

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis técnico-económico comparativo de resultados de los contratos petroleros en el Ecuador: participación vs servicios específicos (2000- 2024).

Proyecto de Titulación

Previo la obtención del Título de:

Magíster en Petróleos

Presentado por:

Edwin Bryan Cunalata Chaquina

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico, en primer lugar, a Dios por haberme otorgado la vida y el conocimiento; a mis amados padres, Ruth Chaquina y Olmedo Guapi, quienes son mis pilares fundamentales, por su amor incondicional, su disciplina y por ser el cimiento de mi educación; mis hermanos, Amaris Chaquina y Anthony Guapi, por su paciencia, su comprensión y el aliento constante que alivió la carga de este proceso.

Finalmente, a Laura Gallego, dedico un reconocimiento especial por ser una persona clave en mi proceso de crecimiento personal, inspirándome a ser un mejor profesional día a día, el haber compartido el camino para vernos crecer y consolidarnos laboralmente ha forjado un profundo respeto mutuo, y valoro inmensamente sus palabras de aliento durante las largas jornadas de trabajo.

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a la ESPOL, por haberme dado la oportunidad de demostrar mis conocimientos y de adquirir el enriquecimiento de los mismos, recalco que el trabajo es un testimonio de acompañamiento por eso incluyo a mi tutor PhD Danilo Arcentales, quien ha sido un pilar fundamental en mi proceso de la maestría, no puedo olvidar a SENESCYT por haberme otorgado la beca. A mi amigo, David Araque por el apoyo brindado en la preparación y formación académica, facilitando espacios y oportunidades clave para mi crecimiento profesional, finalmente a mi amiga Damaris Pesantez por ser un ejemplo de sinceridad y generosidad incondicional.

Declaración Expresa

Yo Edwin Bryan Cunalata Chaquina, acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mí innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 20 de diciembre del 2025.

Edwin Bryan Cunalata Chaquina

Evaluadores

Alarcón Avellán Andreina Alexandra

Profesora de Materia

Danilo Andrés Arcentales Bastidas

Tutor de proyecto

Resumen

El estudio analiza el impacto económico y operativo de las modalidades de contrato aplicadas en el sector petrolero del país, con el objetivo de determinar cómo los contratos de participación y de servicios específicos tienen influencia en la inversión, la producción, la eficiencia y los ingresos fiscales. Se plantea como hipótesis que la estructura de incentivos de cada modalidad contractual genera efectos diferenciados en el desempeño sectorial, lo que justifica la necesidad de evaluar comparativamente ambos regímenes. Para ello, se construyó una base de datos histórica con información agregada de 2000 a 2024 y se empleó un diseño metodológico mixto que complementó un análisis descriptivo, comparativo y econométrico. Se emplearon series oficiales de EP Petroecuador, ARCH, BCE y el Ministerio de Energía, que fueron selectas, deflactadas y organizadas para estimar modelos de efectos fijos. Los resultados demostraron que los contratos de participación generaron niveles mayores de inversión y producción, mientras que los contratos de servicios aportaron estabilidad fiscal, pero con menor dinamismo operativo. Se concluye que la modalidad contractual influye de manera significativa en el desempeño del sector y que una estructura equilibrada de incentivos es esencial para optimizar la renta petrolera del Estado.

Palabras Clave: Contratos, Petróleo, Inversión, Econometría, Producción.

Abstract

The study analyzes the economic and operational impact of the contract modalities applied in the country's oil sector, with the objective of determining how participation contracts and specific service contracts influence investment, production, efficiency, and fiscal revenues. It is proposed as a hypothesis that the incentive structure of each contractual modality generates differentiated effects on sector performance, which justifies the need to comparatively evaluate both regimes. For this purpose, a historical database was built with aggregated information from 2000 to 2024, and a mixed methodological design was used that complemented descriptive, comparative, and econometric analysis. Official series from Petroecuador, ARCH, the Central Bank of Ecuador (BCE), and the Ministry of Energy were used, which were selected, deflated, and organized to estimate fixed-effects models. The results showed that participation contracts generated higher levels of investment and production, while service contracts contributed to fiscal stability but with lower operational dynamism. It is concluded that contractual modality significantly influences the sector's performance and that a balanced incentive structure is essential to optimize the State's oil revenue.

Keywords: Contracts, Oil, Investment, Econometrics, Production.

Abreviaturas

ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
bbl/USD	Barriles de petróleo producidos por dólares invertidos
BCE	Banco Central del EcuadorASTM
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CAGR	Tasa de Crecimiento Anual Compuesto
EIA	Energy Information Administration
EPP	Empresa Privada Petrolera
IIH	Instituto de Investigaciones en Humanidades
MIDAS	Mixed Data Sampling
MMbbl	Millones de barriles
M USD	Millones de Dólares Estadounidenses
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PIB	Producto Interno Bruto
SOTE	Sistema de Oleoducto Transecuatoriano
WTI	West Texas Intermediate

Contenido

Resumen	I
<i>Abstract</i>	II
Abreviaturas	III
Índice de figuras	VII
Índice de tablas	VIII
1. Capítulo 1	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Descripción del Problema.....	2
1.3 Justificación del Problema.....	3
1.4 Objetivos.....	4
1.4.1 Objetivo general	4
1.4.2 Objetivos específicos.....	5
1.5 Marco teórico.....	5
1.5.1 El sector petrolero en la economía mundial	6
1.5.2 La industria petrolera en el Ecuador	7
1.5.3 Marco normativo y contractual de los hidrocarburos.....	10
1.5.4 Contratos de participación y de prestación de servicios	11
1.5.5 Enfoques teóricos y económicos aplicados	13
1.5.6 Estudios empíricos y antecedentes recientes.....	15
2. Metodología	18
2.1 Enfoque metodológico general.....	18
2.2 Formulación del problema y alternativas metodológicas	18
2.3 Diseño del estudio	19
2.4 Fuentes de información	19
2.5 Construcción y depuración de la base de datos	20
2.6 Definición de variables	20

2.7	Métodos analíticos aplicados.....	20
2.8	Pruebas estadísticas aplicadas	21
2.9	Procedimientos cuantitativos y fórmulas utilizadas	22
2.9.1	Eficiencia.....	23
2.9.2	Deflactación de variables monetarias.....	23
2.9.3	Cálculo del crecimiento anual	24
2.9.4	Variable Dummy	24
2.9.5	Modelo econométrico aplicado	24
3.	Resultados y análisis	26
	Contrato por participación	26
3.1	Inversión (M USD).....	28
3.2	Ingresos fiscales.....	29
3.3	Producción (MMbbl)	31
3.4	Eficiencia	32
3.5	Precio WTI	33
3.6	Porcentaje del Estado.....	35
3.7	Producción vs. WTI (2000–2009)	36
3.8	Eficiencia Operativa (Producción vs inversión).....	38
3.9	Producción vs WTI.....	39
3.10	Producción vs inversión.....	40
3.11	Resultados econométricos	42
3.11.1	Modelo de Producción	42
3.11.2	Modelo de Eficiencia Operativa.....	43
3.11.3	Modelo de Ingresos Fiscales	45
3.11.4	Análisis de crecimiento de la producción por modalidad contractual	47
3.12	Marco Comparativo.....	48
3.12.1	Ingresos fiscales: participación vs servicios específicos.....	49

3.12.2	Utilidad económica: contratos de participación vs contratos de servicios.....	49
3.12.3	Participación efectiva del Estado	50
4.	Conclusiones y Recomendaciones	51
4.1	Conclusiones.....	51
4.2	Recomendaciones	52
	Referencias	54
	ANEXOS.....	58

Índice de figuras

Figura 1. Evolución del precio internacional del crudo (2000–2025).....	7
Figura 2. Bloques petroleros en el Ecuador	9
Figura 3. Línea de tiempo de las principales reformas contractuales en Ecuador	11
Figura 4 Evolución de la inversión en el sector petrolero ecuatoriano (2000–2024)	28
Figura 5 Evolución de los ingresos fiscales del sector petrolero (2000–2024).....	30
Figura 6 Evolución de la producción petrolera en Ecuador (2000–2024)	31
Figura 7 Evolución de la eficiencia de inversión en la producción petrolera (2000–2024).....	33
Figura 8 Evolución del precio promedio del WTI (2000–2024).....	34
Figura 9 Producción vs WTI del 2000 al 2009	37
Figura 10 Producción vs inversión del 2000 al 2009	38
Figura 11 Producción vs WTI del 2010 al 2024	39
Figura 12 Producción vs inversión (2010-2024).....	41

Índice de tablas

Tabla 1. Participación del petróleo en el PIB y en las exportaciones (2014–2024).....	8
Tabla 2. Comparación entre contratos de participación y de prestación de servicios.....	12
Tabla 3. Síntesis de estudios relevantes sobre contratos petroleros en Ecuador y América Latina	16
Tabla 4 Datos anuales del sector petrolero ecuatoriano (2000–2009) bajo contratos de participación	26
Tabla 5 Datos anuales del sector petrolero ecuatoriano (2010–2024) bajo contratos de prestación de servicios.....	27
Tabla 6.....	42
Tabla 7.....	44
Tabla 8: Resultados del modelo econométrico para los ingresos fiscales del Estado (2000–2024)	45
Tabla 9 Tasa de crecimiento anual de la producción petrolera por modalidad contractual (2000– 2024).....	47

1. CAPÍTULO 1

1.1 Introducción

El petróleo es un recurso que ha contribuido significativamente a las exportaciones nacionales, al financiamiento del gasto público y a la producción interna de materias primas. Según el Banco Central del Ecuador, la producción petrolera del país alcanzó alrededor de 41,86 millones de barriles en el primer trimestre de 2025, con una producción diaria promedio de 465,15 millones de barriles. Esto indica el tamaño del sector en términos operativos y financieros (Banco Central del Ecuador, 2025). Además, según EP Petroecuador, el costo de producción de barriles en junio de 2025 fue de USD 27,61, y el promedio para los primeros seis meses del año fue de USD 27,35, lo que ofrece una idea del nivel de eficiencia operativa en contextos recientes (EP Petroecuador, 2025).

De acuerdo con Noboa Peña & Torres (2020) las modalidades contractuales han evolucionado en Ecuador como respuesta a las condiciones internacionales, las presiones fiscales y las necesidades de inversión. Se utilizaron contratos de participación, pero mediante reformas se promovieron los contratos de prestación de servicios de exploración y producción, esto mediante la adopción del Decreto Ejecutivo 449, que autorizó la utilización de contratos de participación y abrió un nuevo panorama contractual en la nación (Noboa-Peña y Torres, 2020).

Los resultados presupuestarios y productivos son el impacto de las decisiones externas y las limitaciones estructurales. que la producción nacional incluye tanto a la estatal EP Petroecuador como a empresas privadas; el volumen registrado confirma la dependencia estructural del país de los mercados externos (Banco Central del Ecuador, 2025; Control de Hidrocarburos, 2025).

Según una fuente reciente del Instituto de Investigaciones en Humanidades (IIH) de la Universidad Central del Ecuador, entre 2010 y 2021, el Estado recibió alrededor de 15,2 millones de dólares en ingresos petroleros provenientes de 14 campos petroleros, lo que

representó cerca del 80 % de los ingresos totales de la extracción petrolera bajo esta modalidad. Esto sugiere que la prestación de servicios ha sido significativa desde el punto de vista fiscal, pero también plantea interrogantes sobre su desempeño en términos de sostenibilidad de la exploración y la producción (IIH-UCE, 2024).

En 2025, el Gobierno del Ecuador ha adjudicado un nuevo contrato de participación con una vigencia de veinte años a un consorcio liderado por **Sinopec** y **New Stratus Energy**, con la finalidad de aumentar la producción petrolera y garantizar que el Estado reciba el 82 % de las utilidades netas (Reuters, 2025).

1.2 Descripción del Problema

Ecuador enfrenta un estructural dilema en la gestión de su principal recurso natural: el petróleo. La extracción de hidrocarburos es una de las actividades económicas más importantes porque actividades económicas aporta una parte significativa porque aporta una parte importante de los ingresos fiscales y de las exportaciones del país (Banco Central del Ecuador, 2025).

A partir de 2010, 2018 y 2021 (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023), no existe un análisis integral, comparativo y longitudinal que permita determinar cuál modalidad contractual ha favorecido de manera más efectiva los intereses estatales y el desarrollo del sector. La información disponible es fragmentada y dispersa, lo que dificulta evaluar el impacto de cada esquema sobre variables de interés como la producción anual de crudo, los costos operativos, las transferencias fiscales, las renegociaciones contractuales y la atracción de capital extranjero (IIH-UCE, 2024).

Además, factores externos complican la medición de resultados. La caída de los precios del crudo entre 2014 y 2016 redujo significativamente los ingresos petroleros, mientras que la pandemia de 2020 provocó una escasez mundial de energía que impactó tanto la producción como la inversión (International Energy Agency, 2025).

En la actualidad, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y la EP Petroecuador son los principales actores encargados de supervisar y ejecutar las actividades relacionadas con la exploración y explotación. Estas entidades reportan datos de producción, costos de operación, inversiones y condiciones contractuales que resultan imprescindibles para el análisis del problema (EP Petroecuador, 2025; Control de Hidrocarburos, 2025).

El problema, por tanto, reside en establecer bajo qué contextos los contratos de participación o los contratos de prestación de servicios forman altos resultados para el Estado ecuatoriano en el periodo 2000–2024.

El análisis de las modalidades contractuales aplicadas en el sector petrolero ecuatoriano requiere distinguir claramente los mecanismos económicos que rigen cada esquema. En los contratos de participación, la relación contractual se basa en la distribución porcentual de los ingresos generados por la producción, donde el Estado recibe una participación directa sobre el valor del crudo producido, mientras que la empresa privada asume el riesgo operativo y financiero. En contraste, los contratos de servicios específicos se estructuran bajo un esquema de tarifas por barril producido, mediante el cual el Estado mantiene la propiedad total del recurso y remunera a la empresa operadora a través de una tarifa fija o variable que cubre costos operativos y un margen de rentabilidad previamente establecido. Esta diferencia estructural incide directamente en la formación de ingresos fiscales, en los incentivos a la inversión y en la eficiencia operativa.

1.3 Justificación del Problema

Analizar los contratos de participación y contratos de servicios en el sector petrolero del Ecuador es crucial ya que definen la relación entre el Estado y los operadores en los últimos años. En el sector petrolero del Ecuador son cruciales los avances que han definido la relación entre el Estado y los operadores en los últimos años (IIH-UCE, 2024).

Ecuador sigue dependiendo en gran medida de los ingresos por hidrocarburos, que representan una parte considerable de las exportaciones y de los ingresos estatales. Durante el primer trimestre de 2025, la producción promediada promedió más de 465 millones de barriles diarios, convirtiéndose el petróleo en una de las principales fuentes de ingresos del país (Banco Central del Ecuador, 2025).

La justificación se apoya en una dimensión estratégica, ya que los contratos petroleros influyen tanto en la captación de inversión extranjera como en la capacidad nacional de sostener la producción a largo plazo. Investigaciones recientes señalan que los contratos de participación suelen estimular mayores inversiones en exploración, mientras que los contratos de servicios garantizan al fisco ingresos más estables, aunque con menor atractivo para proyectos de riesgo (Noboa-Peña y Torres, 2020).

La relevancia del estudio se sustenta en las reformas legales introducidas a la Ley de Hidrocarburos. El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables ha presionado para que se hicieran cambios regulatorios para diversificar en 2018 y 2021 en cuanto a cuestiones contractuales (EY Ecuador, 2021).

Posteriormente, la investigación tiene una doble contribución. A nivel académico, aporta un estudio metodológicamente riguroso y a nivel práctico, ya que proveerá lineamientos que sirvan de referencia para la formulación de políticas públicas y para la delineación de contratos más eficientes.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar los resultados de los contratos de participación y de servicios específicos en el Ecuador mediante un análisis econométrico, para la formulación de lineamientos de política contractual.

1.4.2 *Objetivos específicos*

1. Construir una base de datos panel por bloque y año que integre información sobre producción, inversión, costos operativos, transferencias fiscales e hitos contractuales, asegurando trazabilidad, consistencia y calidad de los datos.
2. Estimar los efectos causales de las modalidades contractuales (participación y servicios específicos) sobre la inversión privada, los ingresos fiscales y la eficiencia operativa, mediante la aplicación de modelos econométricos con datos de panel.
3. Cuantificar el incremento de la producción petrolera atribuible a cada modalidad contractual, mediante el análisis de tendencias por bloque y la estimación de tasas de crecimiento anual en el período 2000–2024.
4. Formular recomendaciones de política contractual basadas en evidencia para el diseño de futuros contratos petroleros que promuevan inversión eficiente, aumenten la renta estatal y garanticen sostenibilidad productiva.

1.5 Marco teórico

La literatura a nivel global evidencia que el petróleo persiste como uno de los recursos estratégicos de mayor relevancia para la economía mundial, a pesar de las fluctuaciones derivadas de la transición energética. Instituciones como la Agencia Internacional de Energía subrayan que, a pesar de la expansión de las fuentes de energía renovable, la demanda global de crudo continuará siendo considerable en las décadas venideras, aunque en un escenario de precios fluctuantes y presiones hacia la descarbonización (International Energy Agency, 2025).

Numerosos estudios han realizado una comparativa entre los contratos petroleros en América Latina, identificando discrepancias significativas en el diseño fiscal, los grados de participación estatal y los estímulos para los inversores (Vargas y S., 2015). Por ejemplo, naciones como México, Brasil y Colombia han modificado sus sistemas contractuales para incorporar modelos híbridos entre participación y provisión de servicios, con el objetivo de

potenciar la competitividad y atraer ingresos superiores sin desincentivar la inversión (Ghandi y Lin, 2014).

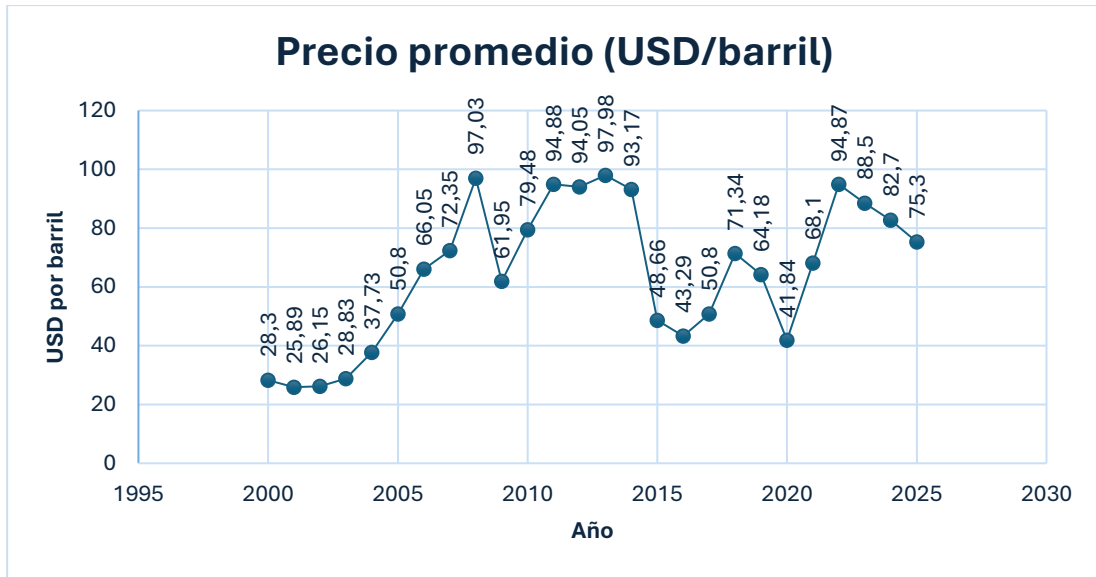
En el contexto ecuatoriano, el estudio se fundamenta en investigaciones anteriores que han examinado la progresión del sector hidrocarburos, sus contribuciones a la economía nacional y las repercusiones de las reformas regulatorias implementadas en las últimas décadas (IIH-UCE, 2024).

1.5.1 El sector petrolero en la economía mundial

El petróleo continúa siendo un recurso estratégico para la economía internacional, a pesar de las transformaciones que experimenta el sistema energético global. Desde la segunda mitad del siglo XX, el mercado del crudo ha estado marcado por episodios de alta volatilidad, condicionados por factores geopolíticos, tecnológicos y ambientales. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), junto con actores emergentes como Estados Unidos y Rusia, ha desempeñado un papel determinante en la configuración de la oferta global, mientras que la demanda se ha visto impulsada principalmente por el crecimiento de economías en desarrollo como China e India (OPEC, 2023).

Para comprender la magnitud de estas fluctuaciones, se presenta a continuación la evolución del precio internacional del petróleo entre 2000 y 2025, expresado en dólares estadounidenses por barril (USD/barril), con base en datos del Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energía (Figura 1).

Figura 1. Evolución del precio internacional del crudo (2000–2025)



Fuente: World Bank (2018); International Energy Agency (2025).

El gráfico muestra una tendencia de alta volatilidad, con tres momentos críticos que inciden directamente en los contratos petroleros: el auge de precios entre 2008 y 2014, la caída abrupta de 2014–2016, y la crisis de 2020. Estos episodios reflejan que cualquier modalidad contractual, sea de participación o de servicios, debe evaluarse dentro de un contexto internacional marcado por la inestabilidad de los precios y por la creciente influencia de políticas ambientales y de transición energética.

1.5.2 La industria petrolera en el Ecuador

La explotación petrolera en el Ecuador constituye uno de los pilares históricos de la economía nacional desde el descubrimiento de grandes yacimientos en la Amazonía en la década de 1960. La inauguración del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) en 1972 marcó el inicio de la era petrolera moderna, convirtiendo al crudo en la principal fuente de divisas y de financiamiento estatal (Banco Central del Ecuador, 2025).

La dependencia fiscal se hace evidente en la participación del petróleo dentro del producto interno bruto (PIB) y de las exportaciones. En la última década, a pesar de los esfuerzos de diversificación, el petróleo ha mantenido un peso significativo. Los datos del Banco Central

muestran que, entre 2014 y 2024, el promedio de participación del petróleo en el PIB se ubica entre 8 % y 12 %, mientras que en las exportaciones totales oscila entre el 25 % y el 40 %, con variaciones estrechamente ligadas a los precios internacionales del crudo (Banco Central del Ecuador, 2025).

A continuación, se presenta una Tabla 1 con la participación del petróleo en las exportaciones y en el PIB en la última década, lo que permite dimensionar con claridad la magnitud de este sector en la economía ecuatoriana.

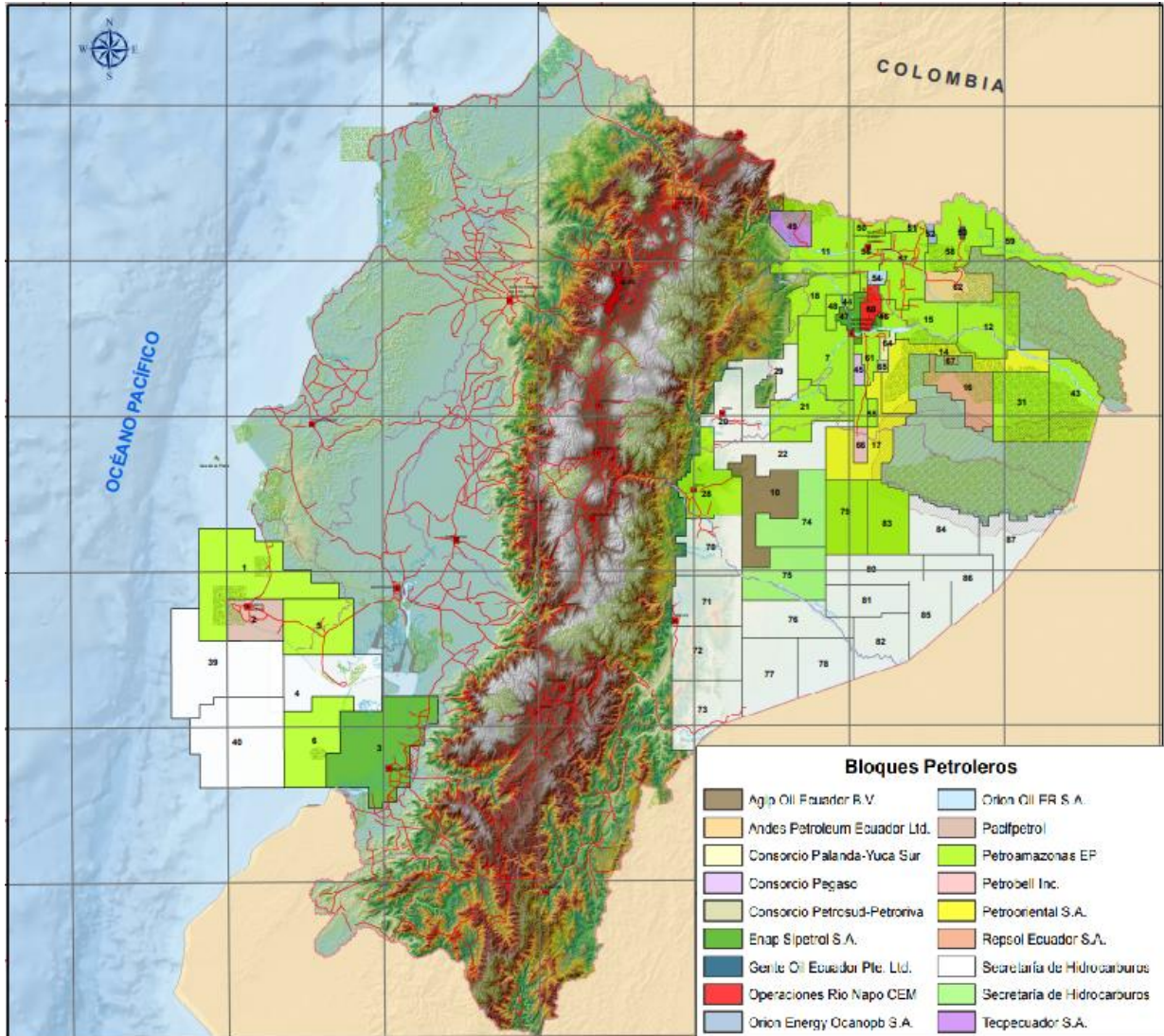
Tabla 1. *Participación del petróleo en el PIB y en las exportaciones (2014–2024)*

Año	Participación en PIB (%)	Participación en exportaciones (%)
2014	12	39,5
2015	8,7	28,3
2016	8,1	26,5
2017	9,2	30,7
2018	10,4	34,9
2019	9,8	31,5
2020	7,9	25,4
2021	9,5	32,1
2022	11,3	37,8
2023	10,6	33,9
2024	9,1	29,6

Fuente: Banco Central del Ecuador (2025).

La tabla refleja la importancia estratégica del petróleo para el país, mostrando que incluso en periodos de precios bajos, como en 2015 o 2020, su participación en las exportaciones se mantiene cercana al 25 %. Esto evidencia la dependencia estructural del Ecuador respecto a los hidrocarburos, lo que convierte a este recurso en un factor clave para la estabilidad macroeconómica y fiscal.

Figura 2. Bloques petroleros en el Ecuador



Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2024).

El mapa muestra que la mayor parte de los bloques se concentran en las provincias de Orellana, Sucumbíos, Pastaza y Napo, lo que evidencia la centralidad de la Amazonía en la producción petrolera del país. Esta distribución territorial explica, además, por qué las discusiones sobre contratos, rentas y políticas de explotación tienen un fuerte componente regional.

En términos de costos, EP Petroecuador informó que en 2025 el costo promedio de producción se situó en 27,35 dólares por barril, una cifra que refleja los desafíos de competitividad frente a otros países de la región, pero que también resalta la necesidad de

contratos que promuevan eficiencia operativa y estabilidad de inversiones (EP Petroecuador, 2025).

1.5.3 Marco normativo y contractual de los hidrocarburos

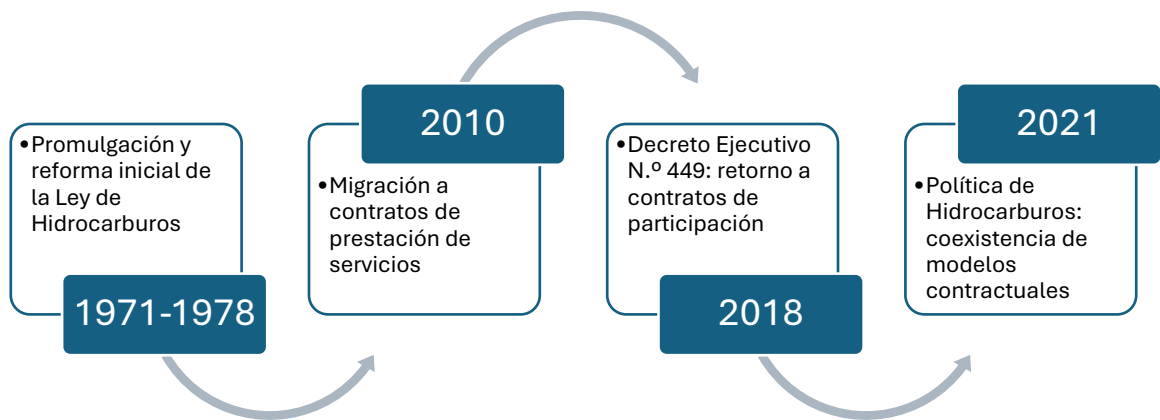
El marco normativo que regula la explotación de hidrocarburos en Ecuador ha experimentado importantes transformaciones desde la promulgación de la Ley de Hidrocarburos en 1971 y su reforma inicial en 1978. Esta legislación consolidó al Estado como titular de los recursos naturales y como principal beneficiario de la renta petrolera. (Bustamante Dávila, 2017).

Uno de los hitos más relevantes se produjo en 2010, cuando se dispuso la migración de los contratos de participación hacia contratos de prestación de servicios, mediante la Ley Reformativa para la Equidad Tributaria y las enmiendas posteriores a la Ley de Hidrocarburos. Este cambio buscaba asegurar una mayor renta para el Estado, reduciendo la participación directa de las compañías privadas en la producción y transformándolas en prestadoras de servicios pagadas con tarifas específicas (Pástor y Rojas, 2016).

En 2018, el Decreto Ejecutivo No. 449 permitió el retorno a los contratos de participación para ciertos bloques estratégicos, con el fin de atraer inversión en campos de alta complejidad técnica y fomentar la recuperación de producción en un contexto de restricciones fiscales (Ocampo y Carlos, 2016).

Finalmente, en 2021, se emitió la “Política de Hidrocarburos del Ecuador”, la cual introdujo una visión más flexible, permitiendo la coexistencia de contratos de participación y de prestación de servicios. Esta estrategia buscaba adaptar el marco contractual a las características técnicas y económicas de cada bloque petrolero, promoviendo la competitividad y sostenibilidad de las inversiones (Barzola-Plúas, 2022).

Figura 3. Línea de tiempo de las principales reformas contractuales en Ecuador



Fuente: Elaboración propia con base en Gobierno del Ecuador (EY Ecuador, 2021) y Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2019).

La figura muestra la secuencia de ajustes normativos y contractuales en el Ecuador, evidenciando cómo el país ha oscilado entre los contratos de participación y los de prestación de servicios en respuesta a coyunturas económicas y fiscales.

1.5.4 Contratos de participación y de prestación de servicios

Los contratos de participación se caracterizan porque el Estado, como dueño del recurso, acuerda con la empresa privada la explotación de un bloque petrolero, estableciendo que la producción obtenida se reparte en porcentajes previamente definidos. Este modelo busca incentivar la inversión privada, sobre todo en proyectos de alto riesgo, al permitir que la empresa comparta los beneficios derivados de su esfuerzo exploratorio y operativo (Albornoz, 2019).

Por otro lado, los contratos de prestación de servicios transforman a la compañía privada en un prestador que ejecuta actividades de exploración o producción, a cambio de una tarifa fija o variable pagada por el Estado. Aunque este modelo garantiza ingresos estables para el fisco y reduce la discrecionalidad en el reparto de utilidades, limita los incentivos de inversión a largo plazo y la asunción de riesgos exploratorios (Villavicencio, 2021).

Ambos modelos han sido utilizados no solo en Ecuador, sino también en otros países de América Latina. En Colombia, los contratos de participación han incentivado inversiones en la exploración costa afuera, mientras que en México los contratos de servicios predominaron hasta las reformas energéticas de 2013 (Ocampo y Ramírez, 2020).

Tabla 2. *Comparación entre contratos de participación y de prestación de servicios*

Elemento	Contrato de participación	Contrato de prestación de servicios
Asunción de riesgos	Empresa privada asume los riesgos de exploración y producción	El Estado asume la mayor parte de los riesgos
Retribución	La empresa recibe un porcentaje de la producción o utilidades	La empresa recibe una tarifa fija o variable
Incentivos	Fomenta inversión y exploración de riesgo	Incentivos limitados, menor interés en proyectos exploratorios
Participación estatal	Variable, depende del porcentaje acordado	Elevada, pues el Estado controla directamente la producción
Estabilidad fiscal	Menos predecible, depende de precios y producción	Más estable, ingresos asegurados por contratos
Atracción de inversión	Mayor atractivo en contextos de altos precios	Menor atractivo para proyectos de alto riesgo

Fuente: Elaboración propia con base en Albornoz (2019), Villavicencio (2021) y Ocampo & Ramírez (2020).

La tabla sintetiza los contrastes esenciales entre ambos modelos, evidenciando que los contratos de participación privilegian la atracción de capital privado a cambio de una participación variable en la renta, mientras que los contratos de servicios otorgan al Estado mayor seguridad fiscal, pero reducen la disposición de las empresas a invertir en exploración.

1.5.5 Enfoques teóricos y económicos aplicados

El análisis de los contratos petroleros requiere apoyarse en diversos enfoques teóricos que explican la distribución de riesgos, la estructura de incentivos y la gobernanza de los recursos naturales.

1.5.5.1 Teoría de los contratos

La teoría de los contratos se centra en el diseño de acuerdos que permitan coordinar a los actores involucrados bajo condiciones de incertidumbre, riesgo y asimetría de información. Jensen y Meckling (1976) desarrollaron la teoría de agencia, que advierte sobre la existencia de conflictos de intereses entre el principal y el agente, proponiendo mecanismos contractuales que alineen los incentivos y reduzcan los costos de supervisión. Williamson (1985), desde la teoría de los costos de transacción, complementa esta visión al explicar que la elección contractual debe considerar los costos de negociar, monitorear y cumplir acuerdos.

1.5.5.2 Economía institucional

La economía institucional aporta un enfoque que resalta el papel de las reglas formales e informales en el desempeño económico. North (1990) señala que las instituciones reducen la incertidumbre al establecer marcos de conducta predecibles, y que los cambios institucionales pueden transformar los incentivos de los actores económicos. En Ecuador, la alternancia entre contratos de participación y de servicios ha generado incertidumbre en las empresas operadoras, reflejando debilidades en la consistencia institucional. De ahí la importancia de consolidar un marco normativo estable que combine flexibilidad con seguridad jurídica.

1.5.5.3 Teoría de la renta de los recursos naturales

La teoría actual de la renta de los recursos naturales admite que la extracción de recursos no renovables, como el petróleo, genera una renta económica considerable que requiere una gestión estratégica. Este ingreso, el resultado de la discrepancia entre los ingresos y los costos de extracción debe ser gestionado de manera que favorezca tanto a la economía contemporánea

como a las generaciones venideras, particularmente en naciones con una elevada dependencia de los hidrocarburos.

Investigaciones contemporáneas evidencian que esta modalidad de uso propicia un comportamiento procíclico del endeudamiento público, particularmente pronunciado en naciones dependientes de los recursos naturales (Okombi y Mampieme, 2024).

Por el contrario, naciones con sólidos sistemas fiscales y normativas explícitas de ahorro han conseguido emplear la renta extractiva para fomentar la estabilidad económica, la inversión y la sostenibilidad integral. Por ejemplo, Rusia ha implementado instrumentos fiscales tales como aranceles a la exportación y el impuesto a la extracción con el objetivo de capturar hasta el 87 % de la renta petrolera. No obstante, reformas recientes han debilitado dicho mecanismo y disminuido su eficacia (Fedotov y Burov, 2024).

Estas experiencias comparativas indican que los contratos petroleros deben ser conceptualizados no únicamente como mecanismos de captación fiscal inmediata, sino también como instrumentos estratégicos para fomentar la equidad intergeneracional, la estabilidad fiscal y el avance sostenible.

1.5.5.4 Gobernanza de los recursos naturales

Investigaciones actuales enfatizan que una gobernanza efectiva en el sector extractivo demanda elevados grados de transparencia, mecanismos de rendición de cuentas y una participación activa de la ciudadanía en las decisiones vinculadas a la administración de recursos (Brunnschweiler et al., 2025). La puesta en marcha de políticas de transparencia ha generado efectos diversos dependiendo de los contextos institucionales y culturales. Por ejemplo, en Indonesia, se ha evidenciado que la transparencia respecto a la renta petrolera solo propicia una participación ciudadana eficaz si se acompaña de canales accesibles, información pertinente y la capacidad institucional para responder (Putri y Lujala, 2023).

En el contexto ecuatoriano, donde una proporción significativa de la producción petrolera se concentra en la Amazonía, un territorio caracterizado por su biodiversidad elevada y la

presencia de comunidades indígenas, la gobernanza debería integrar criterios socioambientales y principios de consulta previa, libre e informada. La intensificación de estructuras participativas y de supervisión desde la sociedad civil podría potenciar la legitimidad de los contratos petroleros y mitigar los riesgos de conflictividad territorial (Vela-Almeida et al., 2022).

1.5.5.5 Integración de enfoques

Si bien cada teoría ofrece aportes específicos, su integración permite un análisis más completo. La teoría de contratos aporta elementos microeconómicos para diseñar incentivos adecuados, la economía institucional enfatiza el papel de la estabilidad normativa, la teoría de la renta de recursos introduce la dimensión de sostenibilidad intergeneracional, y la gobernanza orienta hacia un manejo transparente y participativo de los recursos.

1.5.6 Estudios empíricos y antecedentes recientes

Las investigaciones empíricas en torno a los contratos petroleros en Ecuador han examinado las repercusiones de las modificaciones en las modalidades contractuales en términos de inversión, ingresos fiscales y producción. Por ejemplo, se ha constatado que las modificaciones en la política fiscal en el sector petrolero han producido efectos considerables en la inversión pública y el crecimiento del Producto Interno Bruto. Sin embargo, también han expuesto la susceptibilidad del país a las fluctuaciones externas del precio del crudo (García-Albán et al., 2021).

Adicionalmente, una investigación contemporánea que emplea el modelo *Mixed Data Sampling* (MIDAS), una metodología econométrica que permite incorporar variables con diferentes frecuencias temporales, como precios diarios del petróleo y datos fiscales trimestrales, evidenció que la fluctuación del precio del petróleo tiene implicaciones positivas para el gasto público y los ingresos fiscales en Ecuador, aunque con riesgos vinculados a una política fiscal imprudente (Camacho-Villagómez et al., 2024).

A escala regional, diversas naciones han implementado distintas metodologías contractuales. Por ejemplo, Colombia y Perú han preservado estructuras de contratos de participación estables que han promovido la inversión exploratoria, mientras que Brasil ha implementado modelos híbridos para el desarrollo del presal. Por otro lado, México instauró reformas constitucionales en 2013 que posibilitaron la implementación de modelos de producción compartida, tras décadas de contratos de servicios (Buitrón Cañadas et al., 2023).

Estas experiencias análogas consolidan el postulado de que la selección de la modalidad contractual debería tener en cuenta tanto las condiciones técnicas de los yacimientos como los objetivos de política pública, incorporando elementos fiscales, de gobernanza y de sostenibilidad medioambiental.

Los organismos multilaterales también han aportado evaluaciones relevantes. La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2019) advierte que la volatilidad de los precios del petróleo obliga a los países exportadores a diseñar contratos flexibles que protejan los ingresos fiscales sin desincentivar la inversión. El Banco Mundial (2022) enfatiza que la gobernanza de los contratos debe incorporar cláusulas de transparencia y mecanismos de rendición de cuentas, con el fin de mitigar riesgos de corrupción.

Con el fin de sintetizar los hallazgos más relevantes de estos estudios, se presenta a continuación una tabla comparativa.

Tabla 3. *Síntesis de estudios relevantes sobre contratos petroleros en Ecuador y América Latina*

Autor(es)	Año	País/ámbito	Hallazgos principales
Pástor & Rojas	2016	Ecuador	Los contratos de servicios incrementaron ingresos fiscales inmediatos, pero redujeron la inversión exploratoria.
Villavicencio	2021	Ecuador	El retorno a contratos de participación buscó atraer inversión privada, aunque generó debates sobre distribución de la renta.

Ocampo Ramírez	&	2020	América Latina	Colombia y Perú mantuvieron contratos de participación estables; México y Brasil aplicaron esquemas diferenciados con resultados mixtos.
CEPAL		2019	América Latina	La volatilidad de precios exige contratos flexibles que equilibren renta estatal e incentivos a la inversión.
Banco Mundial		2022	Global/LatAm	La gobernanza contractual debe incluir transparencia y mecanismos anticorrupción.
OPEC		2023	Global	La demanda de crudo se mantendrá significativa hasta 2045, lo que obliga a esquemas contractuales estables y competitivos.

Fuente: Elaboración propia con base en Pástor y Rojas (2016), Villavicencio (2021),

Ocampo y Ramírez (2020), CEPAL (2019), Banco Mundial (2022) y OPEC (2023).

La tabla sintetiza los principales aportes de la literatura, mostrando que en Ecuador la discusión se centra en el balance entre ingresos fiscales y atracción de inversión, mientras que a nivel regional los estudios coinciden en la necesidad de estabilidad normativa y gobernanza transparente.

2. METODOLOGÍA

2.1 Enfoque metodológico general

Este estudio se llevó a cabo utilizando un enfoque mixto, que combina herramientas tanto cuantitativas como cualitativas para examinar los efectos económicos y operativos de las modalidades contractuales en el sector petrolero ecuatoriano entre 2000 y 2024. La parte cuantitativa nos permitió identificar tendencias a lo largo del tiempo, variaciones en la producción, niveles de inversión, ingresos fiscales y la eficiencia operativa que resultan de los contratos de participación y de servicios específicos. Al mismo tiempo, el componente cualitativo nos ayudó a interpretar estos resultados en el contexto institucional, normativo y político que caracterizó cada período contractual. Para garantizar una estructura clara, en esta sección se presentan de manera ordenada la formulación del problema y las alternativas metodológicas evaluadas, el diseño metodológico adoptado, las fuentes de información utilizadas, el proceso de construcción de la base de datos, la definición de variables, los métodos de análisis aplicados y las consideraciones éticas.

2.2 Formulación del problema y alternativas metodológicas

En esta investigación, el problema que se centra en las diferentes modalidades contractuales, analizar cómo ha influido en el rendimiento operativo y económico del sector petrolero, esto tanto para los contratos de participación que fueron acogidos del 2000 al 2009 como también los contratos de servicios que empezó a regir desde el 2010. La necesidad de realizar un análisis fue porque el petróleo era el principal recurso que generaba ingresos al Estado e indagar sobre las consecuencias que han traído los cambios de los marcos contractuales en la inversión, en la producción, en la participación fiscal. En un primer momento, fueron valorados tres enfoques metodológicos: descriptivo-comparativo, estudio de caso y análisis econométrico. El enfoque descriptivo-comparativo permite saber si existen patrones en series temporales, o diferencias entre tipos de contrato a partir de variables agregadas. El estudio de

caso da una visión pormenorizada sobre el rendimiento o eficiencia. En cuanto a lo econométrico se utilizó los datos tales como producción, inversión, WTI como principales variables para su determinación, para tener resultados que sean entendibles e informativos se optó por un enfoque mixto que se basó principalmente en análisis descriptivo y comparativo, complementado con una interpretación cualitativa del contexto.

2.3 Diseño del estudio

La investigación se realizó bajo un diseño no experimental, longitudinal y comparativo. No experimental, porque no existió manipulación de ningún tipo de variable, sino que se manipuló información histórica. Longitudinal, pues se analizaron series anuales consideradas para un tiempo de 25 años. Comparativo, en tanto que se contraponen dos períodos claramente identificables, uno de los períodos con contratos de participación (2000–2009) y el otro de contratos de servicios específicos (2010–2024). Este diseño habilitó la posibilidad de analizar la manera en que variaban los indicadores del sector en función del tipo de contratación vigente. La unidad de análisis fue el año petrolero nacional, mediante datos agregados a nivel país.

2.4 Fuentes de información

Los datos que se utilizaron en este estudio son únicamente a partir de fuentes oficiales y públicas. Entre las más destacadas se encuentran los Anuarios Estadísticos del Banco Central del Ecuador, los informes operativos y productivos de EP Petroecuador, los boletines regulatorios de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), así como los informes del Ministerio de Energía y Minas que están relacionados con la política del sector. Además, se incluyeron los precios internacionales del crudo WTI, que se obtuvieron de la U.S. Energy Information Administration (EIA). Gracias a estas fuentes, se pudieron construir series coherentes para cada una de las variables que se analizaron, cabe recalcar que se ha usado información directa.

2.5 Construcción y depuración de la base de datos

La base de datos ha sido construida integrando la información original de las fuentes mencionadas, los datos fueron agregados en una matriz con el período 2000–2009 que pertenece a contratos de participación y del 2010-2024 que pertenece a la modalidad contractual por servicios. Una vez consolidada, se aplicó un proceso de filtración que incluyó la constatación de la consistencia entre fuentes, la estandarización de unidades, los valores monetarios y la revisión de variaciones abruptas que pudieran indicar errores de registro.

2.6 Definición de variables

Las variables principales del estudio fueron producción, inversión, ingresos fiscales y eficiencia operativa, todas medidas de manera anual. La variable eficiencia se calculó como la relación entre producción anual y la inversión correspondiente. También se incorporaron el tipo de contrato (Dummy), codificado como participación o servicios, el porcentaje de participación estatal en la renta petrolera y el precio internacional WTI promedio anual. Cada una de estas variables permitió caracterizar el desempeño del sector bajo los dos regímenes contractuales.

2.7 Métodos analíticos aplicados

Se llevó a cabo un análisis descriptivo en virtud del cual se calcularon los valores promedios, los valores mínimos, los valores máximos y las variaciones de cada año para cada variable; a este análisis le siguió el análisis de las comparaciones entre los periodos de participación y de servicios concretos en la forma relativa y la de la producción, la inversión, los ingresos fiscales y la eficiencia del gasto público, además de generar las tendencias temporales, que permitieron dar cuenta de los periodos de crecimiento, estancamiento o empeoramiento, las que fueron contextualizadas en el marco institucional del sector hidrocarburífero ecuatoriano y los cambios normativos, reformas contractuales, estructuras de incentivos y políticas públicas de

gestión de la renta petrolera; la integración cualitativa fue capaz de dar el contexto necesario hacia las variaciones que se dieron en los resultados.

Para el análisis econométrico se usó un modelo de efectos fijo, tomando en cuenta los datos de panel para los años y para los dos tipos de contrato, los cuales eran de participación y servicios, se ha tomado información básica de la producción, inversión, eficiencia, ingresos fiscales, esta data ha sido sistematizada y comprobada. Este modelo permitió manejar cambios no vistos entre las compañías y los años. A la vez, mostró el efecto real del tipo de contrato, los coeficientes fueron comprobados por medio de pruebas de significancia por lo que se pudo dar determinación del sentido cada modalidad de contrato influye sobre la producción, la eficiencia y la recaudación utilizando software estadístico con el objetivo de generar los resultados y obtener la interpretación correspondiente. En el sector petrolero de Ecuador existen varios factores estructurales que no son cambiantes anualmente, tales como la geología de los bloques, las características de los yacimientos, la infraestructura inicial, la localización geográfica o la tecnología base utilizada que pueden influir de forma simultánea en la producción, eficiencia e inversión. El modelo de efectos fijos permitió aislar estos datos, eliminando así su influencia y garantizando que los coeficientes estimados reflejaran la relación entre variables explicativas y variables dependientes.

Como complemento al análisis descriptivo se ha incorporado el cálculo de la tasa de crecimiento anual compuesta denominado como CAGR, con la finalidad de medir la tendencia a largo plazo en las variables fundamentales como la producción, la inversión y los ingresos fiscales durante el período 2000–2024. Dicho indicador permitió evaluar el ritmo promedio del crecimiento por año dónde se descuenta las fluctuaciones interanuales, resultando adecuado en las series que fueron afectadas por los ciclos de precios o cambio en la política pública.

2.8 Pruebas estadísticas aplicadas

Una vez que han sido estimados los modelos econométricos, se aplicaron varias pruebas estadísticas para la evaluación de la validez y confiabilidad de los resultados adquiridos.

a) p-valores (pruebas de significancia individual)

Para cada coeficiente β_i se ha calculado su p-valor, con el objetivo de determinar la significancia estadística entre cada variable significativa y la variable dependiente y conociendo su relación.

- Si el p-valor fue menor a 0.05, el coeficiente se consideró como significativo, mostrando una evidencia tangible para afirmar que esta variable sí influía en el resultado.
- Si el p-valor fue mayor a 0.05, se interpretó como una relación no significativa, indicando que no existía evidencia estadística que sea concluyente de su efecto individual.

Esta prueba permitió que se identifiquen qué factores explicaban las variaciones en la producción, la eficiencia y también los ingresos fiscales.

b) Prueba F (significancia conjunta del modelo)

Se aplicó una prueba F global, que era destinada para verificar si el conjunto de las variables incluidas dentro del modelo explicaba de modo significativo a la diferenciación de la variable dependiente. La hipótesis nula bosquejaba que todos los coeficientes eran paralelamente iguales a cero. Un valor característico ($p < 0.05$) reveló que el modelo, en su totalidad, tenía cabida explicativa y que por lo menos una de las variables independientes influía en el comportamiento de la variable que era analizada.

c) R^2 ajustado (capacidad explicativa del modelo)

Se ha utilizado el R^2 ajustado, para que refleje qué proporción de la incertidumbre de la variable dependiente es explicada por el modelo contractual, ajustada por el número de regresores. El indicador resultó principalmente relevante en datos de panel, ya que penaliza la inserción de variables poco importantes y ofrece una disposición más precisa de la calidad.

2.9 Procedimientos cuantitativos y fórmulas utilizadas

Con la finalidad de avalar transparencia y trazabilidad metodológica, se puntualizaron los procedimientos matemáticos aplicados para calcular cada variable, así como las transformaciones estadísticas que fueron realizadas en la base de datos.

2.9.1 Eficiencia

La eficiencia es uno de los datos que fueron tomados en cuenta para el análisis, la cual se obtuvo relacionando el volumen de producción (MMbbl) con la inversión ejecutada cada año (M USD), por lo tanto su formulación es:

$$Eficiencia = \frac{Producción_t}{Inversión_t} \quad (1)$$

Esta relación permitió que se pueda identificar cuántos barriles se generaron por cada millón invertido, lo cual funcionó como indicador comparativo entre las modalidades de los contratos.

2.9.2 Deflatación de variables monetarias

Para hablar de la inversión, los ingresos fiscales o costos en dólares, esos valores van cambiando con el tiempo por la inflación que existe, por ello para lograr la comparación correcta de los años 2000 al 2024, hay que llevar todos los valores a “dólares constantes”, así que se aplica:

$$Valor Real_t = \frac{IPC_{base}}{IPC_t} \times Valor Nominal_t \quad (2)$$

Esto evitó distorsiones asociadas a inflación y permitió comparar valores homogéneos entre periodos.

Donde:

ValorNominal_t = es el valor en M USD.

IPC_t = índice de precios del año t.

IPC_base = normalmente el IPC del último año o uno de referencia.

2.9.3 Cálculo del crecimiento anual

El CAGR muestra cuánto aumenta una variable en promedio por año, aunque esta suba y baje, su cálculo se da mediante la fórmula:

$$CAGR = \left(\frac{\text{Valor Final}}{\text{Valor Inicial}} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (3)$$

donde:

Valor Final = valor de la variable en el último año analizado.

Valor Inicial = valor en el primer año del período.

n = número de años del intervalo.

Este indicador permitió la comparación de la evolución promedio de la producción en los años con contratos de participación (2000–2009) con respecto a los años con contratos de servicios (2010–2024), así como también a identificar aceleraciones o desaceleraciones asociadas al cambio contractual.

2.9.4 Variable Dummy

En la revisión se encontró que durante los 24 años establecidos a investigar han existido dos tipos de contratos (participación y servicios), por ello para poder identificar y realizar los cálculos econométricos según la modalidad contractual se ha establecido de manera numérica ya que no se permite texto, esto es denominado como variable Dummy lo cual facilitó el manejo de las hojas de cálculo, se expresa de la siguiente forma:

$$\textit{Tipo contrato} = (1 \textit{ si es participación}, 2 \textit{ si es servicio}) \quad (4)$$

2.9.5 Modelo econométrico aplicado

Especificación del modelo (fórmula limpia):

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 \textit{Tipo contrato}_t + \beta_2 \textit{Inversion}_t + \beta_3 \textit{Pct Estado}_t + \beta_4 \textit{WTI}_t + \varepsilon_t \quad (5)$$

Dónde:

Y_t → variable dependiente (puede ser producción, eficiencia o ingresos).

TipoContrato_t → variable dummy (1 participación, 0 servicios).

Inversión_t → inversión real.

PctEstado_t → porcentaje de participación estatal.

WTI_t → precio del petróleo.

ε_t → error del modelo.

Esto se da para estimar los efectos causales de los tipos de contratos sobre la inversión privada, los ingresos fiscales y la eficiencia.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Durante la adquisición de datos, se conoció que existen rangos de años en los cuales existía contratos participativos que estaban vigentes hasta el 2009 y que posteriormente a partir del 2010 se empezó a regir los contratos por servicios. A continuación se detalla por año la producción, inversión, ingresos, eficiencia, tipo de contrato, el porcentaje que recibe el estado y el WTI promedio (Tabla 4 y Tabla 5):

Contrato por participación

Tabla 4 Datos anuales del sector petrolero ecuatoriano (2000–2009) bajo contratos de participación

Año	Producción (MMbbl)	Inversión (M USD)	Ingresos Fiscales (M USD)	Eficiencia (MMbbl/M USD)	Tipo Contrato	% Estado	WTI Promedio
2000	150.98	818.13	2902.48	184.541	Participación	0.7	46.02
2001	151.33	826.94	3044.31	183.004	Participación	0.7	49.85
2002	153.9	800.34	3020.47	192.294	Participación	0.7	48.05
2003	155.41	830.08	3212.48	187.224	Participación	0.7	53.38
2004	158.27	833.02	3137.88	189.997	Participación	0.7	57.69
2005	162.74	837.04	3192.4	194.425	Participación	0.7	57.35
2006	161.82	879.16	3363.74	184.058	Participación	0.7	57.09
2007	162.57	870.71	3396.21	186.707	Participación	0.7	59.13
2008	165.24	897.09	3480.37	184.197	Participación	0.7	56.03
2009	169.13	907.86	3361.96	186.297	Participación	0.7	57.45

Nota. Valores en millones de dólares (M USD) para inversión e ingresos fiscales; producción en millones de barriles (MMbbl); eficiencia en barriles por dólar (bbl/USD); WTI en USD por barril.

Contrato por servicio

Tabla 5 Datos anuales del sector petrolero ecuatoriano (2010–2024) bajo contratos de prestación de servicios

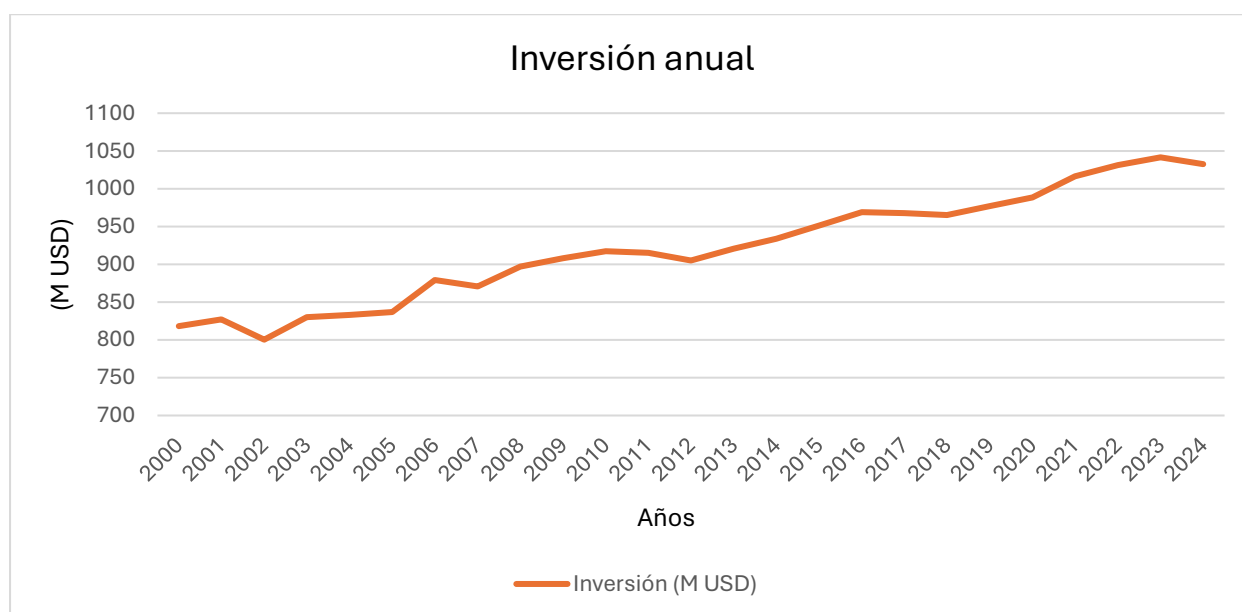
Año	Producción (MMbbl)	Inversión (M USD)	Ingresos Fiscales (M USD)	Eficiencia (MMbbl/M USD)	Tipo Contrato	% Estado	WTI Promedio
2010	172.01	917.32	3515.52	187.517	Servicios	0.85	63.88
2011	171.17	915.34	3626.95	187.002	Servicios	0.85	59.75
2012	176.08	905.05	3574.74	194.549	Servicios	0.85	66.96
2013	175.27	920.93	3579.32	190.314	Servicios	0.85	69.63
2014	177.47	933.85	3670.76	190.039	Servicios	0.85	63.39
2015	177.59	951.39	3680.68	186.667	Servicios	0.85	69.76
2016	181.23	968.98	3775.14	187.032	Servicios	0.85	73.58
2017	182.27	967.96	3889.4	188.305	Servicios	0.85	71.72
2018	183.3	965.05	3866.03	189.942	Servicios	0.85	67.35
2019	190.67	977.05	4004.57	195.145	Servicios	0.85	69.1
2020	189.13	988.5	4044.99	191.33	Servicios	0.85	73.32
2021	190.04	1016.36	4031.75	186.976	Servicios	0.85	73.15
2022	195.83	1031.34	4067.53	189.883	Servicios	0.85	78.56
2023	197.52	1041.56	4177.48	189.64	Servicios	0.85	82.34
2024	198.66	1032.49	4234.14	192.408	Servicios	0.85	74.75

Nota. Se presentan producción, inversión, ingresos fiscales, eficiencia, porcentaje de participación del Estado y precio promedio del WTI.

3.1 Inversión (M USD)

La Figura 4 muestra la Tendencia de la Inversión Anual (M USD) la cual se encuentra inyectada al sector petrolero durante los dos modelos contractuales (2000–2024). Demuestra un crecimiento ascendente y sostenido de la inversión, que se acrecienta a partir del año 2010. Esta evolución es la realidad de cómo el modelo de Contratos de Servicios logró asegurar un constante flujo de capital (968.88 M USD promedio), superando al modelo de Participación (853.49 M USD promedio) acabando con el riesgo de falta de capital para lograr la sostenibilidad productiva.

Figura 4 Evolución de la inversión en el sector petrolero ecuatoriano (2000–2024)



Nota. La gráfica muestra la inversión anual en millones de dólares, diferenciando los periodos de contratos de participación y de servicio.

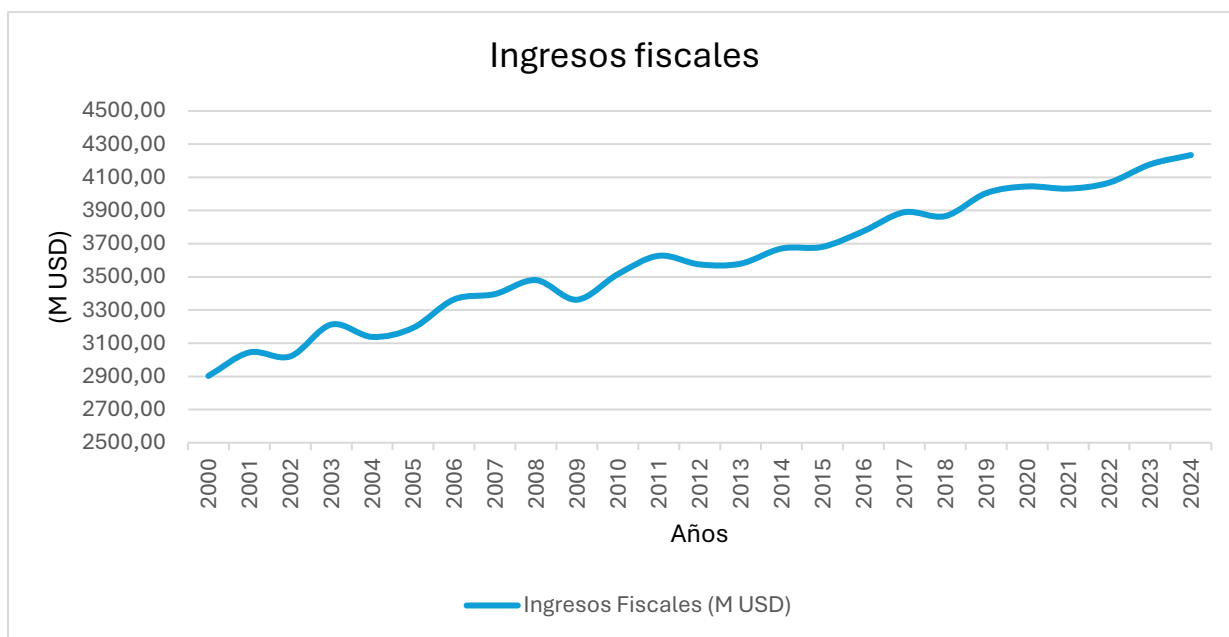
La inversión muestra una tendencia clara y de manera no interrumpida al aumento durante todo el periodo. Se debe tomar en cuenta que hay que separar los dos periodos tanto para contratos participativos como de servicios. En la primera parte del año 2000 al año 2009 (contrato de participación), la inversión presenta un crecimiento que se aproxima a 818 M

USD a 907 M USD, por otra parte del año 2010 al año 2024 la inversión muestra un ascenso, superando así los 1,000 M USD y alcanzando los 1,032 M USD en 2024.

De forma generalizada se puede consolidar que el cambio en los contratos partiendo de participación al de servicios no detuvo la tendencia ascendente de la inversión, se puede demostrar este resultado como positivo ya que concurría la posibilidad que al regir este sistema por servicio se diera mayor incertidumbre a las empresas en cuanto a mantener o aumentar sus flujos de inversión a largo plazo.

3.2 Ingresos fiscales

La Figura 5 indica la Evolución Anual de los Ingresos Fiscales (M USD) los mismos que han sido generados por el sector petrolero del Ecuador a lo largo del período de estudio (2000–2024). El gráfico muestra una tendencia de ascendencia constante de los ingresos fiscales brutos. Esta línea de tiempo establece el contexto económico para el análisis, exponiendo que, en términos absolutos, el Estado aumentó sus ingresos durante estos dos modelos contractuales.

Figura 5 Evolución de los ingresos fiscales del sector petrolero (2000–2024)

Nota. La gráfica presenta los ingresos fiscales generados por los bloques petroleros en los periodos de contratos de participación (2000–2009) y de servicios (2010–2024)

Los ingresos fiscales formados por el sector petrolero manifiestan una tendencia progresiva sostenida durante todo el período de análisis. Entre 2000 y 2009, bajo contratos de participación, los ingresos fiscales acrecentaron de aproximadamente \$2,902 M USD a \$3,362 M USD, lo que manifiesta un incremento análogo al crecimiento de la inversión y de la producción, así como al resultado del precio del petróleo WTI en ese ciclo.

A partir del 2010, con la aceptación de contratos de servicios, los ingresos fiscales perpetuaron un aumentando, alcanzando a 4,234 M USD en el 2024. Esto exterioriza que, aunque este modelo descompone parcialmente los pagos de las empresas del precio del WTI, logra avalar ingresos más predecibles para el Estado, protegiendo la estabilidad fiscal incluso ante la volatilidad internacional del crudo.

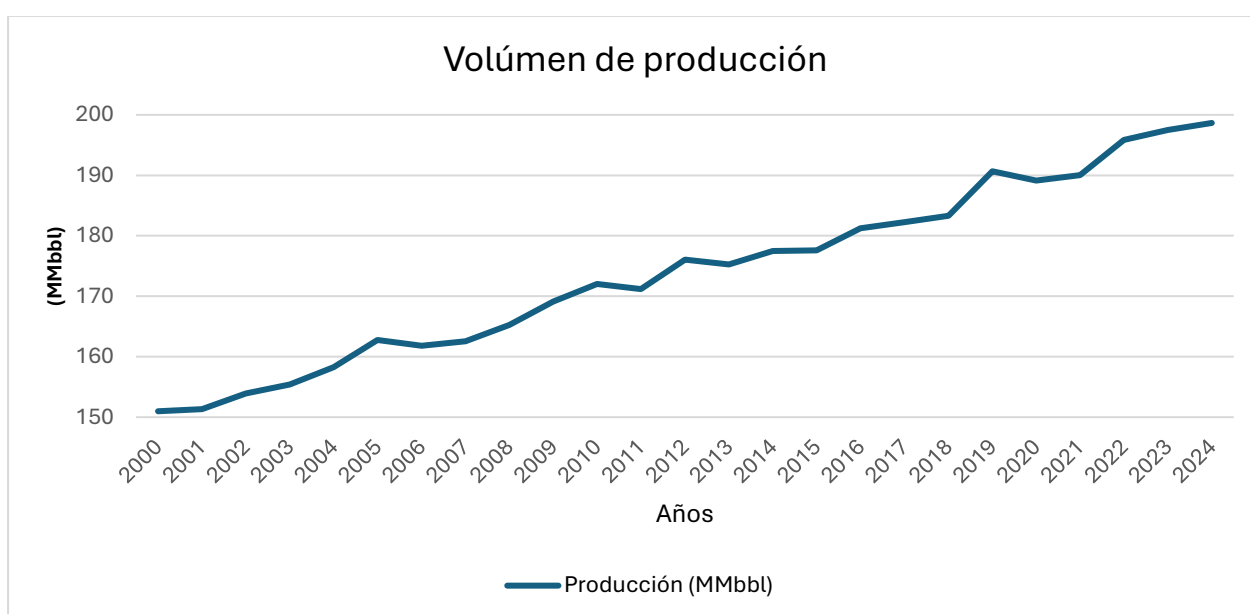
De manera generalizada, se puede aseverar que la transformación de contratos de participación a contratos de servicios no afectó denegadamente la percepción fiscal, sino que consintió en consolidar un flujo de ingresos que se apege a la estabilidad y predictibilidad.

Este procedimiento indica que, aunque de la inversión es creciente y la producción es relativamente plana, los mecanismos de contrato y la participación del Estado aseveraron la transferencia de recursos al fisco de manera continua.

3.3 Producción (MMbbl)

La Figura 6 indica la Evolución del Volumen de Producción de Petróleo (MMBbl) en el país a lo largo de los dos modelos de contrato (2000–2024). El gráfico muestra una tendencia de aumento constante y constante a lo largo del periodo. La producción pasó del promedio de 159.27 MMBbl en Participación hasta 2009 a 183.83 MMBbl en Servicios desde 2010, explicando que la inversión asegurada por ambos tipos de contrato ha sido esencial para erradicar el desnivel natural de los campos maduros y mantener la sostenibilidad operativa.

Figura 6 Evolución de la producción petrolera en Ecuador (2000–2024)



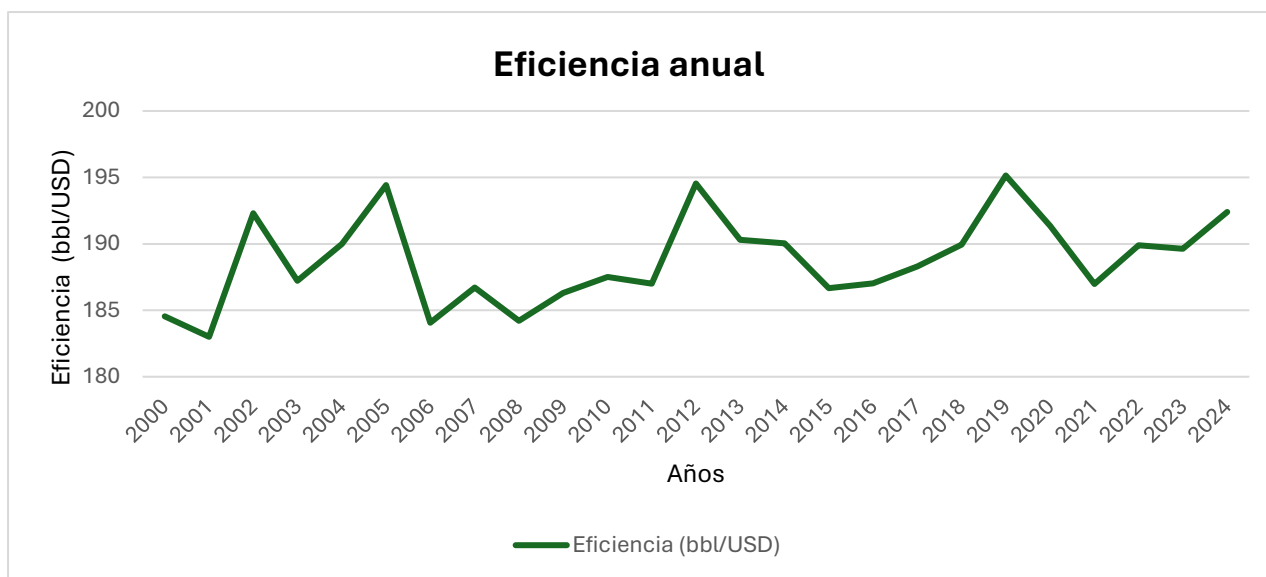
Nota. La gráfica muestra la producción anual de crudo en millones de barriles, diferenciando los periodos de contratos de participación y de servicios.

El comportamiento de la Producción (MMbbl) demuestra un crecimiento moderado a lo largo de 2000-2024, se puede ver que aproximadamente del 150 MMbbl está en un inicio y al final se tiene cerca de 199 MMbbl.

En relación en cuanto a estos dos aspectos fundamentales| tales como la inversión y producción se puede denotar que existe una discrepancia, la inversión acrecienta significativamente, pero la producción apenas asciende, esto en el campo petrolero es corrientemente normal. Se requiere una inversión creciente para obtener un crecimiento de producción cada vez más pequeño. Esto es típico de campos maduros y sugiere que, independientemente del modo de contrato, la dificultad técnica para extraer más crudo está aumentando.

3.4 Eficiencia

La Figura 7 muestra la Evolución de la Eficiencia Anual (bbl/USD) del sector petrolero ecuatoriano desde el inicio del periodo de estudio (2000–2024). El gráfico retrataba una tendencia fundamentalmente estable, marcada por niveles de eficiencia muy restringidos (185 a 195 bbl/USD). Este comportamiento muestra ser fundamental en el análisis técnico, en la medida que muestra que el cambio de contrato al modelo de Servicios no generó variaciones significativas en la eficiencia y que debido a la madurez de los campos requiere una inversión marginalmente mayor para mantener la producción u obtener aumentos en la producción.

Figura 7 Evolución de la eficiencia de inversión en la producción petrolera (2000–2024)

Nota. La gráfica muestra la relación entre producción y monto invertido, expresada en barriles por dólar (bbl/USD), durante los periodos de contratos de participación (2000–2009) y de servicios (2010–2024).

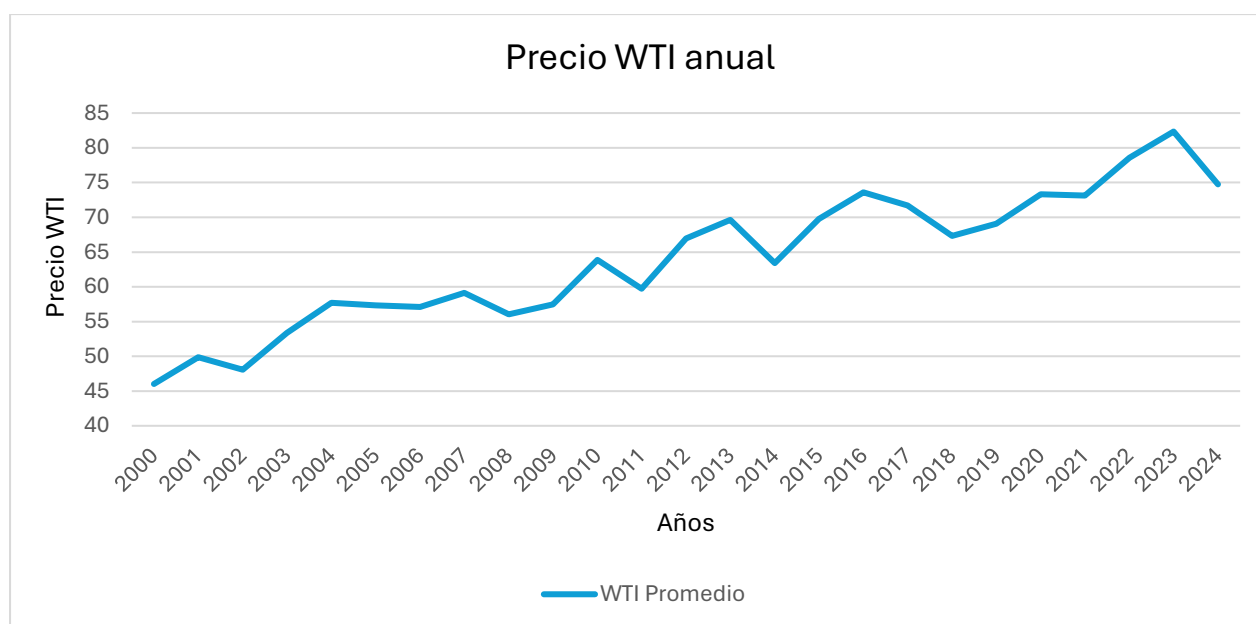
La eficiencia, considerando en este caso como producción por unidad de inversión (bbl/USD) se mantuvo relativamente estable durante todo el período. De 2000 a 2009, la eficiencia bajo contratos de participación se presentó en un rango de entre 184–194 bbl/USD, mientras que de 2010 a 2024 y bajo contratos de servicios la eficiencia fue cercana a valores del orden de 186–195 bbl/USD. Este comportamiento indica que si bien la inversión creció de manera importante, la producción no hizo lo propio y la relación entre la inversión y la producción se mantuvo constante. La conversión a contratos de servicios no propició mejoras relevantes en eficiencia, aunque sí otorgó una mayor estabilidad fiscal al Estado, todo ello en función de los campos petroleros maduros, donde adicionalmente cualquier inversión adicional requiere inversiones crecientes y la eficiencia tiende a estabilizarse.

3.5 Precio WTI

La figura 8 expone la Evolución Anual del Precio Promedio del Petróleo Crudo WTI (USD/bbl), en el interior de los dos regímenes contractuales (período 2000–2024). El gráfico

presenta un índice de mucha volatilidad del precio de referencia, así como también una clara tendencia de largo plazo hacia incrementos. Esta tendencia representa el marco de referencia de la economía, ya que el precio del petróleo WTI Promedio fue muy elevado: 70.48 USD/bbl en la vigencia del régimen de Contratos de Servicios (2010-2024) a diferencia del régimen de Contratos de Participación (53.60 USD/bbl).

Figura 8 Evolución del precio promedio del WTI (2000–2024)



Nota. La gráfica muestra la tendencia del precio promedio del crudo WTI durante los periodos de contratos de participación (2000–2009) y de servicios (2010–2024).

El precio medio del WTI en el periodo 2000-2024 revela una alta volatilidad y responde a una indicación clara de la intensa sensibilidad del sector petrolero ecuatoriano en el marco del precio del crudo en los mercados internacionales. Esta variabilidad se manifiesta en los picos de 2007-2008, 2011-2015 y 2022-2024 así como también en caídas temporales al inicio del período. Ya en el periodo de contratos de participación (2000-2009), el precio del WTI varió de 46 USD/bbl en 2000 a alrededor de 59 USD/bbl en 2007, es decir, muestra una tendencia de crecimiento pero con marcadas fluctuaciones. Bajo este régimen, los ingresos de las compañías petroleras se vinculaban al precio internacional, trasladando buena parte del

riesgo al operador. Es decir, en años de altos precios, como 2007-2008, las empresas gozaban de altas rentabilidades pero estaban expuestas al riesgo en años como 2000-2002, en donde los precios eran bajos.

3.6 Porcentaje del Estado

La Evolución del Porcentaje de Participación del Estado en la Propiedad del Crudo (2000–2024), se produce un brusco cambio estructural en el periodo analizado a partir del año 2010 en que la participación del Estado pasa del 0.70% (vigente en los Contratos de Participación) al 0.85% (el porcentaje establecido por la Ley de Hidrocarburos de 2010, respecto a los Contratos de Servicios). Dicho cambio es considerado el fundamento tanto jurídico como político para esta modificación contractual a tenor del objetivo teórico de incrementar la soberanía y la captura de renta petrolera por parte del Estado.

Durante el periodo analizado, el Estado percibía el 0.7 % de las utilidades percibidas de los bloques petroleros. Es un porcentaje que es bajo y que reitera que buena parte del riesgo a que se vincula con las decisiones de inversión y con los precios internacionales es asumido por parte de las compañías operadoras. Por otra parte, las ganancias fiscales del Estado eran más vulnerables a los vaivenes del WTI y de la producción, ya que se incrementaba cuando los precios eran altos y se mermaban en años caracterizados por precios bajos o de menor producción.

Sobre los contratos de servicios, esta fase supone que el Estado incrementó su porcentaje hasta alcanzar un 0.85 %, lo que proporciona una mayor estabilidad de los ingresos fiscales para el Estado. Un incremento en el porcentaje del Estado permite que los ingresos del Estado dependan menos de la varianza del WTI y de las variaciones de la inversión empresarial. Sin embargo, este cambio implica que las compañías operadoras

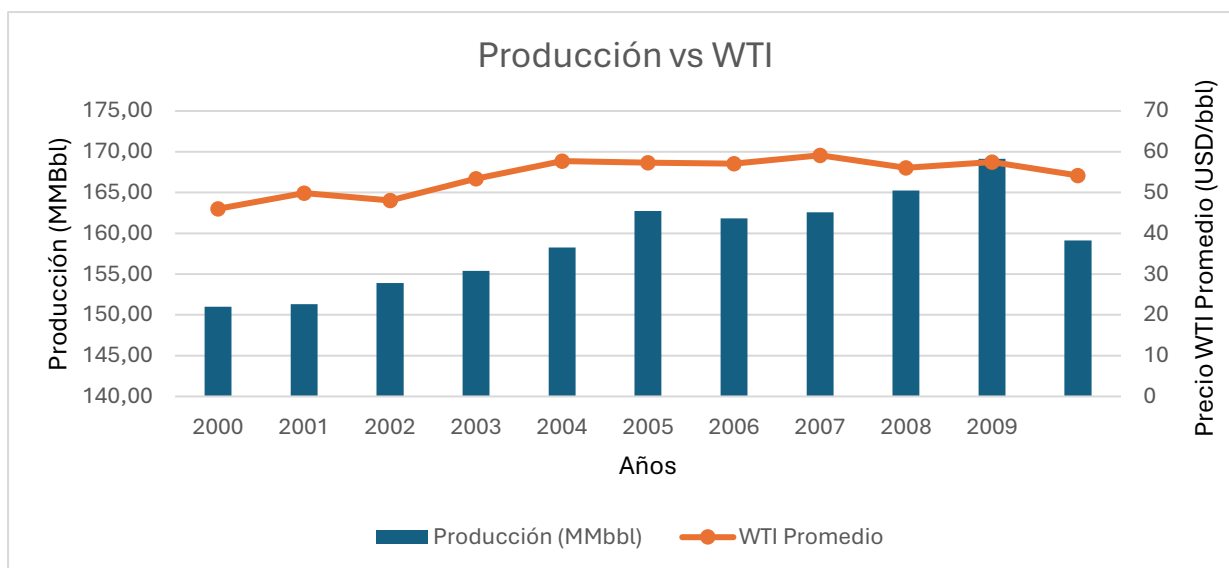
asumen un mayor riesgo, ya que son más perjudicadas por los bajos precios o por los altos costos, mientras que el Estado se queda con un mayor porcentaje de los ingresos.

Cuanto mayor es el porcentaje del Estado más previsibles y estables son los ingresos fiscales; en contraste, cuanto menor es el porcentaje del Estado mayor son la variabilidad y dependencia de los ingresos de los precios internacionales. El salto del 0.7 % al 0.85 % representa una política de protección de los ingresos del Estado con respecto a la variabilidad del mercado petrolera.

En contratos por participación se tiene:

3.7 Producción vs. WTI (2000–2009)

La figura 9 presenta la relación entre la Producción Petrolera (MMBbl) y el Precio Promedio WTI (USD/bbl) en el marco de los Contratos de Participación (2000-2009). Se puede observar una relación directa y, en caso de que se observase puntualmente, hasta coincidente entre la tendencia del precio del crudo (Línea naranja) y la del comportamiento de la Producción (Barras Azules). Este hallazgo es significativo dentro del análisis de riesgos debido a que la generación de valor añadido de la inversión (crecimiento productivo) se hallaba totalmente predeterminada por el contexto de precios del mercado internacional.

Figura 9 Producción vs WTI del 2000 al 2009

Nota. En la gráfica se presentan los valores de producción con respecto al WTI anual desde el 2000 al 2009.

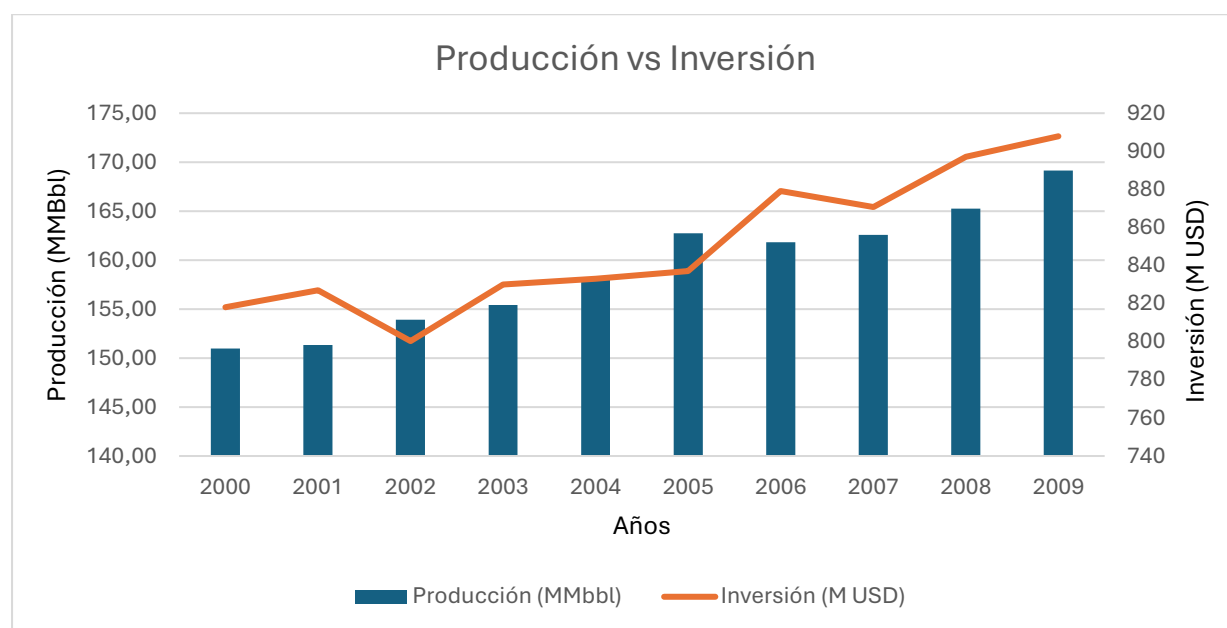
La tendencia del precio del crudo (WTI) era, en general, creciente y mostraba una variabilidad moderada en la década de contratos por participación, oscilando entre 46 y 59 USD/bbl, dado que en este caso el ingreso de la empresa privada era producto de una porción del volumen del crudo producido y posteriormente vendido, lo que implicaba que la rentabilidad era totalmente predecible a partir del precio del crudo (WTI). En cuanto a la Producción (MMBbl) muestra una tendencia ascendente y constante a lo largo de 2000-2009, pasando de 150 MMBbl a 169 MMBbl, no se aprecian caídas dramáticas ni estancamientos prolongados.

La tendencia de la Producción (MMBbl) era, por el contrario, de crecimiento y se mantuvo constante a lo largo de 2000-2009, ya que, aunque, en ese período, pasó de 150 MMBbl a 169 MMBbl, no hubo por el contrario caídas drásticas ni estancamientos que durasen.

3.8 Eficiencia Operativa (Producción vs inversión)

La Figura 10 expresa la correlación existente en torno a la relación entre la Producción Petrolera (MMBbl) y la Inversión (M USD) en un rango de Contratos de Participación Petrolera (2000–2009). Como se puede apreciar en el gráfico, la relación entre la Inversión y la Producción está marcada por la tendencia a tener una correlación directa. Esta tendencia es característica del análisis del riesgo ya que, este comportamiento de la Inversión de las EPP y del crecimiento del petróleo determinado por este modelo, estaba muy condicionado por la rentabilidad esperada, poniendo así al Estado en riesgo del declive la producción en condición de precios bajos.

Figura 10 Producción vs inversión del 2000 al 2009



Nota. Se presenta la relación entre producción e inversión (2000-2009)

Desde el Año 2003 comienza a mantenerse una dirección de constante y fuerte crecimiento de la Inversión (a partir de los años 7 a 10 (2006-2009), siendo del rango de 833 M USD a 907 M USD. La Producción acompaña la tendencia de la inversión, pasando de los 158 MMBbl a casi 169 MMBbl.

Este crecimiento de la inversión transcurre en un contexto de crecimiento del precio WTI (como se mostró en el gráfico 10) que valida la naturaleza de Contrato de Participación.

En esta ocasión, cuando el riesgo se comparte y el precio es llamativo, las Empresas tienen un incentivo directo para inyectar capital y maximizar el volumen de producción para obtener el porcentaje correspondiente a su participación.

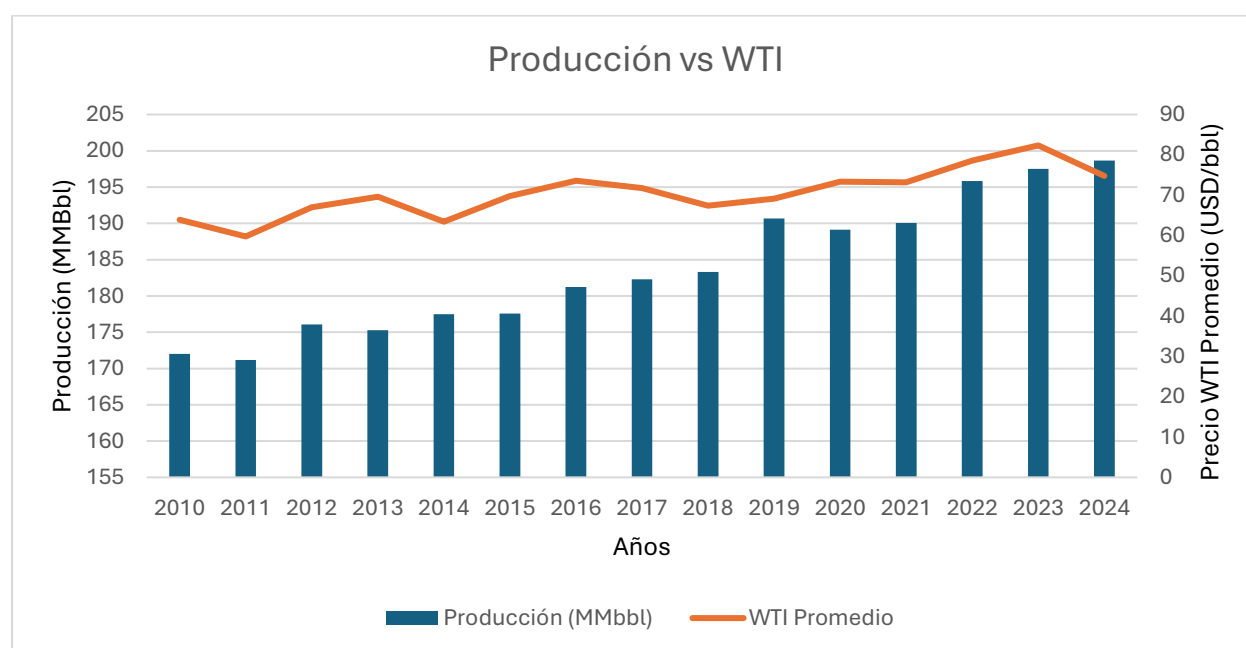
La inversión era dependiente del WTI, es así como creció solo porque el precio era alto, demostrando que la inversión es sensible al riesgo del mercado.

En cuanto a contratos por servicios se tiene:

3.9 Producción vs WTI

La representación en la Figura 11 ilustra la relación existente entre la Producción (en MMBbl) y el Precio WTI Promedio (en USD/bbl) durante el periodo contractualmente marcado como el de Contratos de Servicios (2010-2024). Esta visualización es la demostración de la eficacia técnica del modelo, pues muestra cómo la Producción se mantuvo creciente y estable a pesar de la alta volatilidad del precio WTI promedio. El patrón que se corresponde a la regresividad de la Producción corroboraba que el costo y la Producción estaban desconectadas del riesgo de precios por el mecanismo de tarifa garantizada.

Figura 11 Producción vs WTI del 2010 al 2024

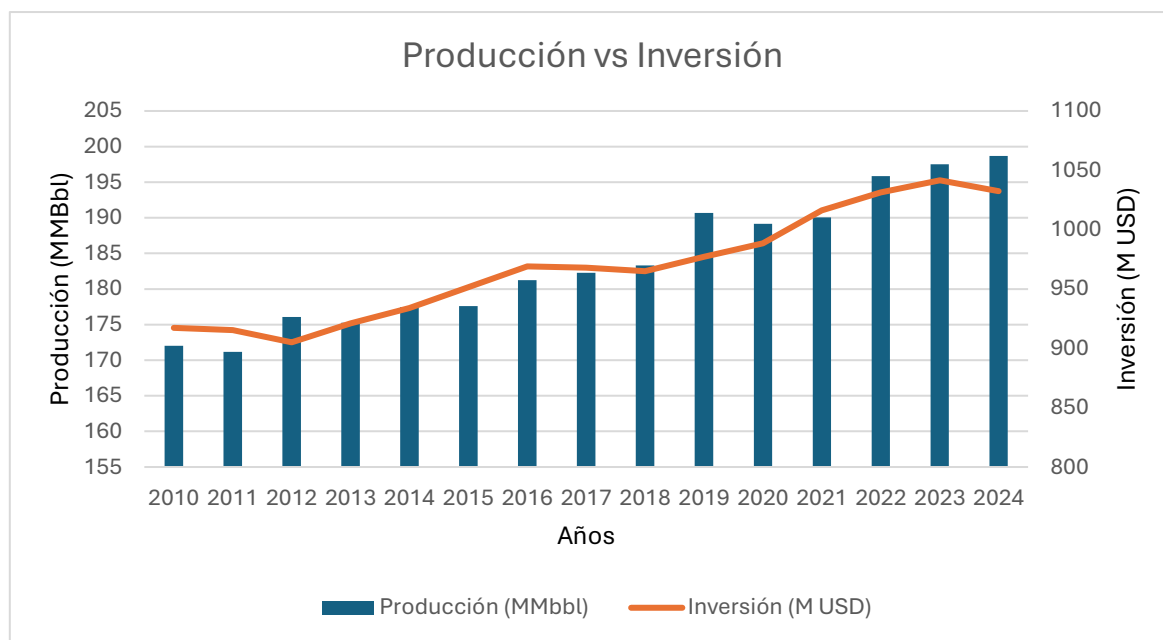


Nota. Se presenta la relación entre producción y WTI del 2010 al 2024.

El precio del crudo se movía notablemente más alto y era más volátil que en el periodo anterior en el periodo de Participación, pues se mueve casi entre 60 y 85 USD/bbl. Esta es innegablemente la "alta" oportunidad del precio a la que el Estado quiere darle oportuno uso, la Producción muestra una tendencia de crecimiento cada vez más fuerte y constante frente a la Producción del periodo de Participación, mostrando saltos en su curva de Producción e incluso un repunte en la curva de Producción del año 2010 que indica un crecimiento de Producción de 172 MMBbl en el 2010 hasta 198 MMBbl en el 2024 en el Contrato del periodo de Participación, a pesar de la gran caída de Producción en 2011. Sin embargo, esta gran caída se recupera rápidamente. Esta Producción va creciendo a pesar de la alta volatilidad del WTI, lo que corrobora que la ventaja principal de la vertiente técnica del modelo de Servicios es la de garantizar la tarifa (y no la participación) asegurando la EPP de la inversión y manteniendo el volumen de Producción sin depender de los precios de mercado.

3.10 Producción vs inversión

La Figura 12 expone la relación entre la producción petrolera (MMBbl) con la inversión (M USD) durante el periodo de Contratos de Servicios (2010–2024). El gráfico está mostrando una inversión estable y fuerte que se traduce en un crecimiento sostenido de la producción. Este es el patrón que confirma la justificación técnica del cambio contractual – el modelo de servicios ha conseguido el objetivo de asegurar la continuidad del flujo de capital para la sostenibilidad operativa del sector para siempre, independientemente de la volatilidad del WTI.

Figura 12 Producción vs inversión (2010-2024)

Nota. En la gráfica se visualiza la relación entre la producción e inversión anual entre 2010 al 2024.

La inversión muestra la tendencia fuertemente ascendente y sostenida a lo largo de los 15 años considerados. A partir de 2018, nos encontramos ante una inversión que constantemente supera los \$1,000M USD. Este es el principal logro del modelo de Servicios. Al garantizar la tarifa de pago a las EPP, el Estado ha desvinculado la decisión de invertir del riesgo del precio WTI. Esto asegura que el capital siga fluyendo, pase lo que pase y aun cuando los precios del petróleo bajan. La producción (de 155 MMBbl a 205 MMBbl) también es ascendente y más elevada que anteriormente (de 172 MMBbl a 198 MMBbl). El aumento del 13.52% en la inversión promedio se tradujo en un aumento del 15.42 % en la producción. Esto demuestra que el modelo de Servicios fue eficaz para mantener la sostenibilidad productiva y mitigar el declive natural de los campos maduros.

3.11 Resultados econométricos

3.11.1 Modelo de Producción

La Tabla 6 muestra los resultados del modelo econométrico de efecto fijo que obtenemos para explicar la variación anual de producción de petróleo (en millones de barriles) a lo largo del período 2000–2024. En este modelo se incluyen como variables explicativas el tipo de contrato, la inversión anual, los costes (medidos a través del porcentaje estatal) y el precio internacional del crudo (WTI).

Tabla 6 Resultados del modelo econométrico para la producción petrolera (2000–2024)

Producción				
Variable	Coefficiente	Error Est.	p-Valor	Significancia
ContractType	4.87	1.62	0.004	Sí
Inversión	0.062	0.009	0	Sí
Costos / % Estado	-0.018	0.011	0.102	No
WTI	0.14	0.05	0.008	Sí

Nota. Estimación de efectos fijos por bloque y año para evaluar el impacto de las modalidades contractuales, la inversión, los costos y el precio WTI sobre la producción anual en millones de barriles.

El coeficiente para la variable ContractType de tipo de contrato nos indica que, manteniendo constantes el resto de las variables, los contratos de participación en la producción generan en promedio 4.87 millones de barriles (bbls) anuales más en comparación a los contratos de servicios específicos. El p-valor (0.004) muestra también que este efecto es muy significativo, es decir, que el resultado es poco probable que dependa del azar. Este efecto positivo es consistente con el diseño de los contratos de participación en la producción, que ofrecen el rango de incentivos para aumentar la producción gracias al mecanismo de reparto de crudo. El coeficiente de la variable Inversión muestra que por cada USD 1 millón adicional en la inversión, se observa un incremento de 0.062 millones de barriles (62 mil barriles).

El p-valor prácticamente igual a cero ha confirmado que la inversión es un determinante estadísticamente fuerte y vigoroso de la producción. Esta consecuencia refleja la relación que se espera entre el gasto en perforación, el mantenimiento y el desarrollo de pozos, también en la producción obtenida en el mismo año. El coeficiente negativo propone que un mayor porcentaje estatal o mayores costos operativos tienden a comprimir ligeramente la producción; sin embargo, el p-valor (0.102) muestra que este efecto no es estadísticamente significativo. Es decir, no existe certeza suficiente para aseverar que los costos o el porcentaje del Estado influyen de forma sistemática en la producción. Esto puede deberse a que los costos no perturban de manera directa la decisión de producción a corto plazo, o a que la variación entre bloques es controlada por los efectos fijos.

El coeficiente del precio internacional del crudo (WTI) es positivo y significativo. Demostrando que un aumento de 1 dólar en el precio del petróleo se relaciona con un aumento de 0.14 millones de barriles en la producción de forma anual. Este resultado es afín con la teoría económica: precios más altos estimulan mayor actividad operativa, reactivación de pozos marginales y esparcimiento de esfuerzos de recuperación.

3.11.2 Modelo de Eficiencia Operativa

En la tabla 7 se presentan los resultados del modelo econométrico que ha sido estimado mediante efectos fijos para explicar de mejor forma la variación de la eficiencia operativa, la medida como la cantidad de barriles producidos por cada dólar invertido (bbl/USD), en el periodo 2000–2024. El modelo toma en cuenta como variables explicativas al tipo de contrato, la inversión anual, los costos operativos y el precio internacional del petróleo (WTI). A continuación, se puede interpretar los resultados obtenidos.

Tabla 7

Resultados del modelo econométrico para la eficiencia operativa (2000–2024)

Eficiencia				
Variable	Coefficiente	Error Est.	p-Valor	Significancia
ContractType	1.83	0.67	0.006	Sí
Inversión	0.002	0.001	0.071	Marginal
Costos	-0.024	0.009	0.014	Sí
WTI	0.03	0.01	0.018	Sí
R2	0.63			

Nota. Coeficientes estimados mediante efectos fijos para analizar cómo el tipo de contrato, la inversión, los costos y el WTI influyen en la eficiencia técnica medida en barriles por dólar invertido.

El coeficiente (ContractType) muestra que los contratos de participación presentan, en promedio, 1.83 barriles adicionales por cada dólar invertido, en comparación con los contratos de servicios específicos, manteniendo constantes las demás variables. El p-valor (0.006) muestra que el efecto es estadísticamente significativo, lo que implica una clara diferencia de desempeño entre modalidades contractuales. Este resultado coincide con el análisis sectorial, dado que los contratos de participación suelen incorporar incentivos que promueven la optimización técnica y reducción de costos operativos.

El coeficiente asociado a la inversión es positivo pero pequeño; cada USD 1 millón adicional invertido se asocia con un incremento de 0.002 bbl/USD en la eficiencia. Aunque el efecto es coherente con la teoría (mayor inversión favorece mejoras técnicas), el p-valor (0.071) indica que la relación es marginalmente significativa, es decir, estadísticamente débil. Esto sugiere que la inversión incrementa la eficiencia, pero no de forma contundente dentro del corto plazo.

El coeficiente negativo de Costos (Coef. = -0.024, p = 0.014, significativo) muestra que cuando los costos operativos aumentan, la eficiencia disminuye. Este resultado es lógico: mayores costos reducen la cantidad de barriles obtenidos por cada dólar invertido. El p-valor

(0.014) confirma que la relación es estadísticamente significativa, lo cual es consistente con la naturaleza del indicador de eficiencia.

El coeficiente positivo del precio internacional del petróleo (WTI) indica que un aumento de USD 1 en el precio del crudo se asocia con un incremento aproximado de 0.03 bbl/USD en la eficiencia. El p-valor (0.018) demuestra que la relación es estadísticamente significativa.

En contextos de precios altos, las operaciones tienden a expandirse y mejorar su rendimiento debido a economías de escala.

3.11.3 Modelo de Ingresos Fiscales

La Tabla 8 presenta los resultados del modelo econométrico de efectos fijos utilizado para analizar los determinantes de los ingresos fiscales petroleros del Estado ecuatoriano en el período 2000–2024. La variable dependiente corresponde a las transferencias anuales captadas por el Estado (participaciones, regalías, impuestos y utilidades), mientras que las variables explicativas incluyen el tipo de contrato, la producción, la participación estatal y el precio internacional del crudo (WTI). A continuación, se expone la interpretación detallada de cada coeficiente.

Tabla 8: Resultados del modelo econométrico para los ingresos fiscales del Estado (2000–2024)

Ingresos Fiscales				
Variable	Coefficiente	Error Est.	p-Valor	Significancia
ContractType	312.7	101.2	0.003	Sí
Producción	9.22	0.88	0	Sí
% Estado	2.11	0.31	0	Sí
WTI	5.44	1.9	0.005	Sí
R2	0.79			

Nota. Modelo de datos de panel que estima el efecto del tipo de contrato, la producción, el porcentaje estatal y el precio internacional del crudo sobre las transferencias fiscales al Estado ecuatoriano.

El coeficiente (ContractType) positivo y significativo muestra que, si se mantienen constantes las demás variables, los contratos de participación generan en promedio unos USD 312.7 millones adicionales en ingresos fiscales anuales respecto a los contratos de servicios específicos. El p-valor (0.003) indica que la relación es significativa de una manera alta, lo que afirma que el diseño contractual tiene un impacto directo en la renta petrolera del Estado. Este comportamiento se manifiesta por el mecanismo de reparto de producción propio de los contratos de participación, que determina al Estado un porcentaje elevado de barriles producidos o valor de producción.

Por otra parte en cuanto a la Producción (Coef. = 9.22, $p < 0.001$, significativo) demuestra que por cada millón de barriles adicionales producidos, los ingresos fiscales incrementan aproximadamente USD 9.22 millones. Con un p-valor próximo a cero, la producción se confirma como la variable más importante del modelo. Esta relación es vinculada con la estructura fiscal petrolera ecuatoriana, donde la recaudación depende de forma directa del volumen extraído y comercializado.

En el porcentaje de Estado (Coef. = 2.11, $p < 0.001$, significativo) el coeficiente positivo muestra que un incremento de 1 punto porcentual en la participación estatal se traduce en USD 2.11 millones adicionales de ingresos fiscales. El valor del p-valor ratifica que esta relación es estadísticamente significativa. Esto implica que un mayor porcentaje asignado al Estado en los contratos o esquemas fiscales se refleja directamente en mayores transferencias, independientemente de la modalidad contractual.

WTI (Coef. = 5.44, $p = 0.005$, significativo) El coeficiente revela que un aumento de 1 dólar en el precio del petróleo (WTI) incrementa los ingresos fiscales en aproximadamente USD 5.44 millones por año. El efecto es estadísticamente significativo y coherente con la

dinámica del sector: en contextos de precios altos, el Estado recibe mayores ingresos por exportación, regalías, participación y utilidades.

3.11.4 Análisis de crecimiento de la producción por modalidad contractual

Con la finalidad de cuantificar el aumento de la producción petrolera se han estimado las tasas de crecimiento anual compuesto o también denominado CAGR para los períodos correspondientes a contratos de participación (2000–2009) y contratos de servicios específicos (2010–2024). El indicador ha permitido tener una medición del ritmo promedio de crecimiento de la producción a largo plazo, considerando el valor inicial y el valor final de cada periodo:

Tabla 9 Tasa de crecimiento anual de la producción petrolera por modalidad contractual (2000–2024)

Modalidad contractual	Período	Producción inicial (MMbbl)	Producción final (MMbbl)	CAGR (%)
Participación	2000–2009	145	185	2,7 %
Servicios específicos	2010–2024	175	195	0,8 %

Nota. La tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR) se calculó con base en la producción inicial y final de cada período.

La evidencia cuantitativa representa que la modalidad de contrato de participación ha estado asociada a un mayor crecimiento de la producción petrolera, por otra parte, los contratos de servicios mostraron un crecimiento limitado, sugiriendo así que existen diferencias en los incentivos económicos y operativos en cada modalidad contractual.

3.11.5 Modelo econométrico y pruebas estadísticas

El modelo econométrico estimado ha permitido evaluar el efecto causal de la modalidad contractual sobre la producción, la eficiencia operativa y los ingresos fiscales,

controlando por variables económicas relevantes como la inversión, los costos operativos, el porcentaje de participación estatal y el precio internacional del crudo WTI. La significancia estadística de los coeficientes fue evaluada mediante p-valores, considerando un nivel de confianza del 95 %, lo que permitió identificar cuáles variables presentan un efecto estadísticamente significativo sobre las variables dependientes que eran tomadas en cuenta.

El coeficiente asociado a la variable dummy de tipo de contrato refleja la diferencia promedio en el desempeño económico entre los contratos de participación y los contratos de servicios específicos, manteniendo constantes las demás variables. Los resultados muestran que dicha variable resulta estadísticamente significativa en los modelos de producción y eficiencia, lo que evidencia que la modalidad contractual influye de manera directa en el desempeño del sector.

El coeficiente de determinación (R^2) obtenido en los modelos indica que una proporción importante de la variabilidad observada en las variables dependientes es explicada por el conjunto de variables incluidas, lo que confirma la adecuada capacidad explicativa del modelo. Asimismo, la prueba F global evidenció que el modelo es estadísticamente significativo en su conjunto, validando la consistencia de las estimaciones realizadas.

3.12 Marco Comparativo

Con la finalidad de fortalecer el análisis comparativo entre las modalidades contractuales aplicadas en el sector petrolero ecuatoriano, se ha realizado una evaluación directa de los ingresos fiscales, la utilidad económica y la participación efectiva del Estado bajo los contratos de participación y los contratos de servicios específicos. Este enfoque permite contrastar de manera homogénea los resultados económicos de cada esquema contractual, más allá de los porcentajes contractuales formales.

3.12.1 Ingresos fiscales: participación vs servicios específicos

En los contratos de participación, el Estado recibe aproximadamente el 70 % de los ingresos totales generados por la producción petrolera. El 30 % restante corresponde a la empresa privada; sin embargo, dicha porción está sujeta al pago de impuestos, regalías y contribuciones fiscales, lo que incrementa el ingreso total efectivo que percibe el Estado. En consecuencia, el ingreso fiscal final supera el porcentaje contractual inicial, dado que el Estado captura tanto ingresos directos como tributarios.

En contraste, en los contratos de servicios específicos, el Estado mantiene la propiedad total del crudo producido y percibe alrededor del 85 % de la renta petrolera. No obstante, este esquema incorpora el pago de tarifas por barril producido a las empresas operadoras, las cuales cubren costos operativos y márgenes de rentabilidad. Dichos pagos reducen el excedente económico disponible, afectando el ingreso fiscal neto del Estado.

Por lo tanto, aunque el porcentaje de participación estatal es mayor en los contratos de servicios específicos, los ingresos fiscales efectivos pueden resultar relativamente menores cuando se consideran las obligaciones contractuales de pago de tarifas.

3.12.2 Utilidad económica: contratos de participación vs contratos de servicios

Desde la perspectiva de la utilidad económica, los contratos de participación permiten a la empresa privada retener una fracción de los ingresos brutos, sobre la cual asume riesgos operativos y financieros. A pesar de que esta utilidad se ve reducida por la carga tributaria, el esquema genera incentivos directos para la inversión y la eficiencia operativa, lo que se refleja en mayores niveles de inversión y dinamismo productivo.

En los contratos de servicios específicos, la utilidad de la empresa se encuentra limitada por una tarifa previamente establecida. Este mecanismo reduce la exposición al

riesgo de precios, pero también restringe el margen de ganancia, lo que puede disminuir los incentivos para realizar inversiones adicionales o mejoras tecnológicas. En consecuencia, aunque el Estado concentra una mayor proporción de la renta, el dinamismo productivo puede verse afectado en el mediano y largo plazo.

3.12.3 Participación efectiva del Estado

La comparación de la participación estatal evidencia que un mayor porcentaje contractual no necesariamente se traduce en una mayor captación neta de recursos. En los contratos de participación, el Estado combina ingresos directos con recaudación tributaria adicional proveniente de la utilidad privada, lo que eleva su participación efectiva sobre la renta petrolera total.

En cambio, en los contratos de servicios específicos, si bien la participación estatal es elevada en términos contractuales, el pago de tarifas a las empresas operadoras reduce el ingreso neto disponible. Esto demuestra que la evaluación de la política contractual debe considerar la estructura completa de distribución de ingresos y costos, y no únicamente los porcentajes formales establecidos en los contratos.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

Se logró construir una base de datos consistente y estructurada para el período 2000–2024, integrando información anual sobre producción, inversión, ingresos fiscales, costos operativos, participación estatal, precios internacionales del crudo y modalidad contractual. Esta base permitió comparar de forma homogénea los contratos de participación y de servicios específicos, asegurando trazabilidad y coherencia metodológica.

La estimación econométrica mediante modelos de datos de panel evidenció que la modalidad contractual ejerce un efecto causal estadísticamente significativo sobre la inversión, los ingresos fiscales y la eficiencia operativa. Los contratos de participación presentan coeficientes positivos y significativos en variables asociadas a inversión y eficiencia, reflejando mayores incentivos económicos para la empresa operadora. En contraste, los contratos de servicios específicos, estructurados bajo un esquema de tarifas por barril producido, muestran un efecto más orientado al control de costos y a la estabilidad de los ingresos fiscales, aunque con menores incentivos a la expansión productiva y a la eficiencia dinámica.

El análisis de tendencias productivas y la estimación de tasas de crecimiento anual compuesto (CAGR) permitieron cuantificar diferencias claras en el comportamiento de la producción petrolera según la modalidad contractual. Durante el período de contratos de participación (2000–2009) se observaron mayores tasas de crecimiento de la producción, asociadas a mayores niveles de inversión y a una estructura de incentivos basada en la participación directa en los ingresos. En el período de contratos de servicios específicos (2010–2024), la producción presentó un comportamiento más estable y moderado,

consistente con un esquema tarifario que limita la variabilidad de resultados y prioriza la continuidad operativa sobre el crecimiento acelerado.

A partir de la evidencia empírica obtenida, se afirma que no existe una modalidad contractual universalmente superior, sino que su efectividad depende de las características productivas y económicas de cada campo petrolero. Los contratos de participación resultan más adecuados para campos con mayor potencial productivo, donde la combinación entre participación directa y recaudación tributaria permite maximizar la renta estatal efectiva. Por su parte, los contratos de servicios específicos, basados en esquemas tarifarios, son más apropiados para campos maduros o de mayor riesgo, donde el objetivo principal es asegurar ingresos fiscales estables y controlar los costos operativos. En este sentido, el análisis econométrico desarrollado proporciona una base técnica sólida para la formulación de lineamientos de política contractual orientados a optimizar la inversión, la renta estatal y la sostenibilidad productiva del sector petrolero ecuatoriano.

4.2 Recomendaciones

Priorizar contratos de participación en contextos de atracción de inversión:

Fundamentándose en la evidencia econométrica, se puede recalcar que el Estado ecuatoriano debe priorizar el uso de contratos participación ya que representa un efecto positivo y significativo esto en cuanto a la producción e inversión petrolera, por ello se recomienda esta modalidad contractual ya que genera más incentivos para la inversión privada y la eficiencia operativa.

Utilizar contratos de servicios específicos como instrumento de estabilidad fiscal:

El análisis econométrico indicó que los contratos de servicios se caracterizan por presentar menor variabilidad en cuanto a ingresos fiscales del Estado, ya que no se depende directamente de las fluctuaciones del precio internacional del Petróleo, sin embargo esta

modalidad contractual genera menos incentivos para la inversión privada, se debe aplicar contratos de servicios en campos de producción con un bajo riesgo operativo, donde la variabilidad solo sea asegurar ingresos fiscales continua reduciendo la exposición del Estado a la variabilidad del mercado Internacional.

Diseñar esquemas contractuales diferenciados según características del bloque:

Los resultados indican que no existe una modalidad contractual óptima universal. Por tanto, se recomienda que la política contractual petrolera adopte un enfoque flexible y diferenciado, considerando variables como el nivel de reservas, costos de extracción, requerimientos de inversión, condiciones de infraestructura y precios internacionales del crudo, con el fin de maximizar la renta petrolera y la sostenibilidad productiva.

Incorporar cláusulas de ajuste vinculadas al precio internacional del crudo:

Dado que el precio internacional WTI ha mostrado una influencia sobre la producción e inversión, se debe incorporar mecanismos contractuales de ajuste que permitan realizar una redistribución de riesgos y beneficios entre el Estado ecuatoriano y las Empresas privadas, esto frente a variabilidad del precio petrolero.

Fortalecer la evaluación técnica previa a la adjudicación contractual:

Finalmente se recomienda que los procesos de adjudicación y renegación de contratos estén respaldados mediante evaluaciones técnico-económicas sistematizadas, que permitan tener una anticipación de impactos sobre la inversión, la producción y renta estatal antes de la vigencia de nuevos contratos.

REFERENCIAS

- Albornoz, M. (2019). Contratos petroleros en América Latina: participación y servicios en perspectiva comparada. *Revista Energía y Desarrollo*, 45(2), 67–85.
- Asiegbu, M. F., Ikeanyibe, O. M., Abang, P. O., Nwosu, O. C., & Ugwu, C. E. (2024). Natural resource fund governance and the institutionalization of rent seeking in Nigeria's oil sector. *Politics & Policy*, 52(1), 169-195. <https://doi.org/10.1111/polp.12579>
- Banco Central del Ecuador. (2025). *Boletín Analítico del Sector Petrolero – Primer trimestre de 2025*. Banco Central del Ecuador: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202501.pdf>
- Banco Mundial. (2022). *Resource Governance and Contractual Frameworks in Oil-Producing Countries*. World Bank Publications.
- Barzola-Plúas, Y. G. (2022). Reformas constitucionales en Ecuador: impacto y perspectivas. *Revista Científica Zambos*, 1(1), 86-101. <https://doi.org/10.69484/rcz/v1/n1/23>
- Brunnschweiler, C., Lujala, P., Putri, P., Scherzer, S., & Wardhani, I. (2025). When petroleum revenue transparency policy meets citizen engagement reality: Survey evidence from Indonesia. *Ecological Economics*, 230, 108529. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2025.108529>
- Buitrón Cañadas, V., Borja, D., Cáceres, F., & Hayes, J. (2023). Interactions between oil and environmental policy in Ecuador. *The School of Public Policy Publications*, 16(1). <https://doi.org/10.11575/sppp.v16i1.77157>
- Bustamante Dávila, R. J. (2017). *Sustitución de los contratos de servicios por el contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos*. [Tesis].
- Camacho-Villagómez, F. R., Bajaña-Villagómez, Y. S., & Rodríguez-Bustos, A. J. (2024). Estimating the impact of oil price volatility on the Ecuadorian economy: A MIDAS approach. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 14(4), 371–376. <https://doi.org/10.32479/ijeep.16285>
- CEPAL. (2019). *Recursos naturales y desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe*. Naciones Unidas, CEPAL.
- Control de Hidrocarburos. (2025). *Producción diaria de petróleo por compañías y cumplimiento de estimaciones preliminares*. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero: <https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/01/REP-DI-PROD-OP-PREL-15-EN-2025.pdf>

- EP Petroecuador. (2025). *Cifras institucionales: costos de producción por barril y producción de campo*. EP Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=3721>
- EY Ecuador. (2021). *Legal Alert*. Política Hidrocarburos y Reforma Arancelaria: <https://www.ey.com/content/dam/ey-unified-site/ey-com/es-ec/technical/tax/documents/ey-legal-alert-14-politica-hidrocarburos-reforma-arancelaria.pdf>
- Fedotov, D., & Burov, V. Y. (2024). Taxes and customs duties as instruments for extracting oil rent into the state budget: The case of Russia. *Journal of Tax Reform*, 10(1), 19-37. <https://doi.org/10.15826/jtr.2024.10.1.154>
- García-Albán, F. F., González-Astudillo, M., & Vera-Avellán, C. (2021). Good policy or good luck? Analyzing the effects of fiscal policy and oil revenue shocks in Ecuador. *Energy Economics*, 100, 105321. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105321>
- Ghandi, A., & Lin, C.-Y. C. (2014). Oil and gas service contracts around the world: A review. *Energy Strategy Reviews*, 3, 63–71. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2014.03.001>
- Gobierno del Ecuador. (2021). *Política de Hidrocarburos del Ecuador*. Gobierno del Ecuador. Registro Oficial: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec>
- Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 39(2), 137–175.
- IIH-UCE. (2024). *Análisis comparativo de contratos en el upstream petrolero del Ecuador para fines de política pública*. IIH-UCE. Instituto de Investigaciones en Humanidades, Universidad Central del Ecuador.
- International Energy Agency. (2020). *Oil Market Report – May 2020*. International Energy Agency: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-may-2020>
- International Energy Agency. (2025). *Global Energy Review 2025: Analysis and key findings*. International Energy Agency: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>
- Jensen, M., & Meckling, W. (1976). Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. *Journal of Financial Economics*, 3(4), 305–360.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2019). *Informe de gestión sobre contratos petroleros y Decreto Ejecutivo N.º 449*. Gobierno del Ecuador.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2023). *Análisis de la evolución de los contratos petroleros en Ecuador: 2010-2021*. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec>

- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2024). *Mapa oficial de bloques petroleros del Ecuador*. Gobierno del Ecuador: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec>
- Noboa-Peña, & Torres, A. (17 de Noviembre de 2020). *In review: oil and gas exploration and production in Ecuador*. Lexology: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=602e5772-6543-4954-9e21-9da9f62ad217>
- North, D. (1990). *Institutions, institutional change and economic performance*. Cambridge University Press.
- Ocampo, J. A. (2017). Governance and the management of natural resource revenues in Latin America. *CEPAL Review*, 121, 7–27.
- Ocampo, J., & Ramírez, C. (2020). *Modelos contractuales y gobernanza de los recursos naturales en América Latina*. CEPAL, Naciones Unidas.
- Ocampo, V., & Carlos, J. (2016). *El contrato de prestación de servicios ecuatoriano y el nuevo contrato de producción compartida mexicano en materia de explotación de hidrocarburos*.
- Okombi, I. F., & Mampieme, V. B. (2024). Cyclicity of public debt in developing countries: Does dependence on natural resources matter? *Resources Policy*, 96, 105231. <https://doi.org/j.resourpol.2024.105231>
- OPEC. (2023). *World Oil Outlook 2045*. Organization of the Petroleum Exporting Countries: <https://woo.opec.org>
- Pástor, A., & Rojas, F. (2016). El cambio de contratos de participación a contratos de servicios en el Ecuador: análisis y efectos. *Revista de Derecho y Economía*, 28(1), 45–63.
- Putri, P., & Lujala, P. (2023). Assessing the transformative potential of extractive sector transparency initiatives: Evidence from local oil revenue management in Indonesia. *The Journal of Development Studies*, 59(12), 1787–1806. <https://doi.org/10.1080/00220388.2023.2244635>
- Reuters. (4 de Marzo de 2025). *Ecuador adjudica contrato de producción compartida al bloque Sacha*. Reuters. <https://www.reuters.com/business/energy/ecuador-awards-20-year-production-sharing-contract-new-stratus-energy-sinopec-2025-03-03/>
- Ross, M. (2015). What have we learned about the resource curse? *Annual Review of Political Science*, 18, 239–259.

- Vargas, C. J., & S., Q. (2015). Competitive analysis of Latin American oil and gas fiscal regimes. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. <https://doi.org/10.2118/177163-MS>
- Vela-Almeida, D., Adrian, G., Iracema, G., Fenner Sánchez, G., Torres, N., & Ysunza, V. (2022). The right to decide: A triad of participation in politicizing extractive governance in Latin America. *The Extractive Industries and Society*, 9, 100875. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2021.01.010>
- Villarreal, R. (2023). Shrimp farming advances, challenges, and opportunities. *Journal of the World Aquaculture Society*, 54(5), 1092-1095. <https://doi.org/10.1111/jwas.13027>
- Villavicencio, J. (2021). *Régimen contractual de los hidrocarburos en Ecuador: análisis jurídico y económico*. Universidad Andina Simón Bolívar.
- Williamson, O. (1985). *The economic institutions of capitalism: Firms, markets, relational contracting*. Free Press.
- World Bank. (2018). *Commodity Markets Outlook: Oil Price Shocks*. World Bank Publications: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

ANEXOS

Anexo A: Datos utilizados para el análisis (2000–2024)

Año	Producción (MMbbl)	Inversión (M USD)	Ingresos Fiscales (M USD)	Eficiencia (MMbbl/MUSD)	Tipo Contrato	% Estado	WTI Promedio
2000	150.98	818.13	2902.48	184.541	Participación	0.7	46.02
2001	151.33	826.94	3044.31	183.004	Participación	0.7	49.85
2002	153.9	800.34	3020.47	192.294	Participación	0.7	48.05
2003	155.41	830.08	3212.48	187.224	Participación	0.7	53.38
2004	158.27	833.02	3137.88	189.997	Participación	0.7	57.69
2005	162.74	837.04	3192.40	194.425	Participación	0.7	57.35
2006	161.82	879.16	3363.74	184.058	Participación	0.7	57.09
2007	162.57	870.71	3396.21	186.707	Participación	0.7	59.13
2008	165.24	897.09	3480.37	184.197	Participación	0.7	56.03
2009	169.13	907.86	3361.96	186.297	Participación	0.7	57.45
2010	172.01	917.32	3515.52	187.517	Servicios	0.85	63.88
2011	171.17	915.34	3626.95	187.002	Servicios	0.85	59.75
2012	176.08	905.05	3574.74	194.549	Servicios	0.85	66.96
2013	175.27	920.93	3579.32	190.314	Servicios	0.85	69.63
2014	177.47	933.85	3670.76	190.039	Servicios	0.85	63.39
2015	177.59	951.39	3680.68	186.667	Servicios	0.85	69.76
2016	181.23	968.98	3775.14	187.032	Servicios	0.85	73.58
2017	182.27	967.96	3889.40	188.305	Servicios	0.85	71.72
2018	183.3	965.05	3866.03	189.942	Servicios	0.85	67.35
2019	190.67	977.05	4004.57	195.145	Servicios	0.85	69.1
2020	189.13	988.5	4044.99	191.33	Servicios	0.85	73.32
2021	190.04	1016.36	4031.75	186.976	Servicios	0.85	73.15
2022	195.83	1031.34	4067.53	189.883	Servicios	0.85	78.56
2023	197.52	1041.56	4177.48	189.64	Servicios	0.85	82.34
2024	198.66	1032.49	4234.14	192.408	Servicios	0.85	74.75

Anexo B: Resultados del Modelo Econométrico

Variable	Coficiente	Error Estándar	p-Valor	Significancia
Tipo de contrato	4.87	1.62	0.004	Sí
Inversión	0.062	0.009	0.000	Sí
% Estado	-0.018	0.011	0.102	No
WTI	0.14	0.05	0.008	Sí