recaudación del Estado.

Proyecto B: Off-shore (Eficiencia de inversión mínima: 25%):

Tabla 12. Optimización de *government take* para desarrollo de campo *offshore*.

Precio (USD/Bbl)	Government take (%)	Regalía (%)	Impuesto integrado de hidrocarburos (%)	ISLR (%)	Eficiencia de inversión (%)
40	18%	0,2%	0,1%	13%	25%
50	60%	2,0%	1,0%	50%	25%
60	74%	13%	6,3%	50%	25%
70	81%	20%	10%	50%	25%
90	86%	30%	15%	50%	26%
100	84%	30%	15%	50%	35%
110	83%	30%	15%	50%	44%
120	82%	30%	15%	50%	53%

Fuente: Cálculos propios con base datos PDVSA (2008).





Debido a su complejidad técnica y altos costos de producción, este proyecto muestra una alta sensibilidad fiscal y requiere un fuerte alivio tributario para ser viable:

- Soportabilidad fiscal: Las alícuotas máximas de la ley solo pueden aplicarse plenamente en escenarios de precios altos, a partir de los 90 USD/Bbl.
- Activación de la cláusula de equilibrio:
 - Entre 50 y 90 USD/Bbl: Se reducen gradualmente las tres tasas, bajando la regalía hasta el 2.0% y el IIH al 1.0% (con ISLR al 50%).
 - Menos de 50 USD/Bbl: Se requiere reducir drásticamente el ISLR para mantener la rentabilidad mínima, cayendo al 39% (a 45 USD/Bbl) y hasta el 13% (a 40 USD/Bbl).
- Comportamiento del *Government Take*: Alcanza su máximo del 86% a los 90 USD/Bbl, pero sufre una caída abrupta en escenarios de precios bajos, llegando a apenas un 18% cuando el crudo cotiza a 40 USD/Bbl.

Proyecto C: Greenfield (Eficiencia de inversión mínima: 30%):

Tabla 13. Optimización de *government take* para desarrollo de campo *greenfield*.

Precio (USD/Bbl)	<i>Government take</i> (%)	Regalía (%)	Impuesto integrado de hidrocarburos (%)	ISLR (%)	Eficiencia de inversión (%)
40	6%	0,2%	0,1%	10%	8%
50	8%	0,2%	0,1%	20%	14%
60	10%	1%	0,5%	30%	20%
70	15%	2%	1%	40%	26%
90	41%	9%	5%	50%	30%
100	56%	15%	8%	50%	30%
110	65%	20%	10%	50%	30%
120	70%	24%	12%	50%	30%

Fuente: Cálculos propios con base a datos PDVSA (2008).

Este proyecto representa el caso más extremo de sensibilidad económica debido a su elevadísima intensidad de capital y la complejidad técnica de extraer crudo extrapesado (estilo Faja del Orinoco):

- Soportabilidad fiscal: Las alícuotas máximas vigentes son prácticamente inaplicables; solo podrían cobrarse a precios superiores a los 120 USD/Bbl.
- Activación de la cláusula de equilibrio: Requiere un alivio fiscal agresivo y permanente en casi todo el rango de precios:
 - Regalía: Oscila entre apenas 0.2% (a 40 USD/Bbl) y 23.7% (a 120 USD/Bbl).
 - IIH: Se reduce a rangos de entre 0.1% y 11.6%.





- ISLR: Debe recortarse drásticamente en precios bajos, entre 10% y 50%.
- Comportamiento del *Government Take*: Es el más bajo de los tres campos evaluados. No es cóncavo, sino que crece de forma lineal y constante: desde un mínimo del 6% (a 40 USD/Bbl) hasta un máximo del 70% (a 120 USD/Bbl).

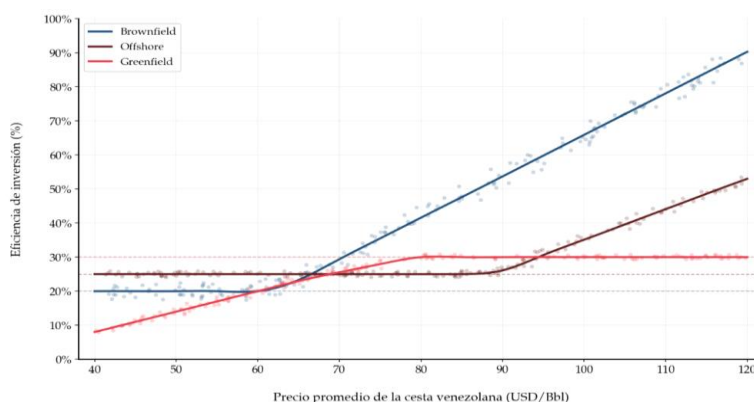
Análisis comparativo consolidado

La comparación de los tres proyectos (gráfico 18) revela cómo responde cada perfil de inversión bajo el régimen de alícuotas optimizadas:

- Zona de protección (Menos de 60 USD/Bbl): Los tres proyectos operan en sus niveles mínimos de eficiencia exigida (20%, 25% y 30%). Esto demuestra que la cláusula de equilibrio económico funciona eficazmente como un escudo para proteger al inversionista en escenarios de precios bajos.
- Zona de despegue (Más de 60 USD/Bbl): Al subir los precios, la rentabilidad de los campos tradicionales reacciona positivamente:
 - El Proyecto A (*Brownfield*) escala hasta alcanzar un 90% de eficiencia a 120 USD/Bbl.
 - El Proyecto B (*Offshore*) sube de forma moderada hasta un 53% de eficiencia.
- El caso crítico (Proyecto C - *Greenfield*): Se mantiene estancado en su piso del 30% de eficiencia en todo el rango de precios (hasta los 120 USD/Bbl).

Análisis de resultado: La complejidad técnica y los altos costos del proyecto Greenfield son tan severos que, incluso reduciendo los impuestos a sus niveles mínimos, la rentabilidad marginal no logra despegar.

Gráfico 18. Gráfico de dispersión entre eficiencia de inversión y precio promedio de la cesta venezolana por campo (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).





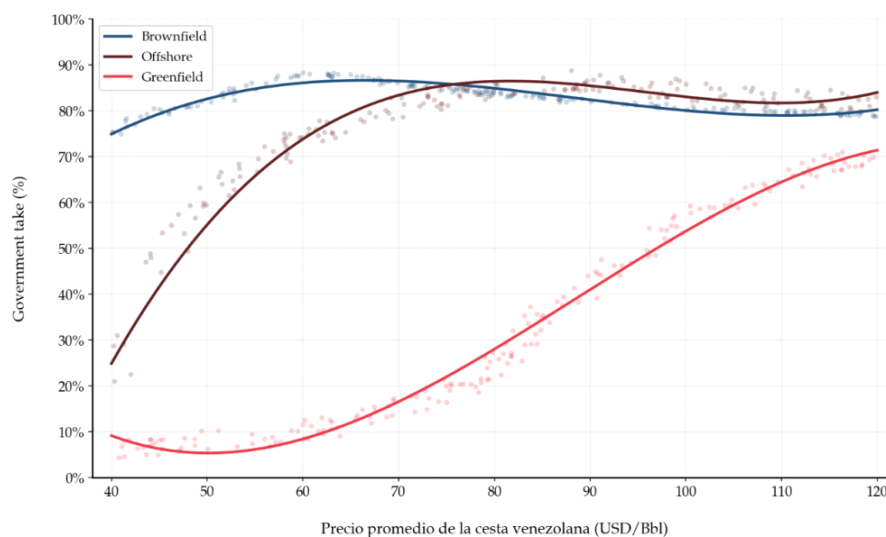
El Gráfico 19 consolida la trayectoria de la recaudación estatal para los tres proyectos, estableciendo una jerarquía clara basada en la complejidad de cada campo:

- Proyecto A (*Brownfield*): Permite la mayor recaudación del Estado, capturando entre el 74% y 90% de la renta en todo el rango de precios.
- Proyecto B (*Offshore*): Muestra una recaudación intermedia entre el 18% y 86%.
- Proyecto C (*Greenfield*): Ofrece el menor margen de recaudación, entre 6% y 70%.

Principio de Política Fiscal: A mayor costo unitario y complejidad técnica del yacimiento, menor es el margen de renta disponible para el Estado si se quiere preservar la rentabilidad mínima del inversionista.

Análisis de resultado: Aplicar las alícuotas máximas vigentes (30% regalía, 15% IIH y 50% ISLR) de forma uniforme a todos los campos es económicamente inviable para los proyectos Greenfield y Offshore. Esto ratifica la necesidad obligatoria de aplicar de manera diferenciada la cláusula de equilibrio económico (Art. 26 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026).

Gráfico 19. Gráfico de dispersión entre *government take* y precio promedio de la cesta venezolana por campo (premisas fiscales después de la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos).



Fuente: Cálculos propios con base PDVSA (2008).





4.7. Implicaciones para el diseño de los contratos

Los resultados del análisis definen tres lineamientos clave de política fiscal para el diseño de los nuevos contratos petroleros:

- **La flexibilidad como regla, no como excepción:** La cláusula de equilibrio económico-financiero debe ser un componente contractual estructural y permanente para proyectos de alto riesgo (*Offshore* y *Greenfield* Extrapesado), y no una medida coyuntural.
- **Fiscalidad diferenciada por tipo de campo:** Las alícuotas contractuales deben ajustarse según la naturaleza y complejidad técnica del yacimiento, respetando estrictamente los pisos de rentabilidad mínima exigidos (Eficiencia de Inversión del 20% para *Brownfield*, 25% para *Offshore* y 30% para *Greenfield*).
- **Ajuste dinámico y multivariable:** La reactivación del equilibrio financiero debe modificar la regalía, el IIH y el ISLR de forma simultánea y combinada. Concentrar el alivio fiscal en un solo impuesto es ineficiente, ya que la combinación óptima varía según el precio del crudo y el perfil del proyecto.

Conclusión

El análisis cuantitativo de la investigación sintetiza el marco fiscal en seis puntos clave:

- **Ineficiencia del régimen anterior (2006 - Ene 2026):** El marco previo limitaba los proyectos de alta inversión debido a la acumulación de impuestos (regalía, extracción, CEPEYE, ISLR y shadow tax / ventaja especial). Los alivios fiscales individuales eran inútiles, ya que la reducción de un tributo aumentaba automáticamente la base imponible de los otros, anulando el beneficio.
- **Inviabilidad de las alícuotas máximas de 2026:** A pesar de que la reforma de 2026 simplificó la estructura tributaria, aplicar de forma uniforme las alícuotas máximas legales (30% regalía, 15% IIH y 50% ISLR) provoca un deterioro aún mayor en la rentabilidad de las inversiones que el régimen anterior.
- **Rol crítico del equilibrio económico:** La cláusula de equilibrio económico-financiero (Art. 26, 51, 52 y 58 de la LOH reformada) es el mecanismo indispensable del nuevo marco. Permite flexibilizar las tasas por tipo de campo y ajustar dinámicamente la recaudación estatal (*government take*) al ciclo de precios del crudo.





- **Jerarquía fiscal por complejidad de campo:** Existe un límite físico para la recaudación: a mayor costo y complejidad técnica del yacimiento, menor es el margen de renta que el Estado puede extraer. Por ello, la aplicación uniforme de tasas máximas es inviable en proyectos de crudo extrapesado (*Greenfield*) u *Offshore*, haciendo obligatoria la aplicación diferenciada de la ley.
- **Lineamientos para el diseño contractual:** Para atraer inversión internacional, la política fiscal en los contratos debe seguir tres reglas:
 - Permanencia: El equilibrio financiero debe ser un componente contractual estructural para proyectos de alto riesgo, no una excepción de emergencia.
 - Diferenciación: Las tasas deben respetar los pisos mínimos de eficiencia exigidos para cada tipo de campo.
 - Simultaneidad: Los alivios fiscales deben aplicarse modificando la regalía, el IIH y el ISLR, dado que la combinación óptima de éstas varía según el precio del mercado.
- **Balance estado-Inversionista:** La investigación ofrece los datos cuantitativos necesarios para diseñar un régimen fiscal competitivo en Venezuela, demostrando técnicamente cómo equilibrar la recaudación del Estado con los incentivos que necesita el capital privado para desarrollar la industria. Texto aquí

Referencias

- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2006). *Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial N° 38.493.
- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2009). *Términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas y el modelo de contrato*. Gaceta Oficial N° 39.273.
- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2010). *Ley Orgánica de Drogas*. Gaceta Oficial N° 39.546.
- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2011). *Ley Orgánica de Deporte, Actividad Física y Educación Física*. Gaceta Oficial N° 39.741.
- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2013). *Ley que crea la Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial N° 40.114.
- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2026). *Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.978.





- Benninger, T., Devlin, D., Camero Godinez, E., & Vernon-Lin, N. (2024). *Cash flow analysis of fiscal regimes for extractive industries (IMF Working Paper WP/24/89)*. International Monetary Fund.
- Blank, L. Tarquin, A. (2015). *Ingeniería económica* (7ma. ed.). México: McGraw Hill.
- Garay, U., & González, M. (2014). *Fundamentos de finanzas con aplicaciones al mercado venezolano* (3.ª ed.). Ediciones IESA.
- Johnston, D. (1994). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. PennWell Books.
- Khelil, C. (1995). *Fiscal systems for oil: The government take and competition for exploration investment*. World Bank.
- Marten, I., Whittaker, P., & de Bourio, A. (2015). *Government take in upstream oil and gas: Framing a more balanced dialogue*. Boston Consulting Group.
- Mohamed, I. S., Khattab, H. M., Elsayed, S. K., El-Rammah, S. G., & El-Noby, M. (2022). A review paper on upstream petroleum fiscal systems. *Journal of Unconventional Science and Technology Studies*.
- PDVSA – CVP (2008). *Planes de Negocio para Empresas Mixtas* [Presentación institucional no publicada]
- Presidencia de la República Bolivariana de Venezuela. (2015). *Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Impuesto sobre la Renta*. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.210.
- Presidencia de la República Bolivariana de Venezuela. (2022). *Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación*. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.693.
- Smith, J. L. (2020). *Análisis del marco fiscal petrolero de Venezuela* (Nota técnica IDB-TN-1895). Banco Interamericano de Desarrollo.
- Schlumberger Limited. (2023). *Government take. Schlumberger Oilfield Glossary*. Publicado en: <https://glossary.slb.com/> [Revisado: 08 de mayo de 2026].
- Tordo, S., Johnston, D., & Johnston, D. (2010). *Petroleum exploration and production rights: Allocation strategies and design issues* (World Bank Working Paper No. 179). World Bank

Declaración de conflicto de interés y originalidad

Conforme a lo estipulado en el *Código de ética y buenas prácticas* publicado en **PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía**, el autor **Sánchez Piñerúa, Carlos Ernesto**, declara al Comité Editorial que no tiene situaciones que representen conflicto de interés real, potencial o evidente, de carácter académico, financiero, intelectual o con derechos de propiedad intelectual relacionados con el contenido del artículo: **Rentabilidad y fiscalidad petrolera en Venezuela: evaluación económica de la reforma legal**, en relación con su publicación. De igual manera, declara que el trabajo es original, no ha sido publicado parcial ni totalmente en otro medio de difusión, no se utilizaron ideas, formulaciones, citas o ilustraciones diversas, extraídas de distintas





fuentes, sin mencionar de forma clara y estricta su origen y sin ser referenciadas debidamente en la bibliografía correspondiente. Consiente que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad.

El autor declara que, en la preparación de este manuscrito, no utilizó herramientas de inteligencia artificial generativa para la redacción de textos o interpretación de datos.

Para citar este artículo:

Sánchez Piñerúa, Carlos Ernesto (2026). Rentabilidad y fiscalidad petrolera en Venezuela: evaluación económica de la reforma legal. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 2, núm. 3(6-43), julio-septiembre, 2026. <https://doi.org/10.5281/zenodo.21810276>

