

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Administración y Economía

**Análisis de la gestión petrolera en el Ecuador durante el periodo
2007-2020**

Derlin Jiomara Cachago German

Economía

Trabajo de fin de carrera presentado como requisito
para la obtención del título de
Economista

Quito, 10 de mayo de 2023

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Administración y Economía

HOJA DE CALIFICACIÓN DE TRABAJO DE FIN DE CARRERA

Análisis de la gestión petrolera en el Ecuador durante el periodo 2007-2020

Derlin Jiomara Cachago German

Nombre del profesor, Título académico

Raúl Aldaz Peña , PhD.

Quito, 11 de mayo de 2020

© DERECHOS DE AUTOR

Por medio del presente documento certifico que he leído todas las Políticas y Manuales de la Universidad San Francisco de Quito USFQ, incluyendo la Política de Propiedad Intelectual USFQ, y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo quedan sujetos a lo dispuesto en esas Políticas.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Educación Superior del Ecuador.

Nombres y apellidos: Derlin Jiomara Cachago German

Código: 00212765

Cédula de identidad: 1753924594

Lugar y fecha: Quito, 11 de mayo de 2020

ACLARACIÓN PARA PUBLICACIÓN

Nota: El presente trabajo, en su totalidad o cualquiera de sus partes, no debe ser considerado como una publicación, incluso a pesar de estar disponible sin restricciones a través de un repositorio institucional. Esta declaración se alinea con las prácticas y recomendaciones presentadas por el Committee on Publication Ethics COPE descritas por Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issues around theses publishing, disponible en <http://bit.ly/COPETheses>.

UNPUBLISHED DOCUMENT

Note: The following capstone project is available through Universidad San Francisco de Quito USFQ institutional repository. Nonetheless, this project – in whole or in part – should not be considered a publication. This statement follows the recommendations presented by the Committee on Publication Ethics COPE described by Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issues around theses publishing available on <http://bit.ly/COPETheses>.

RESUMEN

La presente tesis busca analizar la gestión petrolera en el Ecuador durante el periodo 2007-2020. El eje central de esta investigación se enfoca en analizar si la gestión petrolera ha variado por dependencia de factores o decisiones internacionales y/o por modificaciones legales y políticas nacionales de forma preliminar. Es importante realizar esta investigación para encontrar los principales problemas internos o externos que han alterado o retrasado la gestión petrolera. Se emplea un método estadístico descriptivo, cuyas herramientas de análisis son la volatilidad/fluctuación, tasas de crecimiento y tendencias, para la identificación de etapas y periodos, que permiten comparar y contrastar la variación de comportamiento a largo plazo dentro de cada sector de la industria petrolera, y vincular preliminarmente tales variaciones a cambios políticos (nacionales o internacionales), decretos, y reformas en el sector a través de tres secciones de análisis: panorama nacional, gestión de la cadena de valor y gestión de ingresos petroleros. Los resultados evidenciaron que la gestión petrolera durante los 14 años de estudio ha variado en dependencia a los precios internacionales de petróleo, a los problemas operativos en la cadena de valor, y preliminarmente por modificaciones legales y políticas que tuvieron incidencia específica en la gestión administrativa por la participación según el tipo de empresas.

Palabras clave: Gestión petrolera, estadística descriptiva, comportamiento, largo plazo, vínculos, modificaciones legales y políticas, dependencia, fluctuación, etapas, periodos.

ABSTRACT

The present dissertation seeks to analyze oil management in Ecuador during the period 2007-2020. The central axis of this research focuses on analyzing whether oil management has varied due to dependence on international factors or decisions and/or due to preliminary national legal and political modifications. It is important to conduct this research to find the main internal or external problems that have altered or delayed oil management. A descriptive statistical method is used, whose analysis tools are volatility/fluctuation, growth rates and trends, for the identification of stages and periods, which allow comparing and contrasting the variation of long-term behavior within each sector of the industry. oil company, and preliminarily link such variations to political changes (national or international), decrees, and reforms in the sector through three sections of analysis: national panorama, value chain management, and oil revenue management. The results showed that oil management during the 14 years of study has varied depending on international oil prices, operational problems in the value chain, and preliminarily due to legal and political changes that had a specific impact on administrative management by participation by type of company.

Key words: Oil management, descriptive statistics, behavior, long term, links, legal and political modifications, dependency, fluctuation, stages, periods.

TABLA DE CONTENIDOS

1. Introducción	11
2. Revisión de literatura.....	13
2.1 Gestión petrolera.....	13
2.2 Políticas públicas en Ecuador.....	17
2.3 Efectos macroeconómicos del sector petrolero en el Ecuador.....	19
2.4 Situación actual del sector petrolero: economía y marco regulatorio.....	20
3. Metodología.....	23
3.1 Secciones de análisis de la gestión petrolera.....	25
i. Panorama nacional del sector petrolero.....	25
ii. Gestión de la cadena de valor.....	26
iii. Gestión de ingresos petroleros.....	26
3.2 Procedimiento metodológico.....	26
4. Análisis de la gestión petrolera en Ecuador periodo 2012-2020.....	27
4.1 Panorama nacional del sector petrolero.....	27
4.1.1 El petróleo ¿contribuyente o dependiente económico del Ecuador?	28
4.1.2 Definiciones y categorías del petróleo.....	28
4.1.3 Tipos de crudo.....	29
4.1.4 Cambios políticos, decretos y reformas del sector petrolero (2007-2020).....	30
4.1.5 Análisis de los precios de crudo.....	36
A. Análisis de los precios de referencia Brent y WTI y la penalización del crudo ecuatoriano.....	37
B. Cotización y volatilidad de los precios de crudo (4 tipos).....	38
4.2 Gestión de la cadena de valor petrolera.....	42
4.2.1 Cadena de valor.....	43
4.2.2 Upstream.....	44
4.2.2.1 Producción.....	44
4.2.2.2 Producción de crudo por tipo de empresas.....	46
4.2.3 Midstream.....	48
4.2.3.1 Transporte.....	49
4.2.4 Downstream.....	53

4.2.4.1 Refinación de crudo y materia prima procesada en refinerías.....	53
4.2.4.2 Comercialización.....	57
4.2.4.2.1 Exportaciones de crudo.....	57
4.2.4.2.2 Exportaciones de crudo por tipo de empresa.....	59
4.2.4.2.3 Exportaciones de derivados.....	61
4.2.5 Identificación de grupos con similitud de comportamientos - Cadena de valor.....	64
4.3 Gestión de ingresos petroleros.....	67
4.3.1 Ingresos por exportaciones petroleras.....	68
4.3.2 Ingreso por exportaciones de petróleo por tipo de empresa.....	71
4.3.3 Precios en la comercialización interna de derivados importados.....	73
4.3.4 Ingresos por comercialización interna de derivados.....	77
4.3.5 Ingresos petroleros por concepto para el Presupuesto General del Estado.....	80
4.3.5.1 Venta anticipada de petróleo.....	82
4.3.5.2 Exportaciones directas de empresas públicas.....	83
4.3.5.3 Margen de soberanía.....	84
4.3.6 Balanza comercial petrolera.....	84
4.3.7 Producto Interno Bruto – Operaciones del Sector Público No Financiero.....	86
5. Conclusiones.....	88
6. Recomendaciones.....	90
7. Referencias.....	93
Anexo A: Periodos de análisis desde 1972 a 2006.....	99
Anexo B: Precios de referencia - crudo Brent y WTI 2007-2020.....	106
Anexo C: Tasas de crecimiento de volumen en producción, transporte, refinación y exportación (2007-2020).....	106
Anexo D: Transporte de crudo por oleoductos (2007-2020).....	108
Anexo E: Crudo recibido en las 4 refinerías amazónicas del Ecuador (2007-2020).....	108
Anexo F: Materia prima procesada en refinerías (2007-2020).....	109
Anexo G: Volatilidad de precios de importación y precios de venta interna por tipo de derivado (2007-2020).....	109
Anexo H: Ingresos petroleros por concepto en millones de dólares según el Presupuesto General del Estado (periodo 2011-2020).....	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Subsecciones de la Cadena de Valor.....	44
Tabla 2. Precios de Venta Interna Mayores a Precios de Importación de Nafta Alta Octano (Mensual 2007-2020).....	74
Tabla 3. Porcentaje de Participación del Total de Ingresos Petroleros (2014-2020).....	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Línea de Tiempo de Decretos Ejecutivos, Reformas y Políticas en la Ley de Hidrocarburos (2007-2020).....	32
Figura 2. Precios de Crudo Oriente, Napo, WTI y Brent (2007-2020).....	39
Figura 3. Volatilidad Según Tipo de Precio de Crudo (2007-2020).....	41
Figura 4. Cadena de Valor.....	43
Figura 5. Producción de Crudo y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020)...	45
Figura 6. Producción Nacional de Petróleo Crudo por Tipo de Empresas (2007-2020).....	47
Figura 7. Transporte de Crudo y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020)....	50
Figura 8. Refinación de Crudo y Materias Primas, y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020).....	54
Figura 9. Exportaciones de Crudo y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020).....	58
Figura 10. Exportaciones de Petróleo por Tipo de Empresa (2007-2020).....	60
Figura 11. Exportación de Derivados e Ingresos Totales (2007-2020).....	62
Figura 12. Exportaciones de Derivados y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020).....	63
Figura 13. Ingresos por Exportación de Crudo y Derivados (2007-2020).....	68
Figura 14. Ingresos por Exportación Vs. Precios de Barril de Crudo Exportado (2007-2020)....	70
Figura 15. Ingresos Petroleros por Exportaciones de Crudo por Tipo de Empresa (2007-2020)..	71
Figura 16. Precios Anuales de Importación y Venta Interna de Derivados Importados(2007-2020).....	73
Figura 17. Diferencia entre Precio de Venta Interna y Precio de Importación Mensual.....	76
Figura 18. Diferencia entre Ingresos y Egresos por Comercialización Interna de Derivados Importados (2007-2020).....	78
Figura 19. Ingresos Petroleros por Concepto 2011-2020.....	82
Figura 20. Balanza Comercial Petrolera en Millones de Dólares (2007-2020).....	85
Figura 21. Porcentaje del PIB de las Operaciones del Sector Público No Financiero (2007-2020).....	86

1. INTRODUCCIÓN

La gestión del sector petrolero ha tenido diversos cambios, modificaciones, mejoras y transiciones administrativas y técnicas desde 1972 hasta la actualidad, con el fin de potenciar y optimizar sus operaciones. Esta industria aporta miles de millones de dólares anuales por diversos conceptos, y por ello se debe mantener una adecuada gestión de recursos a nivel económico, financiero y operativo, encontrando los principales factores internos o externos, políticos, operacionales o geopolíticos, que modifican la gestión petrolera. Por ende, el eje central de esta investigación se enfocará en analizar si la gestión petrolera ha variado por dependencia de factores o decisiones internacionales y/o por modificaciones legales y políticas nacionales de forma preliminar, cuyo estudio está motivado por las brechas, carencias y limitantes encontradas en investigaciones previas. La pregunta de investigación es ¿Cómo ha variado la gestión petrolera en Ecuador durante el periodo 2007-2020?

Diversas instituciones gubernamentales, financieras, y de carácter internacional han analizado la industria petrolera ecuatoriana dentro de periodos anuales, mensuales y trimestrales, es decir a corto plazo, lo cual impide la identificación de periodos sustanciales o etapas de cambios en el largo plazo. Además, estas investigaciones y demás informes estadísticos requieren de una contextualización política dentro del marco regulatorio para poder identificar años o periodos que permitan observar modificaciones políticas sustanciales para el sector. Por otro lado, los estudios económicos respecto a la gestión petrolera de Herrera y Jarrín (2012), dejaron de ser realizados desde 2012, dejando una brecha de análisis de 8 años. Por otro lado, estudios respecto a los booms petroleros de Baquero y Mieles (2015), destacan la conexión de estadística descriptiva con enfoques políticos, económicos y sociales desde 1972 hasta el 2014, que presenta una visión más amplia y profunda del sector petrolero. Finalmente, para realizar una comparativa, es imperativo

incluir a estas investigaciones las modificaciones (previas al 2012) dentro del marco regulatorio. Desde 2007 hasta el 2020, durante la presidencia de Rafael Correa y Lenin Moreno, se han instaurado decretos ejecutivos, políticas y leyes reformativas a de la ley de hidrocarburos, que han sido factor de modificación dentro de la industria petrolera.

Por ende, la presente disertación busca analizar la gestión petrolera en el Ecuador durante el periodo 2013-2020, cuyo propósito es eliminar ese lapso carente de investigación y realizar una continuación de los estudios de gestión petrolera de Herrera y Jarrín (2012) a largo plazo; fusionar los métodos y enfoques de análisis empleados por Baquero y Mieles (2015) en el análisis de booms petroleros; e incluir la examinación de decretos, reformas y cambios dentro del marco regulatorio desde el 2007 hasta el 2020. De este modo, la gestión petrolera podrá tener un enfoque a largo plazo con cuatro objetivos principales que guiarán el análisis durante los 14 años de estudio, donde se busca: (1) identificar años clave de transición de la gestión petrolera vinculados a reformas o decretos dentro de la industria de manera preliminar; (2) evaluar el panorama nacional del sector petrolero; (3) examinar la gestión de la cadena de valor del sector mediante la identificación de comportamientos, etapas y tendencias; y (4) analizar la gestión de ingresos petroleros a través de la identificación de etapas, periodos y fluctuación de ingresos en el país.

Del mismo modo, el análisis de la gestión petrolera se distribuirá en tres secciones que conectan información previa y guían el comportamiento de las secciones posteriores. La sección 4.1 trata el panorama nacional del sector petrolero, donde se ejecuta una recopilación de reformas, decretos y políticas desde el 2007 al 2020, más un análisis de los 4 tipos de precio de crudo por barril, con el fin de identificar años clave, volatilidad de precios, variaciones anuales, y delimitar etapas y periodos para posteriormente comparar y contrastar comportamientos del precio y vincular sus tendencias con factores geopolíticos de forma preliminar. Consecutivamente, la

sección 4.2 respecto al gestión de la cadena de valor, analiza el sector de producción, transporte, refinación y comercialización mediante la identificación de etapas, periodos, volatilidad de volumen, tasas de crecimiento, para categorizar grupos y comparar el comportamiento entre grupos, además de identificar años de transición y vincularlos preliminarmente con decretos nacionales, decisiones o sucesos internacionales, o comportamiento del precio del petróleo de la primera sección. Finalmente, a través de la sección 4.3 respecto gestión de ingresos petroleros, busca identificar volatilidad de ingresos, tasas de crecimiento y variaciones porcentuales, etapas y periodos para determinar cambios en tendencia y comportamientos para vincularlos a forma de conjetura con el precio de crudo, y reformas o decretos, y explicar los impactos positivos o negativos de los ingresos por concepto. Es así como se busca identificar si la gestión petrolera varia en dependencia de factores internacionales o por modificaciones regulatorias y políticas nacionales, para enfatizar a los organismos regulatorios y el Estado a reevaluar la gestión petrolera del Ecuador, y ejecutar reformas o cambios que eviten o reduzcan la dependencia petrolera.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 Gestión petrolera

La gestión petrolera implica el manejo administrativo, legal y operacional de los recursos petroleros, cuyas modificaciones legales o políticas por parte del Estado, tienen influencia en los aspectos internos del sector, y sus consecuencias positivas o negativas se verán reflejadas en los informes estadísticos de cada sector dentro de la cadena de valor. Por ende, es primordial definir el sector e indagar en el manejo de aspectos operacionales y financieros.

Por definición, la gestión petrolera es el manejo administrativo, industrial, técnico y financiero de los recursos petroleros para obtener un desempeño eficiente en cada proceso y

subproceso de la cadena valor (Calvachi, 2012). Se enfoca en la gestión optimizada de procesos de contratación, exploración, evaluación, producción, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización del petróleo y sus derivados. (Banco Central del Ecuador, 2007). Es así como, la eficacia o deficiencia dentro de cada proceso se ve reflejada en los reportes operativos y financieros. Por ende, la recopilación de información sobre las estadísticas generadas en la cadena de valor permite ejecutar un análisis estadístico descriptivo sobre el volumen de crudo y derivados, y los ingresos y egresos dentro de la industria petrolera.

Por otro lado, de acuerdo con la literatura existente, la distribución de ingresos petroleros permite observar el desempeño en la gestión y distribución de ingresos provenientes de los recursos petroleros con un método en común. Los estudios de Herrera y Jarrín (2012) sobre la generación y distribución de ingresos petroleros, emplean estadística descriptiva con cifras generadas alrededor de la cadena productiva de petróleo en tres secciones de estudio: la cadena de valor petrolera, conformación de los ingresos petroleros, y la distribución de los ingresos petroleros a nivel local. Mediante este se explica que cada variable de la cadena de valor requiere de inversión y asignación de recursos financieros de forma eficiente. Además, permite comprender que los ingresos generados fueron distribuidos para inversión en proyectos sociales, y entender el panorama nacional del sector y de la gestión petrolera en cada año.

Es así como, Herrera y Jarrín mediante este tipo de informes involucran el análisis de la cadena de valor y con ello la relevancia de estudio y comprensión de esta cadena productiva. Esta es catalogada como una de las cadenas económicas más importantes a nivel nacional, dado que involucra múltiples etapas: exploración y producción, transporte, refinación, y comercialización del petróleo y sus derivados en el mercado internacional y nacional (EP Petroecuador, s.f.). Por

esa razón, se han ejecutado varios estudios e informes desde un punto de vista económico y financiero.

Los informes de Petroecuador (2020) han evaluado la cadena de valor desde 1972 al 2020 con ediciones anuales, donde se ha analizado si la gestión de este recurso ha generado ingresos suficientes a través de variaciones monetarias y porcentuales, y si la inversión de capital ha sido eficiente dentro de la cadena de valor. Se detallan los resúmenes ejecutivos respecto al transporte, exportación y cargas de crudo; producción, demanda interna, importación y exportación de derivados; además de presentar una ejecución presupuestaria por cada periodo, sustentándose en la estadística descriptiva. Se observan los valores a detalle de forma mensual y organizada por secciones y subsecciones, lo que permite conocer a profundidad la variación de ingresos, egresos e inversión de capital de manera mensual y anual.

En concatenación a la gestión interna de petróleo a nivel nacional, se debe observar que al ser Ecuador un país exportador de petróleo también se observa una gestión externa de crudo, puesto que el país compite dentro del mercado mundial petrolero, donde el precio de los barriles depende de la dinámica de la demanda y oferta mundial, además de otros factores como la inflación, volatilidad y contexto político, económico y social (Fontaine, 2006). Parte de esta gestión y dinámica a nivel nacional e internacional, se presenta en los informes petroleros de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (2021), que abarcan una mirada panorámica internacional y un análisis petrolero nacional mediante la estadística de precios, ingresos e inversión. Esta investigación permitió analizar el panorama mundial de la industria petrolera para comprender el porqué del precio del petróleo en cada periodo y entender el mercado internacional en el que compiten otros países exportadores de petróleo. Además, el informe contiene datos desde en periodos extendidos desde 1972 hasta 2020, cuya información detalla aspectos de la producción

nacional, precios, exportación de petróleo e inversiones, perforación de pozos, la cadena de valor, historia de la industria petrolera en el Ecuador (AIHE, 2021). El punto en común que tiene este informe con los otros estudios previos es la aplicación de estadística descriptiva, cuya metodología aplicada permite comparar y contrastar los ingresos de exportaciones y comercialización interna entre diversos años (BCE, 2021).

Conviene enfatizar que a través de esos informes y estudios estadísticos, se ha observado un alto nivel de contribución del sector petrolero a la economía de los países productores de petróleo, pero también representa un arma de doble filo por la dependencia de los ingresos de este sector, haciendo que Ecuador sea vulnerable a las fluctuaciones en los precios mundiales del petróleo, lo que resulta en volatilidad e inestabilidad económica (Astudillo, 2021). Esta dependencia e implicaciones negativas se presentan en la investigación de Andrade (2014) respecto a la gestión petrolera y minera del Ecuador, donde se explican periodos críticos de la gestión petrolera con mayor nivel de dependencia de ingresos. El estudio es ejecutado respecto a la gestión petrolera en tres periodos: 1981-1990, 1991-2000 y, 2001-2011. El análisis examina que, en épocas de crisis si existe una disminución de la demanda y un exceso de oferta de petróleo, la economía puede estancarse y generar una ralentización del desarrollo económico a nivel nacional; con ello se presenta una serie de aprendizajes y recomendaciones para mantener una mejor gestión frente a periodos de crisis (Andrade, 2014).

Por otro lado, el sector petrolero ha sido analizado con diversos enfoques donde se destacan los booms petroleros. Baquero y Mieles (2015) han estudiado los booms en el sector petrolero durante los últimos 40 años, desde 1972 al 2014, donde se emplea estadística descriptiva y un enfoque diferente que vincula la estadística con aspectos económicos, políticos y sociales, el cual abarca perspectivas nacionales como internacionales. Los autores añaden a su investigación un

componente importante: la identificación de booms petroleros mediante periodos en relación con el crecimiento o decrecimiento del PIB, lo cual convierte su estudio en una investigación descriptiva y comparativa entre periodos, que permite contrastar, comparar y contextualizar los principales acontecimientos del sector en el mercado internacional del petróleo.

En consecuencia, las investigaciones y estudios analizados exponen que la gestión petrolera de las empresas públicas y privadas puede influir en el desempeño del sector dentro del país, pero otros factores externos como la volatilidad y fluctuaciones de precios de crudo a nivel internacional también son determinantes dentro de la gestión petrolera y la economía (CEPAL, 2005). De este modo, resulta esencial englobar y comprender los efectos del petróleo en aspectos económicos y políticos.

2.2 Políticas públicas en Ecuador

La ejecución de políticas técnicas, económicas, financieras usualmente buscan el mejoramiento y bienestar de la ciudadanía. No obstante, en Ecuador el proceso de formulación de políticas es descrito como “un esquema en que los conflictos políticos y económicos sobre diversas opciones de políticas públicas no siempre impiden la adopción de nuevas políticas pero sí retrasan su implementación y limitan su éxito” (Grindle y Thoumi, 1993). Es decir, las políticas aplicadas en Ecuador se ven influenciadas por la polarización de preferencias de los actores políticos y la ausencia de mecanismos que regularicen y garanticen la aplicación de estas políticas. Mejía sustenta que los atributos principales para evaluar la calidad una política pública es: estabilidad, adaptabilidad, bienestar público, implementación y eficiencia (Mejía, 2009). En lo que respecta a estabilidad, Ecuador tiene un puntaje bajo debido a que existen limitantes institucionales que impiden ejecutar políticas a largo plazo.

Cabe destacar que la adaptabilidad de las políticas públicas permite modificar las políticas en circunstancias económicas cambiantes o cuando las políticas actuales ya no tienen funcionalidad. Sin embargo, mayoritariamente se ven influenciadas por actores con influencia directa, lo cual limita la cooperación política y aumenta el costo de adoptar políticas nuevas (Tsebelis, 2002). Los procesos de decisión sobre políticas pueden ser controversiales por disputas políticas, lo que se traduce a pérdidas en inversiones y mayor nivel de incertidumbre. Además, los intereses de grupos políticos prevalecen sobre los intereses de los sectores de mayor extensión. Los problemas giran en torno a las preasignaciones presupuestarias o administración, y con ello se refleja si el Estado asigna de manera eficiente los recursos escasos a sectores que generan más beneficios. Es así como las políticas públicas crean conflicto entre el objetivo de mejorar el bienestar social o apoyar los intereses de grupos de presión y por ello, Andrés Mejía expone que:

Los datos reportados por la encuesta sugieren que la adopción de nuevas políticas públicas no necesariamente genera resultados socialmente óptimos. Algunos de los factores que explican la ineficiencia de las políticas públicas en el Ecuador incluyen la presencia de intereses privados en el diseño de políticas, los altos costos de transacción para cambios de políticas, la ausencia de horizontes políticos de largo plazo y los débiles mecanismos de sanción. (Mejía, 2009)

Por ende, es importante entender que las políticas públicas no siempre van enfocadas a un bienestar común, donde el sector público y privado puede verse beneficiado o afectado, dependiendo de los actores políticos que toman decisiones y sus intereses o preferencias respecto a cada sector. En el caso del sector petrolero, las políticas respecto a administración o asignación de presupuesto puede cambiar el rumbo de las empresas públicas y privadas respecto a su participación e incidencia en la inversión dentro del sector. De este modo, resulta conveniente

entender, a parte del propósito y efectos de las políticas públicas, los efectos macroeconómicos en el sector petrolero, para tener una perspectiva clara de la política y economía dentro del sector.

2.3 Efectos macroeconómicos del sector petrolero en el Ecuador

El sector petrolero ha sido la columna vertebral de la economía ecuatoriana desde sus inicios (Larrea, 2010), no obstante esto es un arma de doble filo porque Ecuador ha desencadenado en una dependencia de ingresos petroleros, representando un problema cuando se experimenta una caída de los precios internacionales de petróleo.

La dependencia petrolera puede generar desbalances fiscales, donde el gobierno se ve en la obligación de ejecutar medidas de ajuste para generar ingresos adicionales y ajustar los desbalances. (Mejía, 2009). La volatilidad aumenta cuando existen fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo, cuyos efectos macroeconómicos más dañinos son “el incremento brusco de los precios del petróleo son: inflación excesiva, decrecimiento económico asociado con recesión y desempleo, y la reducción en productividad económica” (Barriga, 2015).

En general, la contribución del sector petrolero a la economía de los países productores de petróleo es contraproducente y ambigua. Se ha visto constantemente que existe una falta de diversificación económica en los países productores de petróleo, lo que significa que, al disminuir los precios del petróleo, toda la economía puede verse afectada debido a que el mayor porcentaje de ingresos de productos exportados son provenientes de la exportación de crudo y derivados (Mejía, 2009). Esto se evidenció durante la crisis económica mundial de 2014, cuando la caída de los precios del petróleo provocó una recesión.

El colapso de los precios del petróleo durante el 2014-2016 fue generado por un creciente exceso de oferta, el auge de la producción petrolera en Estados Unidos y, las modificaciones y

actualizaciones de las políticas de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (World Bank Group, 2018). La economía global experimentó la mayor caída de precios del petróleo durante los tiempos modernos. Por ende, cada país reacciona de diversas formas frente a la volatilidad del precio del petróleo, donde consideran sus fundamentos macroeconómicos, política independiente y estructura sectorial (Ahmad et al., 2022), y por lo tanto resulta importante comprender la situación actual de la industria petrolera y las regulaciones o políticas existentes dentro del marco regulatorio del país.

2.4 Situación actual del sector petrolero: economía y marco regulatorio

Resulta importante entender el entorno ecuatoriano después de considerar los estudios e investigaciones previas, los aportes y conflictos en este sector, y con ello se pretende concatenar la importancia e influencia de los decretos, reformas y política en la industria de hidrocarburos. Cabe destacar que el sector petrolero en Ecuador contribuyó con el 7,5% del PIB en 2019, y el sector minero y extractivo, que incluye la extracción de petróleo, empleaba al 0,9% de la población en 2021 (Banco Mundial, 2021; INEC, 2022).

La situación económica petrolera de Ecuador ha sido desafiante en los últimos años. La producción de petróleo del país tuvo un decrecimiento debido a la falta de inversión en el sector, y la caída de los precios mundiales del petróleo que también afectó a la economía de Ecuador (Wang et al., 2022). El declive de los precios petroleros durante el 2014 desencadenó en una recesión económica, y el país ha luchado por recuperarse desde entonces. En consecuencia, el gobierno ha estado tomando medidas para apoyar la gestión económica-petrolera mediante la inversión para promover el crecimiento de la industria.

La ley de hidrocarburos ha tenido diversas modificaciones y reformas desde 1978 hasta la actualidad. No obstante, desde 2007 durante la presidencia de Rafael Correa y Lenin Moreno se

han observado la ejecución de un mayor número de decretos y reformas dentro de la ley de hidrocarburos hasta el 2020 (El Universo, 2019). La importancia de la implementación de nuevos decretos o políticas radica en las modificaciones internas a nivel administrativo y operaciones dentro de la industria. Desde cambios de nombres a las instituciones en relación con el sector, fusiones o eliminaciones de empresas, hasta cambios en la recaudación de ingresos, porcentajes e impuesto a la renta, además de la instauración de ingresos según diversos conceptos, como ingreso por concepto Ley 2006-42 o por Margen de Soberanía. Por ello, es importante analizar estas reformas y su vinculación con los cambios en la gestión petrolera que se observan en los registros de Petroecuador y el Banco Central del Ecuador.

De este modo, la literatura existente ha demostrado que la mayoría de los estudios, informes e investigaciones sobre la gestión petrolera en el Ecuador, consideran periodos anuales de forma individual. Esto es una gran limitante, dado que no se puede observar las variaciones monetarias de las variables petroleras en periodos más amplios y por ende se evalúan tendencias y patrones implícitos a corto plazo, mas no a largo/mediano plazo. Es importante extender las investigaciones a largo plazo para identificar periodos de modificaciones sustanciales y contrastar comportamientos en subsectores de la cadena de valor. Una característica recurrente dentro de ciertos reportes es que sus estadísticas carecen de contextualización, lo cual impide comparar, contrastar y elaborar conclusiones respecto a la gestión y desempeño del sector petrolero en épocas específicas: épocas de crisis nacionales e internacionales donde el sector petrolero se ve afectado o beneficiado operacional y/o económicamente. Además, los estudios de Herrera y Jarrín (2012) respecto la gestión petrolera cubren hasta el 2012 y carecen de continuidad hasta la actualidad. Por otro lado, se destaca el método y enfoque de Baquero y Mieles (2015) empleado en el análisis de booms petroleros, lo que permite cambiar y fusionar los

antiguos métodos de estudio con métodos innovadores. También se ha identificado la necesidad de concatenar las investigaciones de gestión petrolera con el marco regulatorio del sector petrolero desde el 2007, debido a que desde ese año han existido mayores reformas y decretos.

En consecuencia, habiendo analizado situación económica actual, las investigaciones ejecutadas, y las limitaciones, carencias y brechas de los estudios e informes del sector petrolero; la presente tesis busca ejecutar un análisis sobre la gestión petrolera en el Ecuador durante el periodo 2007-2020. Esto se debe a que, a través de la revisión de literatura existente y los estudios previamente analizados sobre gestión petrolera se observó varias limitantes detalladas a continuación. (1) Los informes estadísticos petroleros han analizado la industria a corto plazo, donde omiten la identificación de periodos, etapas, tendencias, variaciones, y patrones implícitos. (2) Las investigaciones previas requieren de una contextualización política y legal para identificar periodos de modificaciones sustanciales. (3) Los estudios de Herrera y Jarrín (2012) sobre la gestión petrolera dejaron de ser realizados desde 2012, dejando una brecha carente de investigación de 8 años. Por ende, el propósito de esta investigación es eliminar ese lapso carente de investigación y realizar una continuación de los estudios de Herrera y Jarrín (2012) a largo plazo; aplicar los métodos y enfoques de análisis empleados por Baquero y Mieles (2015); e incluir la examinación de decretos, reformas y cambios dentro del marco regulatorio desde el 2007. Por ello, el análisis de la gestión petrolera dentro de estos 14 años se enfocará en describir el panorama nacional del sector petrolero, examinar la gestión de la cadena de valor, y analizar la gestión de ingresos, para realizar una vinculación de forma preliminar de las modificaciones legales en el sector petrolero con los cambios en comportamiento en las gráficas de análisis.

3. METODOLOGÍA

La presente disertación emplea un método de investigación descriptivo para comparar y contrastar el comportamiento de las variables y los patrones de comportamiento mediante la identificación de etapas, periodos, tendencias en cada sección de estudio. La investigación se enfocará en tres aristas principales acorde a los objetivos planteados: evaluación del panorama nacional del sector petrolero; examinación de la gestión de la cadena de valor del sector mediante la identificación de etapas y tendencias; y análisis de la gestión de ingresos petroleros a través de la identificación de etapas, periodos y fluctuación de ingresos en el país.

A través de las tres aristas de la tesis, se emplean dos componentes: el primero es la identificación y descripción de variaciones, tasas de crecimiento, volatilidad/fluctuaciones, tendencias para determinar periodos y/o etapas que presentan cambios sustanciales en cifras. Previamente, se definen los criterios para identificar estos tres conceptos que son específicos dentro de esta investigación:

- Etapas: Se definen lapsos de tiempo entre un valor máximo y un valor mínimo o viceversa para determinar etapas de crecimiento o etapas de descenso.
- Periodos: Lapso de tiempo de un valor mínimo al siguiente valor mínimo (similar a un ciclo) para observar recuperación o deterioro después de las caídas.
- Tendencias: Identificación de tendencias alcista (creciente), bajista (decreciente), y lateral (estancamiento o inexistencia de tendencia alcista o bajista clara), analizadas dentro de las etapas y periodos.

Del mismo modo, dentro de las gráficas de análisis se encuentran etiquetas que permiten señalar puntos clave para la comprensión y análisis del comportamiento de etapas y periodos, cuyas abreviaturas y símbolos se especifican a continuación.

E1 - E2: Etapa 1, Etapa 2.

P1 - P2 - P3: Periodo 1, Periodo 2, Periodo 3.

→ Flecha verde: Tendencia Alcista.

→ Flecha roja: Tendencia Bajista.

→ Flecha celeste: Tendencia Lateral.

- - - Línea roja entrecortada: Línea divisoria de etapas, periodos, puntos de transición.

○ Círculos celestes: Valores mínimos.

○ Círculos rojos: Resaltan años de alta importancia.

■ Rectángulos difusos: Señalan los años con mayores niveles de fluctuación de volumen o ingresos y/o volatilidad de precios.

En continuidad con el punto anterior, el segundo componente es la vinculación preliminar de los cambios presentados en la graficas de análisis con cambios políticos, directos, reformas, eventos nacionales/internacionales, problemas operativos, cuyo periodo de investigación de 14 años considera un análisis con cifras mensuales y anuales.

- Cifras/datos mensuales: Empleadas para obtener la desviación estándar dentro de cada año y analizar qué año ha tenido mayor o menor volatilidad/fluctuación
- Cifras/datos anuales: Empleadas para ejecutar la variación porcentual con respecto al año anterior y la comparación de volumen, ingresos y costos (picos y caídas) entre diversos años o entre periodos. También permite ver el promedio anual de volumen o ingresos registrados desde el 2007 al 2020.

La recopilación de información será obtenida de entidades económicas, petroleras, financieras, académicas nacionales y de repositorios de investigación económica y política. La información será recopilada de tres fuentes principales. El Banco Central del Ecuador: data mensual, anual e histórico de cifras; EP Petroecuador: informes estadísticos mensuales y anuales; y Ministerio de Economía y Finanzas: informes anuales de la biblioteca de ejecución presupuestaria del Presupuesto General del Estado. Posteriormente, con la información obtenida se organiza el estudio en tres secciones principales.

3.1 Secciones de Análisis de la Gestión Petrolera

Para cumplir con los objetivos propuestos mediante el método estadístico descriptivo, el presente análisis se dividirá en tres secciones principales que serán las aristas de la investigación, donde cada sección se dividirá en diversas subsecciones.

i. Panorama Nacional del Sector Petrolero.

En la primera sección se analiza el panorama nacional de la industria petrolera mediante una investigación teórica y descriptiva (subsecciones 4.1.1 a 4.1.3) donde se explica, define y categoriza el petróleo (crudo y derivados). Posteriormente, en la subsección 4.1.4 se ejecuta la recopilación de información dentro del marco regulatorio y se describe los eventos de relevancia a nivel internacional para vincular de forma preliminar la descripción de estadística de la subsección 4.1.5 con las modificaciones legales. A partir de la última subsección 4.1.5 se ejecuta un análisis de los precios de crudo con los precios de referencia y precios de crudo ecuatoriano, para analizar castigos monetarios, volatilidad de precios e identificar periodos sustanciales que se vinculan a la subsección previa por sucesos internacionales que interfieren en las fluctuaciones de los precios de crudo.

ii. Gestión de la cadena de valor.

Esta sección abarca el análisis de la cadena de valor en tres fases: upstream, midstream y downstream. Se analizan específicamente sectores dentro de la cadena de valor: producción, transporte, refinación y comercialización. Dentro de estas se pretende identificar periodos y etapas mediante el análisis de fluctuación de volumen, tasas de crecimiento, tendencias, para contrastar y comparar los comportamientos en tendencias entre sectores, y vincular preliminarmente la variación en comportamientos con las modificaciones políticas, sucesos internacionales que fueron presentados en la sección de Panorama Nacional.

iii. Gestión de ingresos petroleros.

La última sección analiza la gestión de ingresos (subsecciones 4.3.1 a 4.3.5) por exportaciones petroleras, según tipo de empresa, ingresos por comercialización interna de derivados e ingresos por concepto según el Presupuesto General del Estado, además de analizar la balanza comercial y el porcentaje de PIB que aporta el sector petrolero en el Sector de Operaciones Públicas No Financieras (subsecciones 4.3.6 y 4.3.7). Dentro de estas subsecciones se pretende identificar etapas, periodos, y tendencias mediante el análisis de volatilidad/fluctuación, tasas de crecimiento para comparar el comportamiento de los ingresos con el comportamiento de los precios a nivel internacional, e identificar posibles vínculos entre el marco regulatorio expuesto en la primera sección en los cambios de tendencia, además de observar la dependencia de ingresos petroleros.

3.2 Procedimiento Metodológico

La presente investigación ejecuta una recopilación de información y datos estadísticos de las variables de cada subsección para generar estadística descriptiva mediante una base de datos

por cada subsección. Con ello se obtiene el comportamiento de las variables presentadas mediante gráficas, diagramas y tablas, que son añadidas directamente en la sección de análisis y no en la sección de anexos, porque la metodología de esta tesis requiere contrastar información gráfica con la información política y legal del sector petrolero. Los anexos incluyen figuras y tablas adicionales que respaldan ciertas descripciones en el análisis.

4. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN PETROLERA EN ECUADOR PERIODO 2012-2020

El análisis de la gestión petrolera se enfocará en tres secciones: Panorama Nacional, Gestión de la Cadena de Valor Petrolera y la Gestión de Ingresos petroleros, empleando como guía los objetivos planteados en la introducción y utilizando herramientas de análisis como la volatilidad/fluctuación, tasas de crecimiento, tendencias con el propósito de identificar periodos y etapas sustanciales que permitan vincular preliminarmente los cambios en el comportamiento de las diferentes subsecciones con las modificaciones en el marco regulatorio y/o eventos nacionales e internacionales, o factores operativos.

4.1 Panorama nacional

La primera sección busca describir el panorama a nivel nacional, comenzando por la definición del sector petróleo y la descripción de los tipos de petróleo, con el fin de proporcionar una clara comprensión del sector a ser estudiado y los alcances que puede tener en las siguientes secciones. Posteriormente se ejecuta una recopilación de reformas, cambios políticos, y decretos dentro del marco regulatorio nacional, además de eventos de relevancia a nivel internacional con el objetivo de explicar, describir y detallar su contexto, y vincular de forma preliminar cambios de tendencias, participación administrativa u operacional en años específicos. Finalmente se ejecuta un análisis de los cuatro tipos de precio de crudo mediante la identificación de periodos y

volatilidad del precio para concatenar preliminarmente sucesos internacionales. Es primordial analizar los precios de crudo, puesto que se identifican puntos de transición que guiarán el comportamiento dentro de la cadena de valor y en los ingresos petroleros.

4.1.1 El Petróleo ¿Contribuyente o dependiente económico del Ecuador?.

En Ecuador, parte importante de los ingresos provienen de la industria petrolera, dado que ha sido uno de los componentes de mayor ingreso desde 1972. Por definición, “el petróleo es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo” (Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos, 2002). Por ende, durante las primeras etapas de producción y comercialización en los 70’s hasta la actualidad, Ecuador ha desencadenado en una dependencia del petróleo, debido a que sus ingresos aportan al crecimiento económico e industrial del país.

Según los últimos reportes del Banco Central del Ecuador, el sector petrolero aporta con aproximadamente 30-34% de los ingresos totales del país, y en promedio aporta el 11,3% del PIB (Morales et al, 2022). Por ello, es primordial analizar de dónde proviene esta dependencia, cómo ha variado a lo largo del tiempo y si está ligada la gestión petrolera nacional o factores incidentes externos. De este modo, primero se debe entender los tipos de crudo de Ecuador exporta y su calidad en el mercado mundial petrolero.

4.1.2 Definiciones y categorías del petróleo.

El petróleo es una sustancia compuesta por una mezcla de hidrocarburos, que se encuentra en estado natural en yacimientos subterráneos de los estratos superiores de la corteza terrestre; y de su destilación fraccionada se obtienen productos de importancia industrial como la gasolina, el queroseno, el alquitrán, los disolventes, etc. (Oxford Language Dictionary, s.f., definición 1)

De este modo, esta sustancia es una de las más demandadas a nivel global y por ende existe una clasificación del petróleo. La comercialización, exportación e importación de derivados, dependerá mucho del tipo de petróleo que quiera adquirir el país comprador. Para ello se debe entender las diferencias cuando se habla de petróleo crudo, refinado y sus derivados.

- A. **Petróleo crudo:** Es un combustible fósil compuesto por hidrocarburos, que contiene ciertas cantidades de azufre, nitrógeno y oxígeno (Oiltanking, 2015). Este es el petróleo obtenido directamente de los pozos, lo cual es inprovechable porque contiene impurezas, contiene sustancias volátiles y demás mezclas complejas de diversos hidrocarburos. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f)
- B. **Petróleo refinado:** Este es el petróleo que pasa por un proceso de separación de destilados valiosos y gasóleo atmosférico través de un proceso de destilación, así se separan las fracciones de los distintos hidrocarburos del petróleo crudo (AMPO, s.f).
- C. **Derivados del petróleo:** Son mezclas complejas de sustancias químicas, provenientes del petróleo crudo que pasan por un proceso de refinación y comprenden una gran variedad de hidrocarburos. Entre los derivados producidos en Ecuador se tiene la gasolina extra, seguido por Fuel Oil, Diésel y Gas Licuado de Petróleo – GLP.

4.1.3 Tipos de crudo.

Es importante destacar que el petróleo crudo se encuentra entre los más demandados y por ende sus precios han incrementado a lo largo del tiempo. Existen dos puntos de referencia para colocar los precios del petróleo crudo que son WTI y Brent, cuyos precios se colocan por barril de

petróleo y serán explicados posteriormente. Los precios dependerán de la calidad¹ del tipo de crudo² y la escasez o abundancia de los tipos de crudo.

En Ecuador se exporta dos tipos de petróleo crudo. El Crudo Oriente es un tipo de crudo mediano con 24 grados API, siendo el de mejor calidad dentro de los producidos en la región amazónica del país. Por otro lado, está el Crudo Napo, que es un tipo de crudo pesado con 18 grados API. En consecuencia, habiendo entendido las definiciones del petróleo, sus categorías y su principal problemática, es necesario extender una recopilación de datos e información e el 2007 al 2012, sobre el marco regulatorio y los principales sucesos del sector petrolero en el mercado nacional e internacional del petróleo. Resulta importante describir los principales cambios, crecimientos y épocas de crisis dentro del periodo de estudio, para entender y vincular estas modificaciones políticas con las variaciones administrativas u operacionales dentro del sector reflejadas en las gráficas de análisis en las siguientes secciones.

4.1.4 Cambios políticos, decretos y reformas del sector petrolero (2007-2020).

En el sector petrolero del Ecuador han existido diversos factores geopolíticos, económicos, políticos e internacionales que interfieren en el desarrollo del sector, pero también políticas y reformas nacionales que modifican la estructura de participación operacional y administrativa del sector. Es importante ejecutar una revisión y recopilación de esta información para proceder con el análisis de la gestión petrolera, debido a que a través de estos datos se puede ejecutar: evaluación preliminar del impacto de las políticas y regulaciones en el sector petróleo;

¹ La calidad se categoriza según su gravedad API, que es una escala especificada por el American Petroleum Institute, clasificada por su densidad.

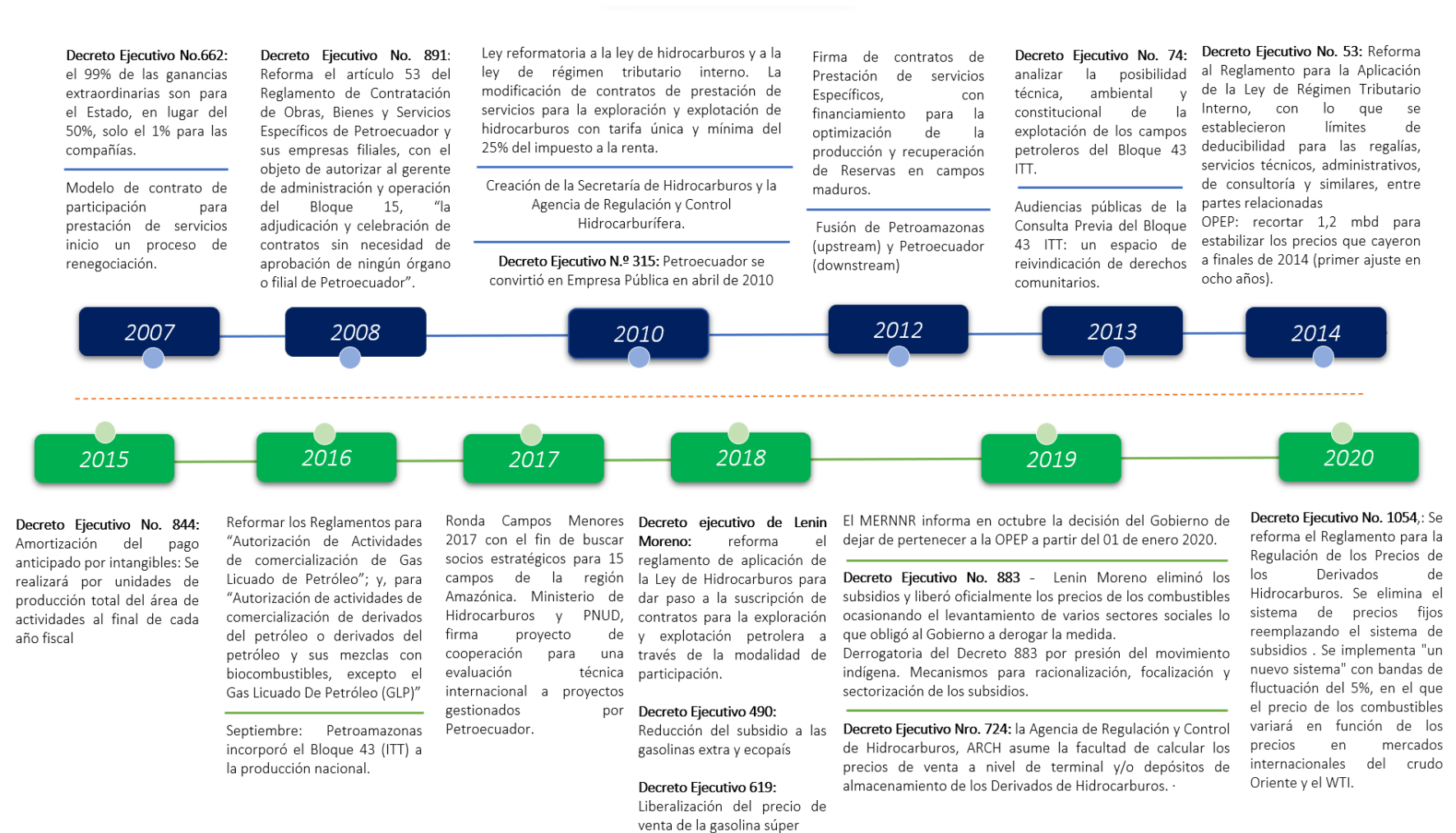
² Crudo liviano: mayores a 31,1 °API; crudo mediano: 22,3 - 31,1 °API; crudo pesado: 10 - 22,3 °API; crudo extrapesado: menores a 10 °API (Enciclopedia Humanidades, s.f.).

identificación de posibles oportunidades y riesgos de la industria; comparación de las políticas previas con las actuales para identificar puntos clave de mejora o declive dentro del sector; y mejoramiento en la planificación de decretos o reformas mediante la observación de patrones políticos que hayan generado consecuencias negativas.

La identificación de las reformas o decretos en años específicos, a través de la Figura 1, permite observar si se han implementado medidas para mejorar la gestión petrolera y/o reducir la dependencia del petróleo. Dentro del análisis de la gestión petrolera y del marco regulatorio, la recopilación de cambios políticos nacionales o internacionales, reformas y decretos hacia la industria petrolera es relevante para vincular de forma preliminar cambios de tendencias, participación administrativa u operacional en años específicos. Además, esta subsección busca explicar el contexto económico de cada año y las reformas o cambios políticos ejecutados desde el 2007 al 2020, con investigación previa y análisis de épocas anteriores que se encuentra en el Anexo A.

Figura 1

Línea de Tiempo de Decretos Ejecutivos, Reformas y Políticas en la Ley de Hidrocarburos (2007-2020)



Nota. Esta información proviene de varias fuentes que serán detalladas en la sección de referencias

En 2007 entra a la presidencia en el economista Rafael Correa, donde comienza un periodo de cambios, leyes, decretos, políticas en diversos sectores económicos, siendo uno de ellos el sector petrolero. Previamente en 2006, al ser ministro de economía y finanzas ejecuta la reforma a la ley de hidrocarburos, Ley 42-2006, donde se coloca una cláusula que especifica la participación por parte del Estado en el 50% de las ganancias extraordinarias de las empresas petroleras. (AIHE, 2020).

Posteriormente, en 2007 mantiene la dirección de reformar el sector petrolero, anunciando la nacionalización de campos petroleros en el país. Lo cual significó que las empresas extranjeras que operaban en Ecuador, como Chevron y Repsol, tuvieran que renegociar sus contratos con el gobierno ecuatoriano. En este mismo año, Ecuador reingresa a la OPEP. Además, se firma un decreto que fija el 99% de las ganancias extraordinarias del petróleo son destinadas al Estado y solo el 1% a las empresas (Europapress, 2007).

Consecutivamente, en los dos trimestres iniciales del 2008, el precio del petróleo a nivel mundial experimentó un incremento y alcanzó 147\$ en el mes de julio, no obstante la crisis financiera del 2008 generó una caída de precios por la disminución de la demanda de petróleo mundial. Entre el 2009 y 2010 se ejecutan cambios importantes en el marco regulatorio petrolero, como la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, donde se determinó que “en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos los contratistas como Operadores, no están sujetos al pago de regalías. La totalidad de la producción del área del contrato es de propiedad del Estado” (FAO, s.f.). Además, con esta reforma el Estado reservó el 25% de los ingresos brutos del sector petrolero como un margen de soberanía (Baquero & Mieles, 2015). A esto se suma la conversión de Petroecuador como empresa pública Petroecuador.

De este modo, con estos cambios en 2011 la producción nacional de petróleo por parte de las empresas públicas llegó a representar el 72% del total. También, las revueltas de los países árabes hicieron que el precio del crudo ecuatoriano llegara a valer \$97/B. (Baquero & Mieles, 2015). Sin embargo, esta felicidad dura poco debido a que, en 2012, Chevron fue condenada a pagar una multa de \$18 mil millones por daños ambientales en la región amazónica de Ecuador. La empresa impugnó la decisión y llevó el caso a un tribunal de arbitraje internacional, lo que generó controversia y tensiones diplomáticas entre Ecuador y Estados Unidos.

En 2012, la situación petrolera de Ecuador estaba marcada por una disminución en la producción de crudo debido a problemas técnicos en los campos petroleros y a la falta de inversión en la industria. De este modo, se ejecuta la firma de contratos de Prestación de Servicios Específicos, con financiamiento para la optimización de la producción y recuperación de Reservas en campos (AIHE, 2020). Es así como el siguiente año (2013), Correa dispone analizar la probabilidad económica, técnica y ambiental de explotar los campos petroleros del ITT³, pero también se ejecuta una consulta previa donde se brindó un espacio para la reivindicación de derechos comunitarios. Durante ese año, el país continuaba en desacuerdo con las compañías petroleras internacionales que operaban en el país, incluyendo Chevron. El gobierno seguía tratando de aumentar su control sobre la industria petrolera a través de la empresa estatal Petroamazonas.

Más adelante en 2014, el precio internacional del petróleo comenzó a disminuir, lo que afectó a la economía ecuatoriana, que dependía en gran medida de los ingresos petroleros. así, se a reducir los subsidios a los combustibles y a tomar medidas para aumentar la eficiencia y la

³ Ishpingo-Tiputini-Tambococha

transparencia en la industria petrolera. En 2015, el precio promedio del crudo Brent y WTI disminuyeron en 48% y 47% respectivamente, en comparación al 2014 (CEPAL, 2005). Se declara un estado de emergencia económica y a tomar medidas para reducir el gasto público y aumentar los ingresos fiscales. También se lanzaron programas de exploración y explotación de petróleo en la Amazonía para aumentar la producción y los ingresos petroleros.

En cuanto al 2016, el gobierno de Ecuador anunció un plan para reducir su dependencia del petróleo y diversificar su economía a través de la promoción del turismo, la agricultura y la inversión extranjera. El país también continuó con la exploración y explotación de reservas petroleras. Petroamazonas EP firmó contratos de servicios específicos con empresas nacionales y compañías internacionales para financiar y desarrollar campos maduros. No obstante, la OPEP recorta 1.2 mdb⁴ para llegar a una estabilización de precios que habían caído en 2014 (AIHE, 2020). Esto fue el primer ajuste en ocho años de gestión petrolera del gobierno de Correa.

En lo que respecta al 2017, Ecuador realizó un acuerdo con la OPEP para recortar su producción de petróleo en un 1,2% para poder estabilizar los precios del petróleo a nivel internacional. Además, se implementaron reformas económicas con el propósito de reducir el déficit fiscal y con ello mejorar la eficiencia del sector hidrocarburífero. A finales de 2017, el Ministerio de Hidrocarburos firmó un proyecto de cooperación para realizar una evaluación técnica internacional a proyectos gestionados por Petroecuador (EP Petroecuador, 2017).

Después de tales medidas, en 2018 la economía ecuatoriana experimentó un crecimiento del 1,4% gracias a un aumento en la producción de petróleo. El aumento se debió en parte a la entrada en operación del campo petrolero ITT. A pesar de este incremento en producción, las exportaciones

⁴ Mdb: millones de barriles diarios

de petróleo de Ecuador disminuyeron durante el año 2018 debido a la disminución de la demanda de petróleo pesado en los mercados internacionales y a la competencia de otros países productores de petróleo. Además, se llevó a cabo una reestructuración de la deuda petrolera en 2018, renegociando los términos de los préstamos con los principales acreedores.

En 2019, a través del decreto 490 y 619 se eliminaron los subsidios a los combustibles, lo que provocó protestas y disturbios en todo el país. Esto también había afectado a la industria petrolera ya que algunas compañías petroleras internacionales redujeron sus inversiones en el país debido a la inestabilidad política. Después de este evento, se elimina el sistema de precios fijos y se coloca un nuevo sistema con bandas de fluctuación del 5%, cuyos precios de derivados se guiarían de los precios internaciones de crudo Oriente y WTI.

La situación empeoró en 2020 porque la pandemia de COVID-19 provocó una caída en la demanda mundial de petróleo y los precios del petróleo cayeron a mínimos históricos. Ecuador fue duramente golpeado, lo que obligó al gobierno a implementar medidas de austeridad para reducir el gasto público y solicitar un préstamo de emergencia del Fondo Monetario Internacional. Posteriormente, la situación económica y petrolera en Ecuador mejora levemente en 2021, gracias al incremento en los precios del petróleo y la recuperación de la demanda mundial de petróleo. Sin embargo, el país aún enfrenta desafíos en la gestión de la industria petrolera y la diversificación de su economía para reducir la dependencia del petróleo.

4.1.5 Análisis de los precios de crudo.

Habiendo explicado brevemente los principales cambios políticos y eventos de alta relevancia del sector petrolero, se procede a analizar los precios de crudo a nivel nacional y los precios de referencia e identificar periodos relevantes, puntos de transición que guiarán el comportamiento de tendencias o etapas en las secciones posteriores. Con esto se pretenden

entender la diferencia de precios y el porqué del castigo/penalización que tiene Ecuador sobre su crudo. Además se busca enfatizar en la incidencia de la dinámica de mercado de oferta y demanda en la volatilidad de los precios por barril de crudo a nivel internacional y cómo los organismos internacionales pueden tomar decisiones para estabilizar precios e intentar equilibrar el mercado de petróleo. Esto se ejecuta mediante el análisis de volatilidad de precios y categorización de periodos.

A. Análisis de los precios de referencia Brent y WTI y la penalización del crudo ecuatoriano.

Los precios WTI y Brent son puntos de referencia en el mercado mundial, y sirven como guía para los precios de crudo ecuatoriano, cuyas variaciones se observan en el Anexo B. El crudo Brent es el tipo de petróleo liviano, siendo el punto de referencia dentro del mercado mundial del crudo ligero⁵, apropiado para la producción de gasolina y gasóleo. No obstante, su precio es más sensible y volátil frente a las decisiones de la OPEP y conflictos políticos, sociales y económicos de Oriente Medio.

El crudo WTI (West Texas Intermediate) también es un tipo de petróleo liviano que abarca una mezcla de varios crudos de Estados Unidos. Su extracción y procesamiento se lo realiza en el mismo país, y es refinado en Medio Oeste y en el golfo de México. Este es usado como punto de referencia en el mercado de petróleo de EE. UU. Ambos tipos de precio se comportan con tendencias similares (Anexo B), no obstante el precio WTI es más barato para el proceso de refinamiento porque es menos viscoso, y por ende este tiene mayor demanda. Ecuador utiliza el precio del petróleo WTI como referencia para establecer el precio de su petróleo crudo de exportación, lo que significa que cuando el precio del WTI aumenta, el precio

⁵ Tipo de crudo que prima en el continente de Europa, Oriente Medio y África.

del petróleo crudo de Ecuador también tiende a subir. Cuando existen conflictos en Estados Unidos, como recesiones, el precio se ve afectado y disminuye, lo que implica reducción de precio de crudo para Ecuador, pero también influye la calidad de crudo.

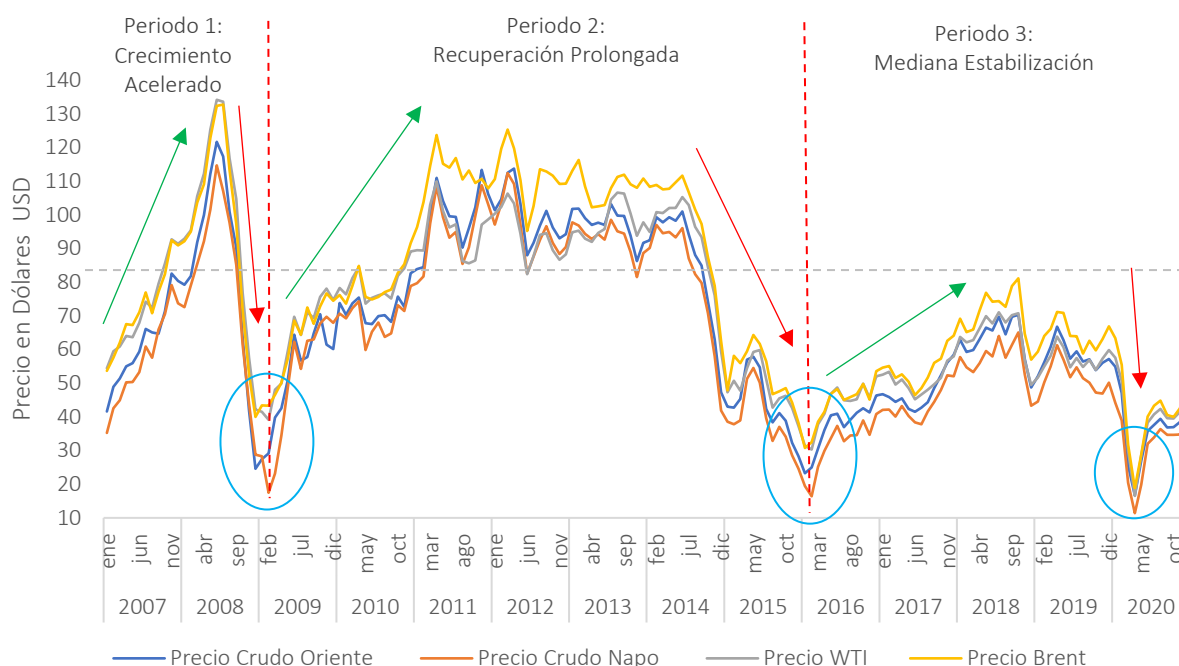
La baja calidad de crudo ecuatoriano causa penalizaciones monetarias que afectan al precio del crudo Oriente y Napo. El crudo ecuatoriano tiene una penalización respecto al precio de referencia WTI porque la calidad de crudo es baja. Los dos tipos de crudo exportado son crudo pesado (Napo) y crudo mediano (Oriente), por ende, su baja calidad compite con otros crudos de mejor calidad dentro del mercado de petróleo internacional, haciendo que Ecuador tenga un castigo por su calidad.

B. Cotización y volatilidad de los precios de crudo (4 tipos).

Después de haber descrito y explicado estos 4 tipos de precio, resulta importante analizar la volatilidad de precios, sus tendencias y englobar periodos de relevancia. El precio del petróleo beneficia a países productores y exportadores como Ecuador, puesto que cuando existen incrementos de precio, los ingresos por exportación aumentan. No obstante, las caídas abruptas de precio representan un desequilibrio en el mercado de petróleo, haciendo que Ecuador pierda por cada barril de crudo exportado. Es así como la Figura 2 engloba 3 periodos específicos del precio de crudo, que son importantes analizar dado que muestran encierran cifras de un punto mínimo al siguiente punto mínimo, similar a un ciclo. Allí se observa el comportamiento de forma mensual y se resalta con los acontecimientos internacionales para ver su alcance e incidencia en los precios de crudo.

Figura 2

Precios de Crudo Oriente, Napo, WTI y Brent (2007-2020)



Nota. Las líneas entrecortadas dividen los periodos. La flecha roja representa tendencia bajista, la flecha verde representa tendencia alcista, la circunferencia celeste encierra las caídas más alarmantes en la cotización de precios de crudo. Fuente: Banco Central del Ecuador

En el periodo 1 de crecimiento acelerado se observa una aceleración de crecimiento del precio de enero del 2007 a junio de 2008, lo que representa una tendencia alcista. Junio fue el mes donde se registró el precio más alto en la historia del país, siendo este mayor a los \$120 por barril de crudo. Sin embargo, a partir de ese punto, se presenta una tendencia bajista con una caída del precio de crudo a cifras inferiores a los \$30,00. Dentro de este periodo, es importante señalar la crisis financiera del 2008, dado que sus efectos provocaron la disminución de demanda de petróleo a nivel global, lo que desencadenó en una baja de precios alarmante.

El segundo periodo de recuperación prolongada presenta un proceso de recuperación de precios tras la caída a finales del 2008. Desde 2009 a inicios del 2011 se aprecia una tendencia alcista con intentos de recuperación ralentizados. No obstante, desde 2011 a mediados del 2014

los precios reflejan cierto nivel de estabilidad, que posteriormente generan una tendencia bajista por la caída de precios a finales del 2014 y continúan su descenso hasta finales del 2015. Esta caída en la cotización del precio de crudo fue causada por un exceso de oferta de crudo y el debilitamiento de la demanda de petróleo, desencadenaron en la caída de la cotización del petróleo. Conviene destacar que ese el exceso de oferta fue consecuencia del cambio del comportamiento de la OPEP frente a la competencia de Estados Unidos con el petróleo de esquisto⁶. Mientras tanto, la demanda estaba en debilitamiento por la desaceleración del crecimiento económico de las mayores economías.

El tercer periodo de mediana estabilización presenta un intento de recuperación ralentizado hasta 2018 con una tendencia alcista. Sin embargo, la cotización de precios no llega a valer ni la mitad del precio que se cotizaba en junio del 2008, y los precios ahora son incluso inferiores en comparación al periodo anterior. Entre abril y mayo del 2020 se observa la peor caída de precios histórica generada en parte por la pandemia en sus inicios, donde se generó una disminución de la demanda. Esta es explicada por la paralización del sector de transporte, debido a que las medidas aplicadas de confinamiento, distanciamiento y movilidad reducida impidieron que el transporte accione con normalidad por cielo o tierra, dejando todo un sector paralizado.

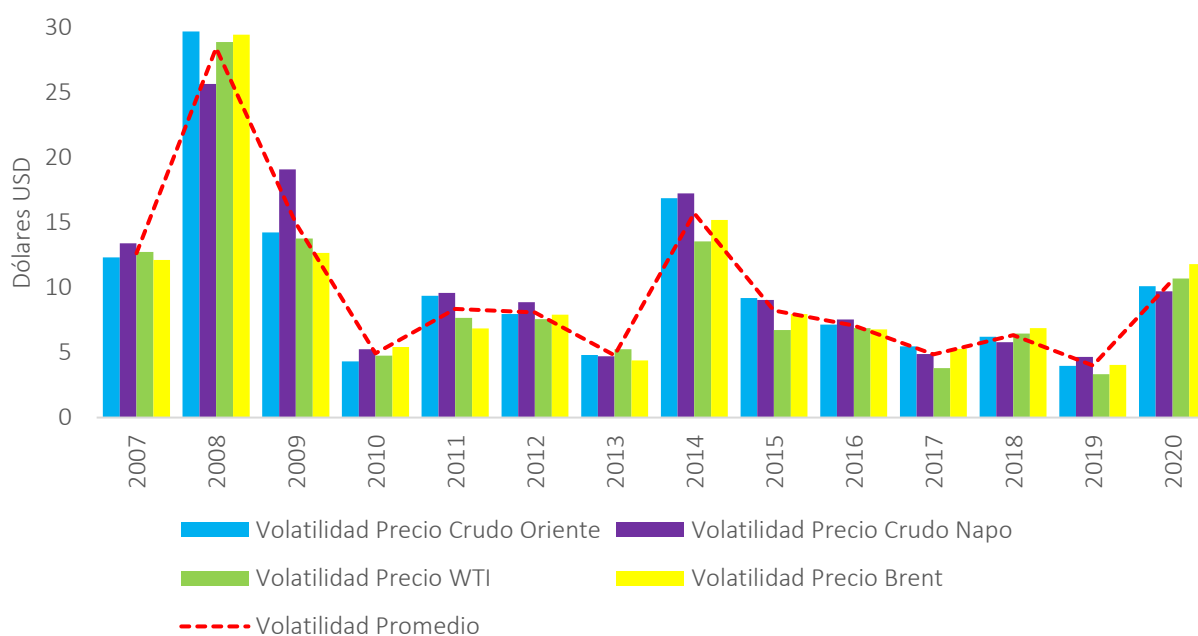
Por ende, se observa que los conflictos geopolíticos influyen en la dinámica de mercado del petróleo a través de shocks de oferta y/o demanda, donde los organismos internacionales como la OPEP son los encargados de generar más tensión o estabilizar los precios de mercado teniendo incidencia sobre los países exportadores, como en el caso de Ecuador, que se detalla más a profundidad en el sector de producción.

⁶ Esquisto: Petróleo no convencional producido a partir de esquistos bituminosos mediante pirólisis, hidrogenación o disolución térmica (Wikipedia, s.f.).

Por otro lado, esta variación de precios requiere de un análisis de volatilidad de precios para entender sus pros y contras para Ecuador. De este modo, la Figura 3 presenta la volatilidad de cada tipo de precio en cada año, y la volatilidad promedio en conjunto para observar que año ha tenido mayores o menores niveles de volatilidad, y describir las implicaciones que esta puede tener en la industria petrolera del Ecuador.

Figura 3

Volatilidad Según Tipo de Precio de Crudo (2007-2020)



Nota. La volatilidad fue calculada a través de la desviación estándar con los precios mensuales de cada tipo de crudo para comparar la volatilidad de cada tipo de crudo en cada año. Fuente: Banco Central del Ecuador.

Por medio de la Figura 3, se observa que existen dos años clave para el precio de crudo. El 2008 fue el año con mayor fluctuación de precios con una volatilidad promedio de \$28,90, seguido por el 2014 que registró un nivel de volatilidad promedio de \$15,70 . En cambio, el año con menor fluctuación de precios fue el 2019 con una volatilidad promedio de \$4,00.

Con relación a la Figura previa sobre los precios de crudo, se observa que en 2008 y 2014 existió mayor volatilidad debido a la diferencia de precios entre un mes y otro, dado que existieron valores máximos y valores mínimos (picos y caídas) en tan solo un año.

La volatilidad tiene impactos significativos en la economía nacional y global, cuyas causas se relacionan a la crisis financiera del 2008 y al exceso de oferta y debilitamiento de la demanda en 2014 como se explicó en el análisis de precios. Es así como la volatilidad es causada por varios factores, como las tensiones geopolíticas, los desastres naturales o enfermedades globales. Cuando existe un mayor nivel de volatilidad, se pueden generar afectaciones en los costos de producción y transporte, los precios al consumidor, la inflación y la estabilidad financiera. En estos casos, los gobiernos pueden tomar acciones para mitigar el impacto de la volatilidad en los precios del petróleo en sus economías, como la implementación de políticas fiscales y energéticas adecuadas.

4.1 Gestión de la cadena de valor petrolera

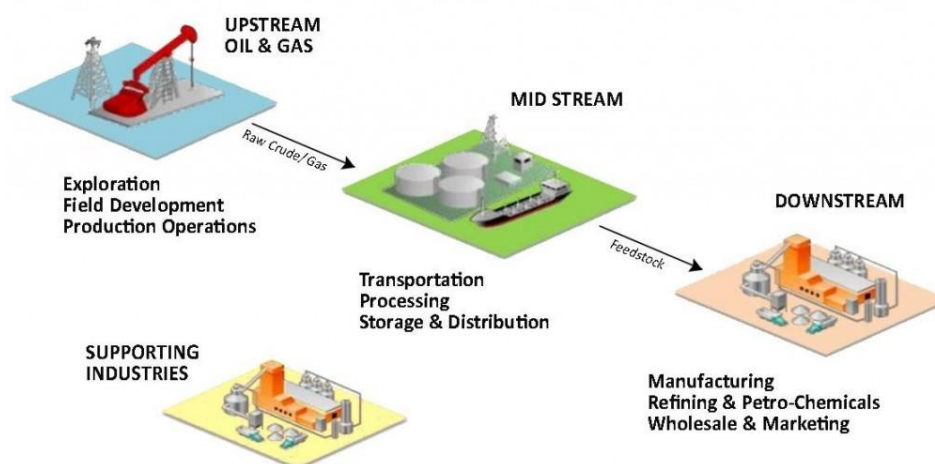
La sección 2 busca examinar la gestión de la cadena de valor, a través del sector de producción, transporte, refinación y comercialización mediante el análisis de fluctuación de volumen de crudo/derivados, tasas de crecimiento, tendencias. Estas herramientas serán empleadas con el objetivo de identificar periodos o etapas sustanciales, donde se compare el comportamiento entre sectores y categorizarlos en grupos con etapas similares u opuestas. Simultáneamente se analizarán las diversas reformas, decretos o políticas dentro del sector y la ley de hidrocarburos para vincular de forma preliminar los cambios legales con los cambios en comportamientos o tendencias en las gráficas de análisis. Además, se busca concatenar el comportamiento de los precios de crudo de la sección 1 con el comportamiento de estos cuatro sectores e identificar preliminarmente si existe relación alguna con ellos.

4.2.1 Cadena de valor.

Para comprender el análisis dentro de esta sección, primero se debe entender qué es la cadena de valor y sus secciones. Al ser la industria del petróleo un proceso completo y múltiple, cuenta con una cadena de valor que guía todos sus procesos, la cual es secuencia de actividades que se realizan desde fuentes de suministro hasta la comercialización donde se vende en el mercado global el petróleo y sus derivados. Las fases de esta cadena se dividen en upstream, midstream y downstream, como se muestra en la Figura 4 a continuación.

Figura 4

Cadena de Valor



Nota. La figura muestra la cadena de valor detallada Fuente: Blommestein Analytics

Mediante la Tabla 1 se especifican las subsecciones dentro de cada fase. No obstante, el estudio se enfocará en los sectores previamente mencionados, puesto que la información respecto a contratación, exploración, evaluación y desarrollo es limitada y confidencial, y no se encontró información sobre ello en repositorios o bibliotecas en línea. Además, se omite estas subsecciones porque esa información engloba un análisis a profundidad de aspectos teóricos y legales, lo cual no está acorde a los objetivos planteados en esta tesis.

Tabla 1*Subsecciones de la Cadena de Valor*

Upstream	Midstream	Downstream
Contratación Exploración Evaluación y desarrollo Producción	Transporte Almacenamiento	Refinación Comercialización

4.2.2 Upstream.

Las actividades de la fase upstream incluyen la búsqueda de potenciales reservorios de gas y petróleo, la perforación y operación de pozos exploratorios y de producción, el desarrollo de instalaciones alrededor de los pozos que producen grandes cantidades comerciales de hidrocarburos. Es así como dentro de esta fase se estudia la producción de crudo que es el proceso mediante el cual se extrae el petróleo crudo de la tierra y se lo lleva a la superficie para su posterior refinación y procesamiento.

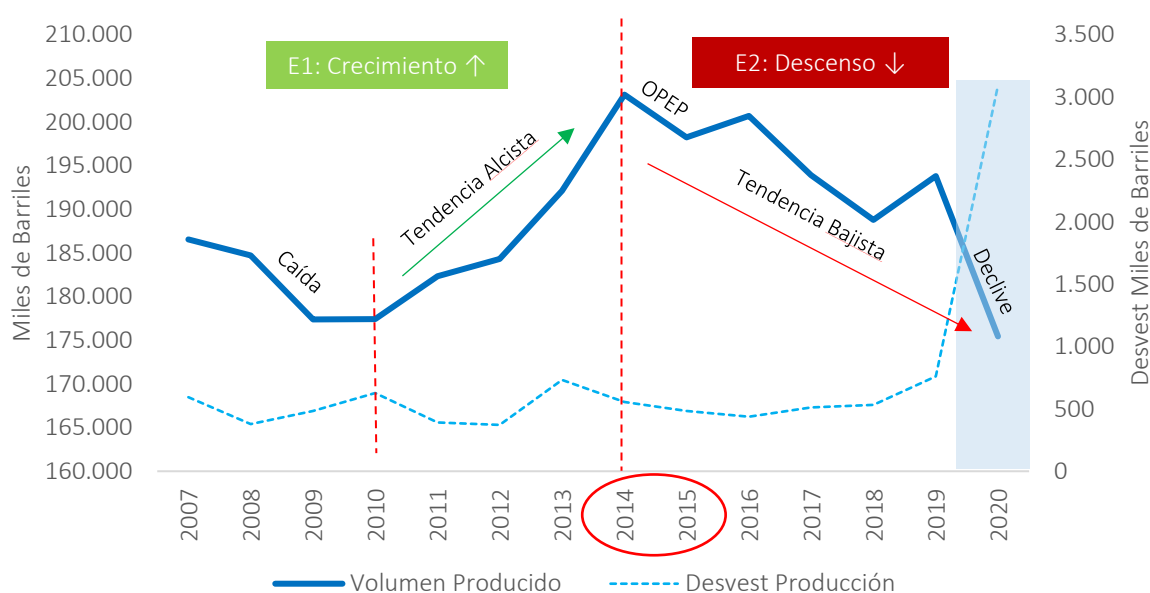
4.2.2.1 Producción.

En la sección de producción es primordial identificar las diversas etapas existentes y evaluar el comportamiento respecto a las variaciones de volumen. Mediante la Figura 5, en este sector se pudo identificar 2 etapas de crecimiento (2007-2014) y descenso (2014-2020), cuyo punto de transición fue el 2014. En la primera etapa se observa una disminución de volumen entre 2007 y 2010, a partir de allí se presenta una tendencia alcista hasta el 2014. Desde ese año comienza una etapa de descenso con una tendencia bajista, llegando a un registro histórico de disminución de producción de crudo en el año 2020. El punto de transición es el nivel más alto de volumen dentro de los 14 años de estudio, con una producción de 203,142,17 miles de barriles, cuya tasa de crecimiento fue del 5,43% respecto al 2013, siendo esta la tasa positiva más alta. No obstante, dentro de la etapa de descenso, en 2020 se registra el nivel de volumen más

bajo con una producción de 175.449,72 miles de barriles, representando una alarmante tasa de crecimiento negativa de -10,47% respecto al 2019. También, en 2020 se registra el mayor nivel de fluctuación de volumen de crudo producido, con una variabilidad de 3092,56 miles de barriles. El aumento de fluctuación se debe en parte a la caída de producción entre abril y mayo del 2020.

Figura 5

Producción de Crudo y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020)



Tasa de Crecimiento de Volumen Producción	Positiva	Año	Negativa	Año
	5,43%	2014/13	-10,47%	2020/19

Nota: Este es un gráfico compuesto que presenta las tasas de crecimiento más altas y bajas el periodo de estudio provenientes del Anexo C.

Después de haber observado el sector con un enfoque estadístico, se analiza que el comportamiento y variaciones de la gestión de producción se debe al precio del petróleo y cambios políticos nacional. A través de la etapa 1, en 2007 se ejecutó el decreto Ejecutivo No.662 (que será explicado a detalle en la subsección 2.1.2), lo que modificó la producción nacional de crudo, debido a que este cambio legal generó una renegociación de los contratos de

participación a contratos de prestación de servicios. Es así como entre la caída de producción entre 2007 y 2010, fue generada por el proceso de transición y renegociación en la participación de empresas públicas y privadas, hasta el 2011 donde se estimaron altos niveles de recuperación hasta el 2014, donde la producción llegó a sus niveles máximos.

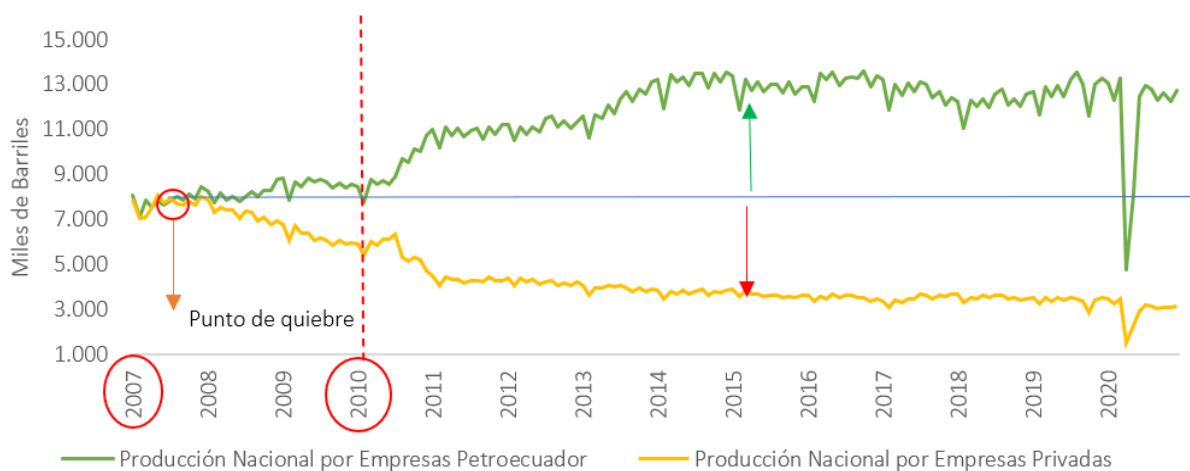
Sin embargo, durante la etapa de descenso, del 2014 al 2015 se observa una caída en la producción que continúa descendiendo hasta 2018. Este cambio de comportamiento en la producción no se debe a problemas de gestión interna, sino a un problema en el mercado internacional de petróleo. La caída del precio de crudo a finales del 2014 significó un problema en el mercado de crudo. Esto indujo a la OPEP a tomar acciones al respecto y obligar a Ecuador a reducir su producción en 1,2 mdb, que a su vez reduciría la oferta de crudo, con el fin de estabilizar los precios que habían caído a finales del año, siendo este el primer ajuste realizado en ocho años. Por ende, se observa que el sector de producción no solo depende de una gestión interna de procesos, sino también del precio del crudo y de organismos internacionales para estabilizar el mercado de petróleo.

4.2.2.2 Producción de crudo por tipo de empresas.

Es importante destacar que existe un cambio en la gestión de producción en el ámbito legal, operacional y administrativo, influenciado por cambios legales que preliminarmente inducen un cambio relevante en la participación estatal y privada. La Figura 11 presenta la producción de crudo por empresas públicas y privadas, cuyo punto de quiebre se presenta en agosto del 2007, donde la producción por empresas públicas presenta mayor nivel de producción mensual, mientras que la producción por empresas privadas presenta una tendencia decreciente que resalta aún más a partir del 2010. Es así como 2007 y 2010 son años clave en la producción por tipo de empresa.

Figura 6

Producción Nacional de Petróleo Crudo por Tipo de Empresas (2007-2020)



Nota. La flecha verde y roja señalan el crecimiento y disminución en la producción de crudo respectivamente, y la línea azul representa el punto de quiebre entre empresas públicas y privadas. Fuente: Banco Central del Ecuador

Este cambio en la participación de las empresas en el sector petrolero se vincula de forma preliminar a los decretos ejecutivos y reformas presentadas en 2007 y 2010. La implementación del Decreto Ejecutivo No. 662 en el año 2007 estableció que “los recursos del subsuelo son propiedad inalienable e imprescriptible del Estado Ecuatoriano, lo que implicaba que su explotación debía realizarse en función de los intereses nacionales y de acuerdo con el principio de racionalidad” (FAO, s.f). Asimismo, el gobierno argumentó que los ingresos extraordinarios eran inequitativos para el Estado, lo que llevó a una reforma en la Ley de Hidrocarburos que estableció que el “99% de las ganancias extraordinarias fueran para el Estado en lugar del 50% anteriormente establecido, mientras que solo el 1% sería para las compañías” (AIHE, 2020). Este cambio en las ganancias extraordinarias generó un proceso de renegociación del modelo de contrato de participación para prestación de servicios, lo que afectó a las demás empresas del sector y propició un cambio en su participación en el mercado petrolero.

De este modo, el gobierno ecuatoriano implementó tal política de mayor participación estatal en la producción de petróleo, aumentando el control sobre las empresas privadas a través

de procesos de renegociación de contratos. Esta política llevó a que las empresas extranjeras, inciertas respecto a las nuevas regulaciones y relaciones con el Estado, se retiraran del mercado, lo que permitió a las empresas públicas a posicionarse como el principal productor de crudo. La mayor participación estatal en la industria petrolera generó un cambio en la dinámica del mercado, en el que se priorizó el interés nacional sobre el beneficio de las empresas privadas.

Por otro lado, en la misma figura se muestra que a partir del año 2010, las empresas privadas redujeron significativamente su producción de crudo, representando entre el 20-30% del total de la producción de crudo. Esta disminución se vincula a la implementación de una reforma en los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, que estableció una tarifa única y mínima del 25% del impuesto a la renta. (FAO, s.f). Esta reforma se ejecutó debido al incumplimiento de las empresas privadas con sus obligaciones contractuales. Sin embargo, las empresas privadas argumentaron que esto constituía una expropiación de sus activos y un incumplimiento de los términos del contrato, lo que llevó a varias de ellas a no renovar sus contratos y abandonar sus operaciones. Como resultado, Petroecuador se convierte en empresa pública y con ello asume la responsabilidad de la mayor parte de la producción de crudo. Es así como desde 2007 y con mayor fuerza en 2010 producción operada por empresas privadas pasaron paulatinamente a manos de las empresas públicas Petroecuador, y no ha existido ningún cambio que revierta estas características.

4.2.3 Midstream.

Después de la primera fase de Upstream continua la fase de Midstream. Esta implica el transporte y almacenamiento de hidrocarburos. El transporte es empleado a través de tuberías, por vía marítima, ferroviaria y por carretera, dependiendo del producto. En el caso de Ecuador

existen dos tipos principales que manejan las empresas petroleras, SOTE y OCP, cuyas mejoras o fallas pueden retrasar el desarrollo de los procesos posteriores.

4.2.3.1 Transporte.

En la sección de transporte se debe primero definir y entender el sector. El transporte de crudo ecuatoriano se lo realiza a través de dos oleoductos principales: SOTE y OCP. El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano SOTE, transporta crudo extraído de la Amazonía, y su extensión es de 497,7 km para un crudo de 30° API. Este oleoducto transporta el crudo desde Lago Agrio, Sucumbíos hasta Balao, Esmeraldas. Esta cruza las tres regiones de Ecuador: Costa, Sierra y Oriente, y durante este tramo tiene 6 estaciones de bombeo⁷. Además, tiene una capacidad de 360.000 BPPD⁸ a- 390.000 BPPD (EP Petroecuador, 2020).

Por otro lado, el Oleoducto de Crudos Pesados OCP manejado por la empresa del mismo nombre. Este es el segundo oleoducto del Ecuador que transporta y almacena crudo. Tiene la capacidad de transportar 450.000 BPPD para un crudo entre 17 y 21° grados API. Por este oleoducto también se transporta crudo colombiano desde el 2013, debido a un proyecto de interconexión de oleoductos (Colombia – Lago Agrio). Este cuenta con cuatro estaciones de bombeo⁹ y una extensión de 485 km.

De este modo, a través del Anexo D, se observa que, OCP a pesar de ser el oleoducto con mayor capacidad, transporta solo el 32% del total de crudo. SOTE transporta crudo mediano y por ende es más fácil transportar grandes volúmenes de crudo mediano. En cambio, OCP transporta crudo pesado, que es más denso y difícil de bombear. Principalmente, SOTE transporta más cantidad porque tiene una mayor extensión que OCP.

⁷ Lago Agrio, Lumbaquí, El Salado, Baeza, Papallacta y Quinindé. (EP Petroecuador, 2020).

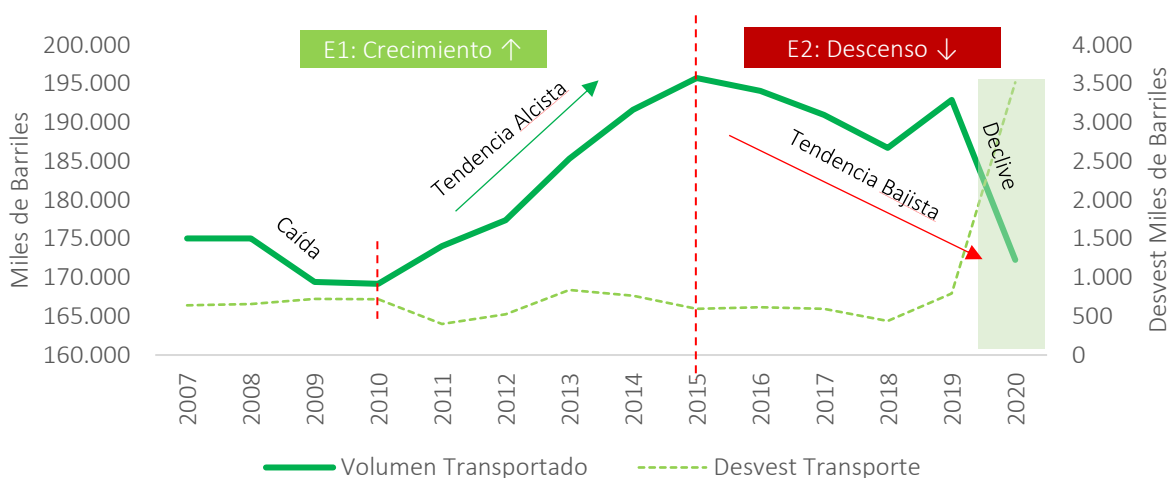
⁸ Barriles por día

⁹ Amazonas, Cayagama, Sardinias, Páramo

Después de haber comprendido el sector de transporte, es importante identificar y describir las diversas etapas existentes y el comportamiento de volumen de crudo transportado. A través de la Figura 7, se pudo identificar una similitud en tendencias y etapas entre el sector de producción y transporte, cuya diferencia radica en el punto de transición. Se identificaron 2 etapas de crecimiento (2007-2015) y descenso (2015-2020), cuyo punto de transición fue el 2015. A través de la primera etapa se observa una disminución de volumen de crudo transportado entre 2007 y 2010. No obstante, a partir de ese mismo año se recupera y comienza una tendencia alcista hasta el 2015. A partir de allí, se cambia a una etapa de descenso con tendencia bajista, llegando a un registro histórico de disminución de transporte de crudo en el 2020. El punto de transición (2015) es el nivel más alto de volumen transportado dentro del periodo de estudio, con un volumen de 195.727,59 miles de barriles transportados. Además, la tasa de crecimiento más alta se da en 2013, con un crecimiento de 4,37 puntos porcentuales con respecto al 2012.

Figura 7

Transporte de Crudo y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020)



Tasa de Crecimiento de Volumen	Positiva	Año	Negativa	Año
Transporte	4,27%	2013/12	-11,96%	2020/20

Nota: Este es un gráfico compuesto que presenta las tasas de crecimiento más altas y bajas el periodo de estudio provenientes del Anexo C.

En cambio, en la etapa de descenso, se observa una tendencia bajista, cuya excepción data en el 2019, donde el nivel de crudo transportado incrementó en 3,19%. Sin embargo, en 2020 continua la tendencia bajista donde se registra el declive debido el nivel de volumen de crudo transportado más bajo de tan solo 172.286,04 miles de barriles, lo que representó una tasa de crecimiento negativa preocupante de -11,96% respecto al 2019. De manera similar al sector de producción, en 2020 se registra el mayor nivel de fluctuación de volumen de barriles de crudo transportado, con una variabilidad de 3.516,75 miles de barriles. De forma general, el volumen de crudo transportado se mantiene en niveles estables con fluctuaciones de volumen bajas.

Después de haber descrito y detallado la estadística del sector, se analiza el comportamiento de este. De este modo, se observa que el comportamiento del sector de transporte es similar al sector de producción. La gestión del sector transporte responde directamente a la gestión del sector de producción, de allí proviene la similitud en tendencias, etapas y comportamientos. La pequeña diferencia marcada entre estos dos sectores representa el volumen de crudo consumido en estaciones de bombeo del oleoducto transecuatoriano. Sin embargo, la caída (inducida) de producción en 2015 difiere del incremento en volumen transportado en el mismo año. Esto se debe a que, para estabilizar la cantidad transportada, el consume en estaciones de bombeo se reduce de modo que se puedan equiparar los niveles de volumen transportado. Por ende, se observa que la gestión de transporte varia en dependencia a la gestión de producción con la aplicación de ajustes internos para equilibrar de manera interna los cambios inducidos por organismos internacionales.

Conviene enfatizar que el volumen de crudo transportado depende también de la capacidad de transporte por oleoducto. Previamente, en 2003 las operaciones de transporte se realizaban a través de un solo oleoducto (SOTE). No obstante, con la creación de SOTE a finales del mismo año, en 2004 se pudo observar un ascenso en la cantidad de barriles transportados,

dado que este nuevo oleoducto permitió que la capacidad de transporte de crudo se duplicara. De este modo, el sector del transporte podría ser beneficiado si se gestiona la planificación y creación de nuevos oleoductos que permitan incrementar la capacidad de barriles.

No obstante, dentro del transporte se requiere de diversos mantenimientos, que si presentan una gestión inadecuada o ineficiente o imprevistos naturales, pueden costar pérdidas de tiempo en transporte y con ello la disminución o retraso de barriles diarios transportados. Se destinan paralizaciones de bombeo (por horas) en SOTE por rotura de oleoductos, mantenimiento programado, falla de comunicación, falla de energía, daños imprevistos y falla de operaciones. El total de horas de paralización en cualquiera de estas áreas permite identificar fallos y ejecutar mantenimiento dentro de los oleoductos. Sin embargo, si la gestión de horas por cada área se extiende demasiado, repercute en un retraso de transporte y el normal desarrollo del sector.

Una de estas situaciones se destaca en la etapa 2, donde se aprecia el mayor nivel de fluctuación de crudo transportado. La causa principal de esta disminución de volumen se debe a la rotura de las tuberías de SOTE y OCP, desde abril hasta el 2 de mayo del 2020 (Anexo D). La causa de esta disminución se debe un hundimiento de tierra en San Rafael, entre las provincias Napo y Sucumbíos. (EP Petroecuador, 2020). A ello se le añade, la situación de pandemia, donde se limitaron los procesos de producción y transporte por las medidas inmediatas de distanciamiento y la disminución en la demanda de crudo, perjudicando aún más el transporte durante esos meses, generando un desequilibrio en la gestión de transporte. Por ende, se observa que la gestión de transporte sigue el comportamiento de la gestión de producción, pero también está ligado a una gestión operativa interna del mismo sector donde las paralizaciones pueden repercutir en un retroceso de desarrollo en el volumen transportado.

4.2.4 Downstream.

Esta es la fase final que incluye proceso de refinamiento del petróleo crudo para su conversión en productos petrolíferos y su correspondiente comercialización. Incluye la venta de crudo y distribución de productos derivados del petróleo crudo. En esta sección se tratará la refinación de crudo, materias primas procesadas en refinerías, exportación de crudo y exportación de derivados. No se detalla comercialización interna dado que la información obtenida sobre precios destaca en la sección de Gestión de Ingresos Petroleros.

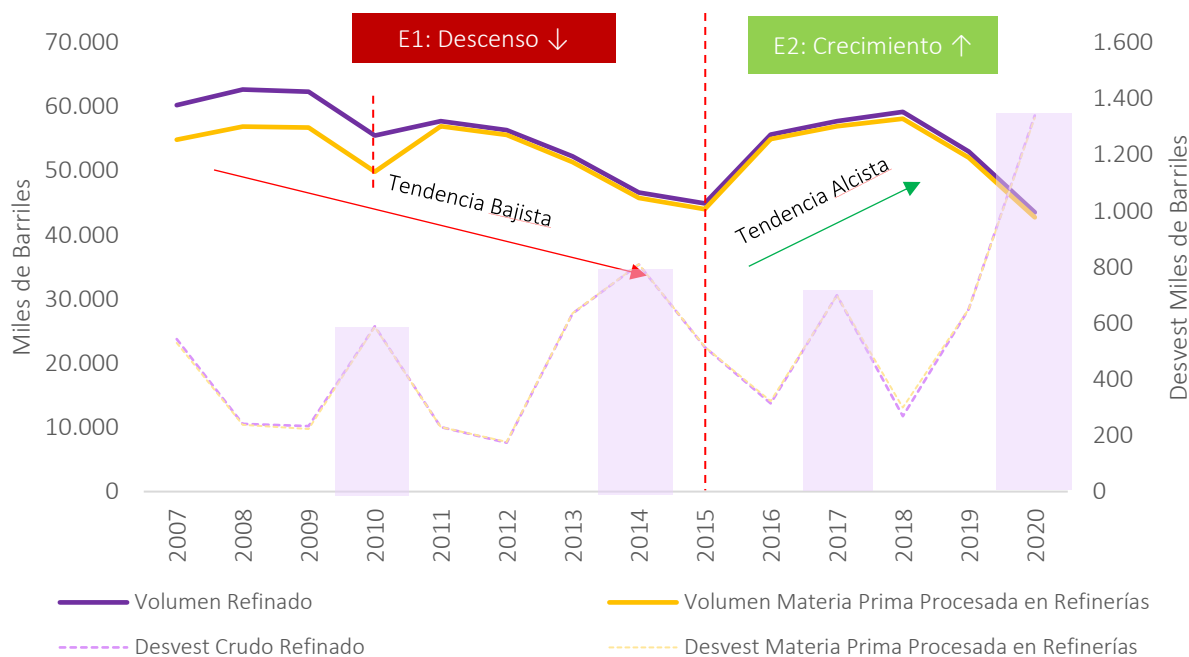
4.2.4.1 Refinación de crudo y materia prima procesada en refinerías .

La refinación de crudo somete el crudo a complejos procesos industriales que permiten producir una extensa variedad de combustibles líquidos y otros productos; también, dentro de las refinerías se procesa materia prima. (EITI, s.f.). En el caso de Ecuador, el crudo se procesa en las Refinerías Estatal Esmeraldas, La Libertad, Shushufindi y Lago Agrio, siendo la primera refinería la de mayor capacidad de refinamiento dentro del periodo de estudio (Anexo E y F).

De este modo, resulta importante identificar y describir las diversas etapas existentes y el comportamiento respecto a las variaciones del total del volumen de crudo y materia prima procesada en refinerías. A través de la Figura 8, se pudo identificar etapas opuestas a las del sector de producción y transporte previamente analizados. Desde 2007 al 2015 se identifica una etapa de descenso y a partir del 2015 al 2020 se cambia a una etapa de crecimiento, de similitud en tendencias y etapas entre el sector de producción y transporte, cuyo punto de transición es el 2015, al igual que en los otros dos sectores anteriores.

Figura 8

Refinación de Crudo y Materias Primas, y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020)



Tasa de Crecimiento de Volumen	Positiva	Año	Negativa	Año
Refinación de Crudo	19,28%	2016/15	-21,78%	2020/19
Materia Prima Refinada	19,87%	2016/15	-21,77%	2020/22

Nota: Este es un gráfico compuesto que presenta las tasas de crecimiento más altas y bajas el periodo de estudio provenientes del Anexo C.

En la primera etapa se observa una tendencia bajista hasta el 2015, donde el 2010 y 2014 reflejan un alto nivel de fluctuación en barriles de crudo y materia prima refinado. Desde el 2007 al 2010, el volumen de crudo refinado sobrepasa el volumen de materia prima refinada. En 2011 los niveles de volumen son similares. En 2008 se obtiene el año con mayor nivel de volumen de crudo y materia prima refinada. El punto de transición es el mismo que en el sector de transporte, con la diferencia que este registra el segundo nivel más bajo de volumen en el periodo de estudio. A partir de este año se cambia a una etapa de crecimiento con tendencias alcistas hasta el 2018. Desde ese punto se observa una tendencia decreciente siendo un declive durante la etapa 2. El nivel de fluctuación más alto se observa en la etapa de descenso en el 2020,

con una variabilidad de 43,531,75 miles de barriles aproximadamente. Cabe destacar que en la etapa 2, el 2016 presenta la mayor tasa de crecimiento de volumen de crudo y materias primas refinadas, con un incremento en el volumen de 19 puntos porcentuales aproximadamente respecto al 2015, y en esa misma etapa se presenta la peor caída de volumen, con una tasa de crecimiento negativa de -21,77% respecto al 2019. Finalmente, se observa que los niveles de fluctuación de volumen mayores se registran en 2020, 2014, 2017, 2010 (en orden descendente).

En consecuencia, es importante entender la gestión de la refinería dentro de las etapas analizadas y describir el manejo interno de las refinерías y las causas preliminares de los picos, caídas, puntos de transición o fluctuaciones dentro de años específicos. Se debe enfatizar que las cuatro refinерías del país requieren de mantenimiento continuo que pueden tener implicaciones positivas o negativas en el volumen, dependiendo de la extensión de tiempo y la magnitud de las fallas técnicas.

En la etapa de descenso, en 2010 se observa la primera caída, cuya disminución de volumen de crudo y materia prima refinada se dio por problemas técnicos: mantenimiento programado y paros emergentes, los cuales tienen una paralización extensa de las plantas en las refinерías (EP Petroecuador, 2010). No obstante, estos paros permiten el mejoramiento de la integridad mecánica de las refinерías para recuperar la capacidad operativa. Del mismo modo, en 2015 se observa el punto de transición y caída en volumen en refinерías, cuya causa principal fue la paralización parcial de la Refinería Esmeraldas, la realización del mayor número de paros emergentes, paros programados, y paros no programados que implicaron una extensión de tiempo mayor a la prevista por cada paro.

A partir del punto de transición, 2015 se aprecia un incremento en el nivel de volumen debido a la rehabilitación de la Refinería Estatal Esmeraldas. No obstante se siguen manteniendo

paros por mantenimiento que disminuyeron parcialmente su extensión de tiempo en la ejecución de dichas operaciones. Continuando con la tendencia alcista, se observa que en la etapa 2 el punto mayor nivel de volumen refinado fue el 2008, debido a que con la rehabilitación de la refinería con mayor capacidad y la operación de la Planta Parsons de la Refinería La libertad, la capacidad operativa incrementó generando un incremento en niveles de volumen. Finalmente, se observa que 2020 es el año con mayor fluctuación de barriles pero menor volumen de crudo y materias primas refinadas. Estas cifras se atribuyen al paro total de las unidades de la Refinería Esmeraldas por fallas en las subestaciones, que tuvieron que ser retiradas, cuya salida ocasionó la desconexión del suministro de energía eléctrica. De esta manera, los problemas de la refinería generaron un desbalance y a su vez una disminución de volumen refinado. Además, Coca Codo Sinclair salió de las operaciones y generó afectaciones al suministro de energía a nivel nacional (EP Petroecuador, 2020).

De este modo, se observa que si la gestión operativa de las refinerías respecto a los mantenimientos se ejecuta con menor extensión de días, sus plantas podrá operar y refinar un número estable de barriles de crudo; caso contrario, la extensión de más tiempo para ejecuciones técnicas implicará una reducción de volumen y ralentización del proceso operacional en caso de que el mantenimiento se desvíe de una planificación establecida (más tiempo en reparaciones técnicas) o se ejecuten paros emergentes por fallas técnicas o roturas, y/o paros no programados por problemas imprevistos. De manera general, la existencia de problemas macro como en la Refinería Esmeraldas, pueden ocasionar un desbalance operativo que se ve reflejado en la disminución de las cifras de barriles de crudo y materia prima refinada.

4.2.4.2 Comercialización.

La comercialización es la última subsección del downstream de la cadena de valor del petróleo. En Ecuador se comercializa externamente el crudo extraído de los campos, y los petroquímicos, combustibles e industriales que fueron producidos en las refinerías mediante las exportaciones de crudo y sus derivados; y se incluye la comercialización interna de derivados importados a nivel nacional.

4.2.4.2.1 Exportaciones de crudo.

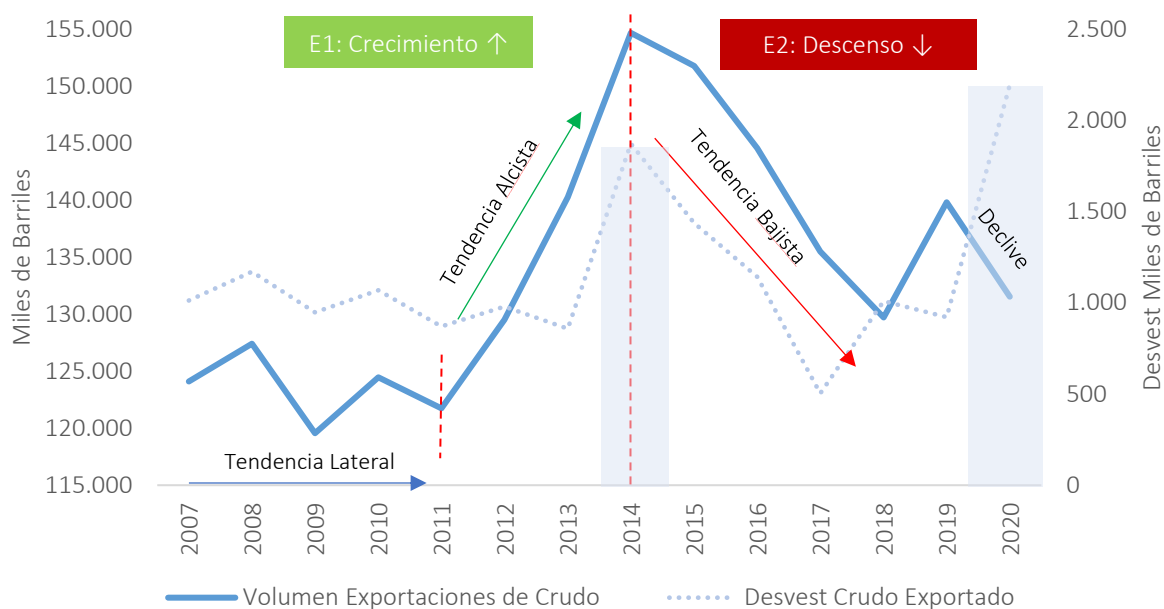
En el sector petrolero ecuatoriano se exportan dos tipos de crudo, crudo Oriente y Napo, siendo el primero el de mayor volumen de exportaciones debido a su mejor calidad en comparación al crudo Napo. Las exportaciones, a lo largo del periodo de estudio, han sido manejadas por diversas empresas, cuya participación ha variado según los decretos o reformas establecidas respecto al porcentaje de participación en el sector y procesos de renegociación de contratos. Por ende, es importante primero analizar las diversas variaciones, tendencias y fluctuaciones para identificar y describir etapas que posteriormente serán explicadas y vinculadas de forma preliminar con los cambios legales, políticos u operacionales en el sector.

A través de la Figura 9, se observa una similitud de comportamiento, tendencias y etapas que en la sección de producción y transporte. La etapa 1 de crecimiento refleja tendencia lateral (2007-2011) y tendencia alcista (2011-2014). A diferencia de los otros sectores estudiados, se observa que la tasa de crecimiento negativa no se presenta en 2020, sino en 2007 con una variación de -10,69 puntos porcentuales. La tasa de crecimiento de volumen exportado más alta se da en 2014, con una variación de 9,32 puntos porcentuales respecto al 2013; pero también se refleja el segundo nivel de mayor fluctuación de barriles dentro del periodo de estudio. Es así como 2014 se presenta como el punto de transición y comienzo de la etapa 2 de descenso con

una tendencia alcista y fase de declive entre 2019 y 2020, siendo este último el año de mayor fluctuación de volumen de crudo exportado, con una variabilidad 131.521,81 miles de barriles.

Figura 9

Exportaciones de Crudo y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020)



Tasa de Crecimiento de Volumen Exportación de Crudo	Positiva	Año	Negativa	Año
	9,32%	2014/13	-10,69%	2007/06

Nota: Este es un gráfico compuesto que presenta las tasas de crecimiento más altas y bajas el periodo de estudio provenientes del Anexo C.

Por ende, resulta relevante comprender las posibles causas de los picos, caídas, tendencias, puntos de transición y comportamientos del sector de exportaciones de crudo, vinculando eventos internacionales, nacionales y/o cambios políticos, administrativo u operacionales dentro del sector.

El año de mayor volumen exportado dentro de los 14 años de estudio lo registró en el 2014. Una de las razones de este incremento se debe al aumento de disponibilidad de crudo para exportar por la rehabilitación y reapertura de la Refinería Esmeraldas, que había estado en mantenimiento de plantas en años previos.

Por otro lado, en la etapa 2 se presenta del 2014 al 2018 una tendencia bajista, donde el 2018 presenta el año con menor volumen de crudo exportado dentro de la etapa estudiada. Esto se debe a un paro total en la Refinería Esmeraldas, puesto que existió una falla eléctrica lo que interrumpió la energía de las plantas, induciendo a una paralización total para eliminar dicho problema.

Además en la misma etapa de descenso, se observa un declive hasta el 2020. Esta disminución de barriles de crudo exportado se relaciona al problema presentado en la sección de transporte, donde existió la rotura de los oleoductos de abril a mayo, lo cual impidió el normal desarrollo del sector, disminuyendo la cantidad de crudo transportado y por ende disminuyó la cantidad de crudo Oriente y Napo para exportación

Por ende, se observa que la gestión de exportaciones respecto al volumen está ligada a la gestión operacional de sectores de refinerías y transporte, donde existieron paros en refinerías o roturas de oleoductos. Esto incide en el volumen exportado, puesto que los sectores previos retrasan y ralentizan la continuidad de procesos inmersos en los sectores posteriores de la cadena de valor. Sin embargo, la gestión administrativa difiere de la relación de gestión entre sectores, puesto que hay incidencia específica en la participación de empresas en el mercado de exportaciones.

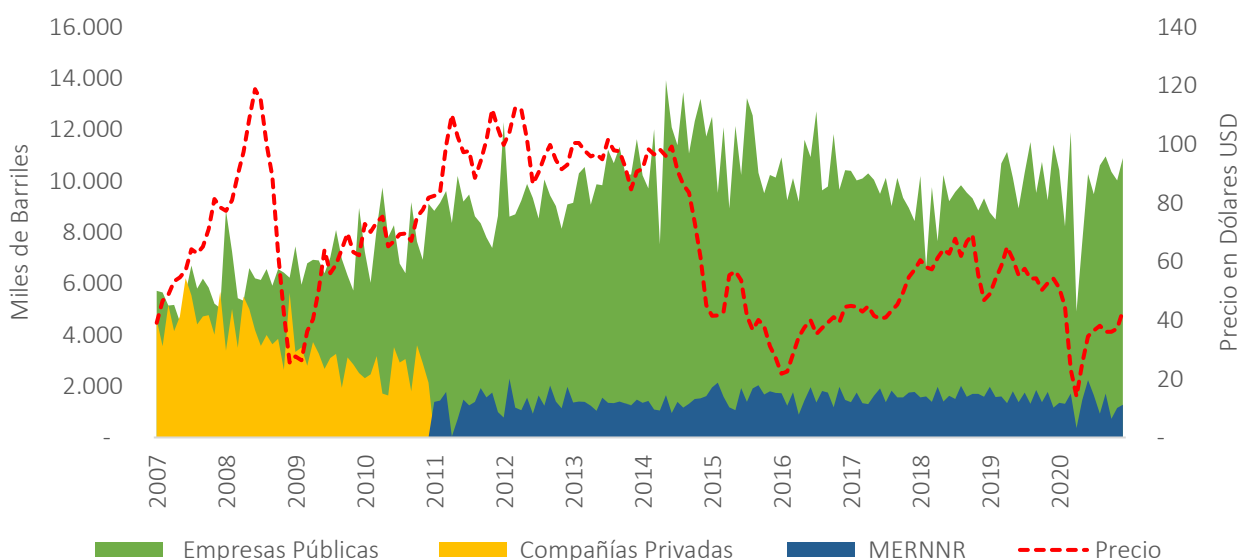
4.2.4.2.2 Exportaciones de crudo por tipo de empresa.

A pesar de que exista un vínculo entre la gestión operacional de exportaciones de crudo entre sectores que anteceden esta etapa dentro de la cadena de valor, la gestión administrativa difiere de ese vínculo debido a que la participación de empresas varía en dependencia a los cambios políticos, decretos ejecutivos o reformas instauradas por el gobierno en cuestión. A

través de la Figura 10, se observa este cambio de participación de empresas a cargo de la exportación de crudo.

Figura 10

Exportaciones de Petróleo por Tipo de Empresa (2007-2020)



Mediante la Figura 14, se observa que desde 2007 hasta noviembre del 2011 la empresa pública y compañías privadas estaban encargadas de la exportación de crudo con una participación estable en el mercado. No obstante, desde diciembre del 2011 las compañías privadas dejaron de exportar y la empresa pública Petroecuador se posicionó como exportador principal de crudo. Este cambio en el porcentaje de participación de empresas se vincula de manera preliminar a dos razones. La primera se debe la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno instaurada en 2010 (FAO, s.f.) – explicada en la sección Producción –, lo que ocasiono el retiro de las compañías privadas que operaban en Ecuador, donde el Estado cumplió su objetivo de mantener una mayor participación en los procesos petroleros.

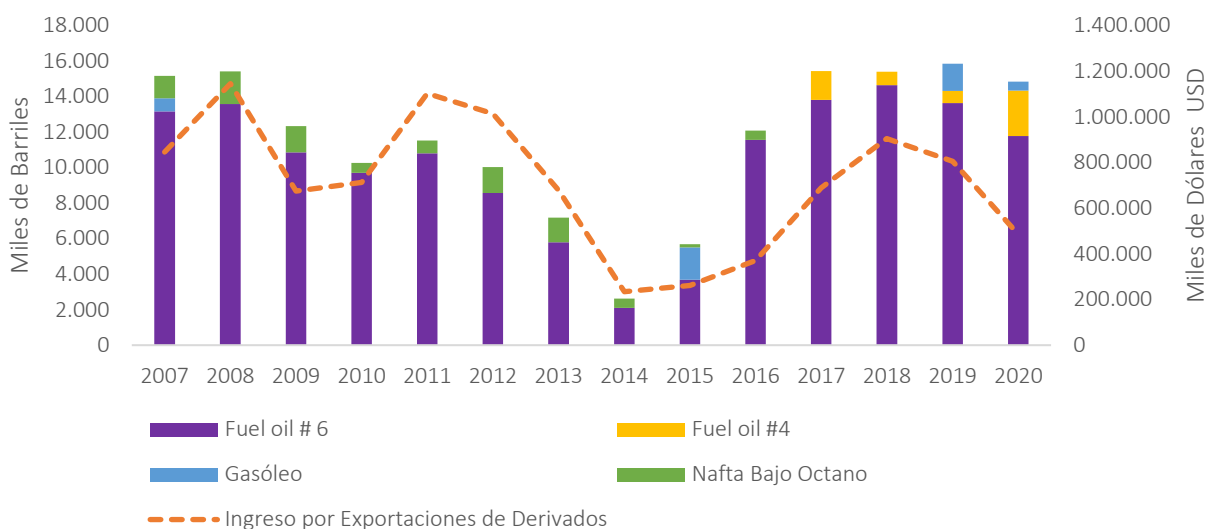
La segunda razón de las variaciones en participación se vincula, a modo de conjetura, a que en abril del mismo año la empresa estatal Petroecuador se convirtió en empresa pública (Decreto Ejecutivo Nro. 315, 2010). La empresa deja de ser un holding y participa en la exportación de mayores volúmenes de crudo. Esto también condujo a que después de 1 año 8 meses, las compañías privadas eliminaran su participación por completo en las exportaciones de crudo. En cambio, a partir de enero del 2011 el MERNNR comienza su participación en las exportaciones petroleras, representando el 12,96% del volumen total de crudo exportado. De este modo, se observa que la gestión administrativa varía según los cambios o reformas que se ejecuten, propiciando cambios en la participación de empresas públicas y privadas en el sector de exportaciones.

4.2.4.2.3 Exportaciones de derivados.

Ecuador exporta 4 tipos de derivado: Fuel Oil #6, Fuel Oil #4, Gasóleo y Nafta Bajo Octano, siendo Fuel Oil #6 el que ha liderado el mayor nivel de exportación desde 2007 al 2020, representado en la Figura 11. A diferencia de las exportaciones de crudo, las exportaciones de derivados representan aproximadamente el 9,84% del volumen total de las exportaciones petroleras. De este modo, es importante comprender el comportamiento de este sector, e identificar tendencias, variaciones y etapas para comparar y contrastar con el sector de exportación de derivados, y vincular estos cambios con aspectos legales, administrativos u operacionales de manera preliminar.

Figura 11

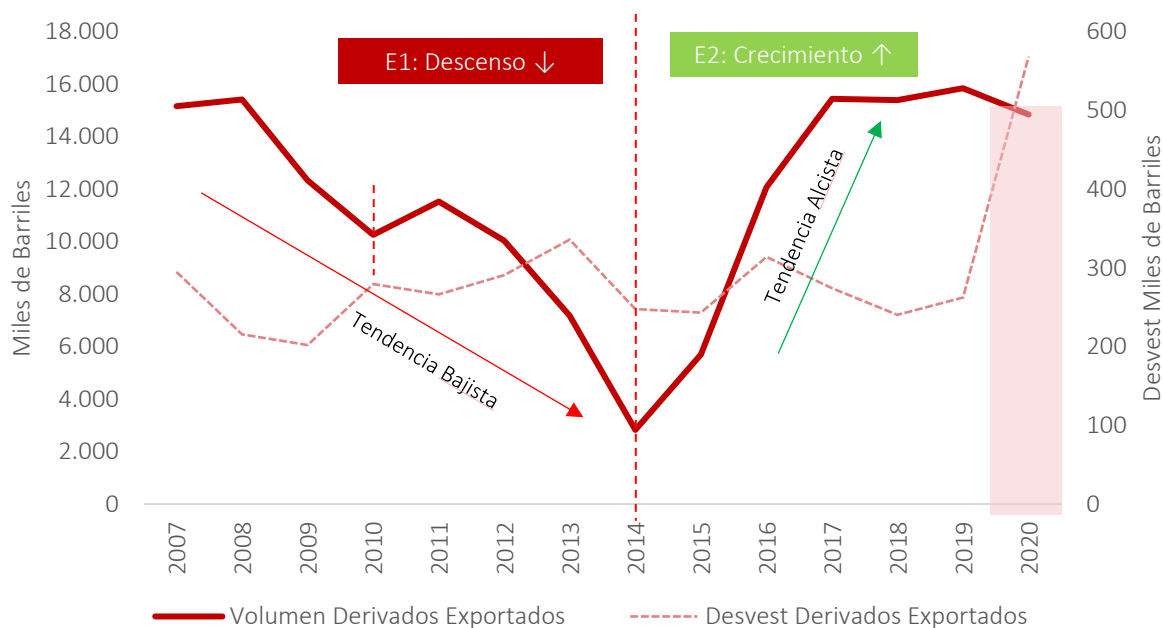
Exportación de Derivados e Ingresos Totales (2007-2020)



A través de la Figura 12, se identifican 2 etapas opuestas al sector de exportación de crudo, que empieza con una etapa de descenso y en 2014 cambia a una etapa de crecimiento, cuyo año de transición es el mismo del sector producción y exportación de crudo. La primera etapa presenta una tendencia bajista del 2007 al 2014, donde este año representa el punto de transición pero también es el año con menor nivel de volumen de derivados, exportando 2.826,05 miles de barriles. además, en 2014 se registra peor tasa de crecimiento, con un decrecimiento de -154,05%. Sin embargo, se presenta un cambio de comportamiento con una tendencia alcista, siendo el 2019 el año con mayor nivel de exportación, y el 2016 presentando la mayor tasa de crecimiento de 52,87 puntos porcentuales respecto al 2015. El 2020 registra el mayor nivel de fluctuación de volumen, con una variabilidad de 14.841,59 miles de barriles.

Figura 12

Exportaciones de Derivados y Fluctuación de Volumen en Miles de Barriles (2007-2020)



Tasa de Crecimiento de Volumen	Positiva	Año	Negativa	Año
Exportación de Derivados	52,87%	2016/15	-154,05%	2014/13

Nota: Este es un gráfico compuesto que presenta las tasas de crecimiento más altas y bajas el periodo de estudio provenientes del Anexo C.

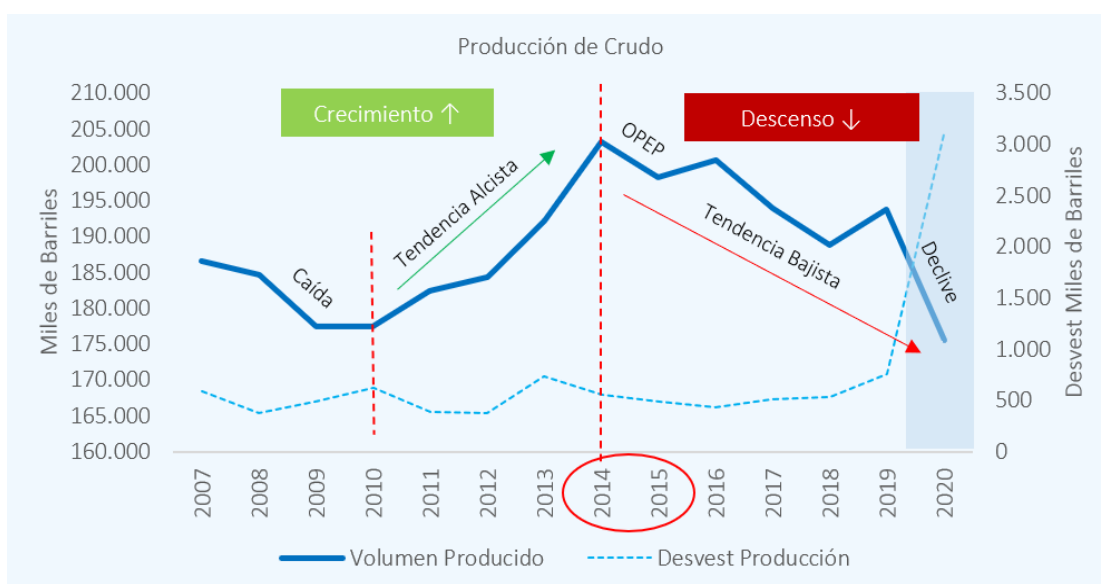
De este modo, en la etapa 1 se presenta un el 2010 como un punto de caída significativo. Esta caída se debe al paro de la Refinería Esmeraldas, lo que indujo a una reducción de volumen de derivados a ser exportados, especialmente Fuel Oil #6 y Nafta Bajo Octano, que fueron los más afectados con una disminución de 10 y 1.5 puntos porcentuales respectivamente. Por otro lado, en el punto de transición 2014 se registra el menor volumen de derivados exportados a causa de los paros programados en la Refinería Esmeraldas y los paros emergentes en la refinería La Libertad (EP Petroecuador, 2014), que afectaron la producción, la refinación de derivados y materias primas, y la exportación de derivados. En cambio, en la etapa de crecimiento se observa la tendencia alcista, especialmente en 2016, donde se incrementó la exportación de derivados, puesto que Fuel Oil #6 y Nafta Octano tuvieron una tasa de crecimiento de 272% y 188% respectivamente.

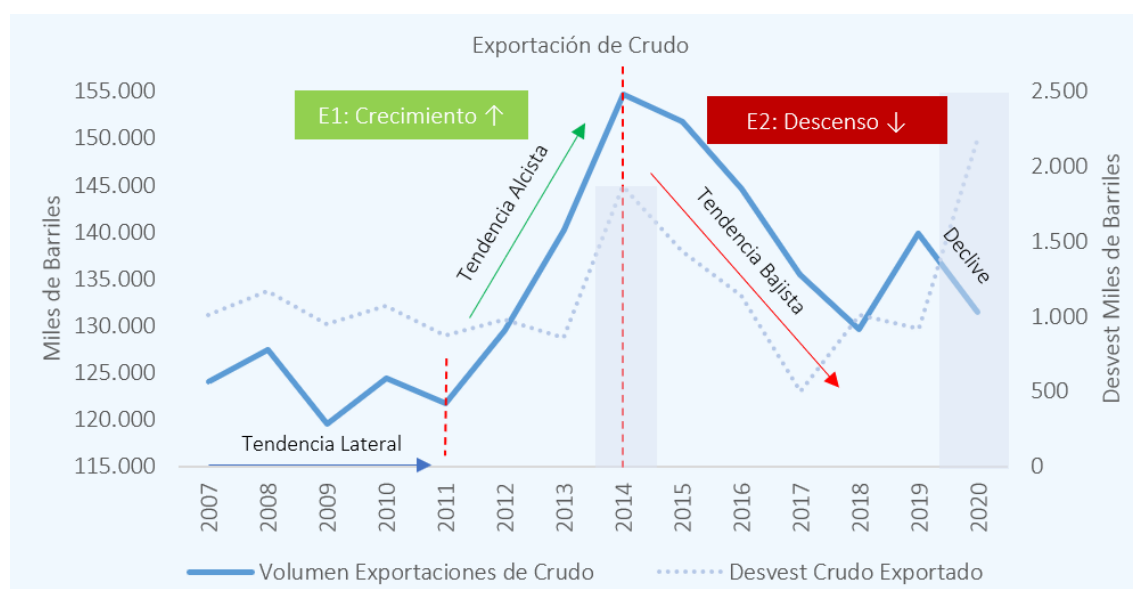
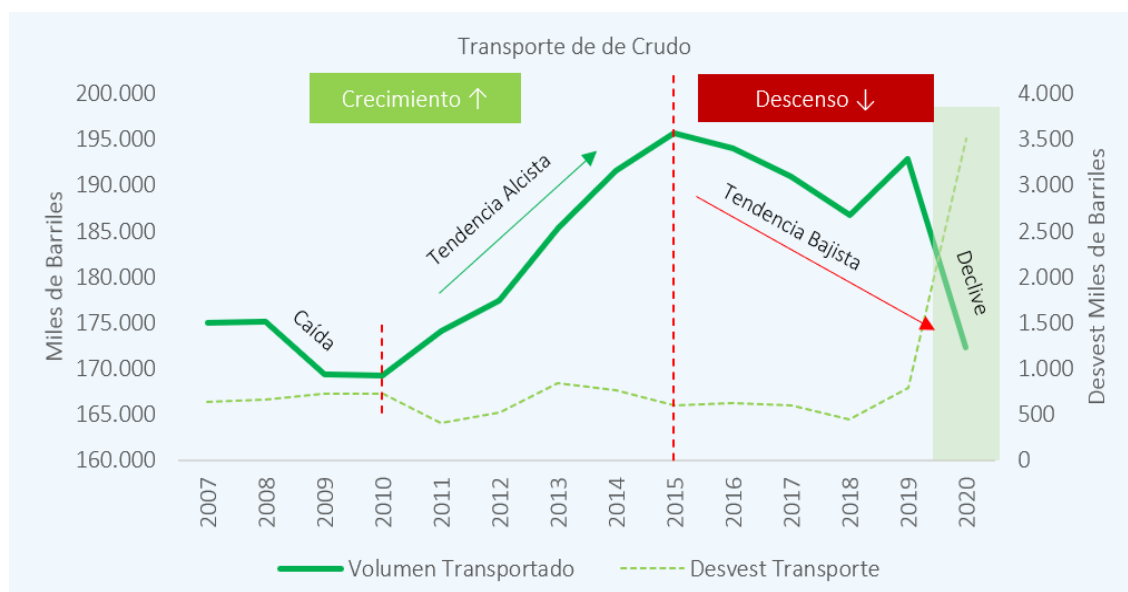
Por ende, se observa que la gestión de exportación de derivados varía en dependencia de la gestión operacional en las refinerías, dado que los paros en refinerías representan una pérdida de tiempo provocando un retraso y disminución en el volumen de en las subsecciones de la cadena de valor, y en este caso, los paros programados implican la disminución de volumen de derivados exportados. además, se observa que cuando los volúmenes exportados de Fuel Oil #6 incrementan, el volumen total de derivados exportados incrementa al ser este derivado el de mayor porcentaje de exportación.

4.2.5 Identificación de grupos con similitud de comportamientos - Cadena de valor.

Habiendo analizado las subsecciones de la cadena de valor, se agrupan los sectores identificados con comportamientos, etapas y tendencias similares en volumen, siendo el grupo 1 que engloba la producción, transporte y exportación de crudo (Figura 5, 7, 9), y el grupo 2 el que engloba refinación de crudo y derivados, y exportación de derivados (Figura 8, 12).

Grupo 1: E1-Crecimiento y E2: Descenso



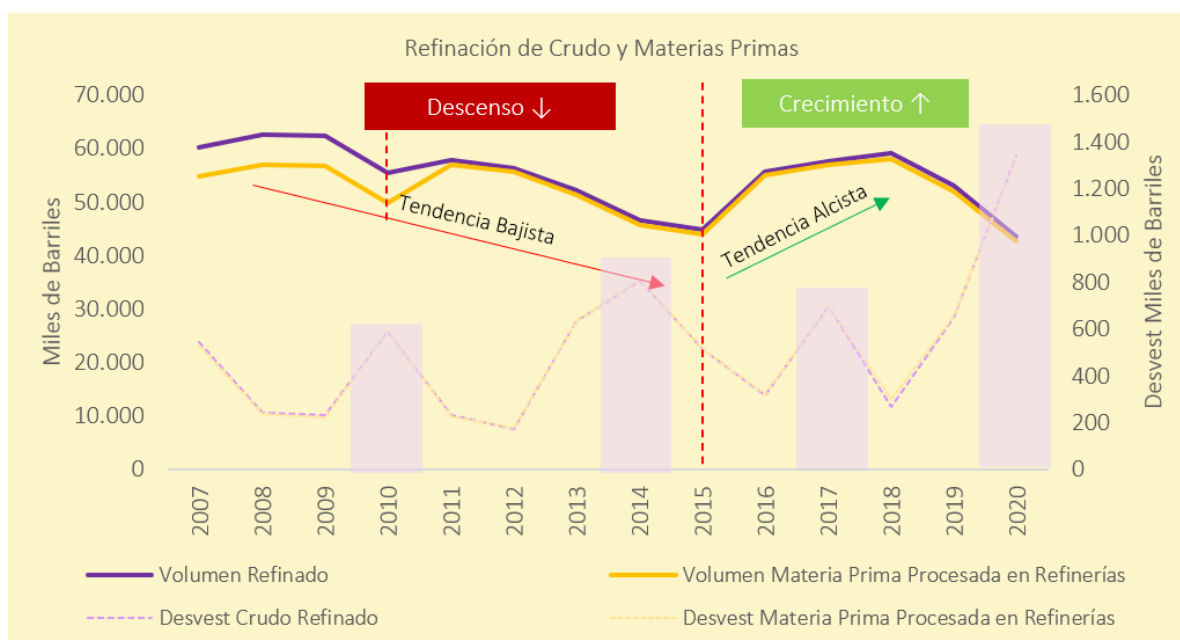


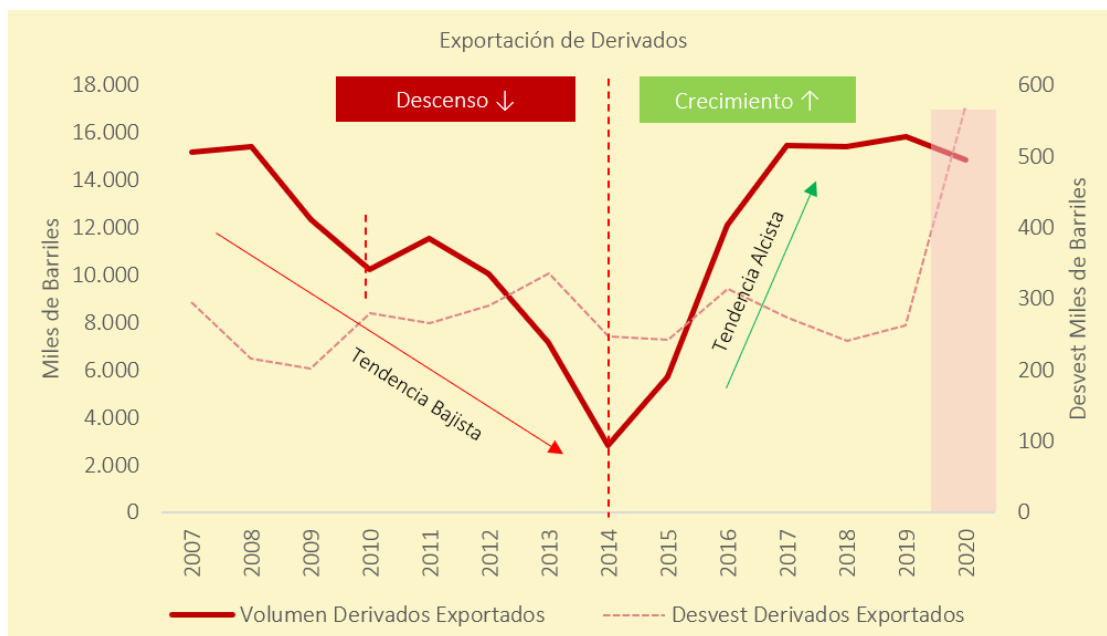
Dentro del grupo 1 se observa que estos tres sectores comienzan con una etapa de crecimiento y cambian a una etapa de decrecimiento en el punto de transición 2014 para la producción y transporte, y 2015 para el transporte. Se obtuvo que la gestión de la producción varía en dependencia del precio internacional de crudo, dado que si existen shocks de oferta o demanda de afecten al mercado internacional del petróleo, la OPEP toma decisiones al respecto e induce un ajuste al disminuir los niveles de producción de crudo con el fin de estabilizar precios. Esto repercute en consecuencia a la gestión de transporte, dado que se transportará menor

volumen de crudo producido, donde se disminuye el crudo consumido en oleoductos para equilibrar los volúmenes de crudo transportado. También, se observa que la gestión operativa tiene incidencia en los niveles de volumen de crudo transportado y exportado, puesto que si existen roturas de oleoductos o paralización por fallas técnicas, pueden retrasar y disminuir los niveles de volumen. Del mismo modo, la rehabilitación de la Refinería Esmeraldas aumenta la capacidad operativa y con ello incrementa los niveles de volumen exportado.

La gestión administrativa del sector de producción y exportaciones de crudo varía en dependencia a los decretos y cambios políticos ejecutados en 2007 y 2010, puesto que se vinculan de manera preliminar al cambio en el porcentaje de participación de empresas en este sector, generando un proceso de renegociación de contratos, lo cual se ve reflejado en los valores registrados por parte de empresas públicas y privadas del sector petrolero.

Grupo 2: E1-Descenso y E2: Crecimiento





Opuesto al grupo 1, el grupo 2 comienza con una etapa de descenso y cambia a una etapa de crecimiento, cuyo punto de transición es 2015 para la refinación de crudo y derivados, y 2014 para la exportación de derivados. Se observa que la gestión de estos sectores varía según la gestión interna operativa, dado que si existen paros programados, emergentes o no programados con larga extensión de tiempo en las refinерías, ocasiona una disminución de los volúmenes de crudo refinado y materias primas procesadas, y volumen de derivados exportados. Es así como la gestión operativa de las refinерías perjudica o mejora las subsecciones posteriores a esta en la cadena de valor, cuyos paros de alta extensión en tiempo generan un desbalance y disminución de volúmenes de crudo y/o derivados.

4.3 Gestión de ingresos petroleros

La tercera sección busca analizar la gestión y generación de ingresos por diversos conceptos petroleros donde se ejecutará un análisis de precios de venta interna, precios de importación, subsidios, ingresos, egresos, ingresos por concepto según el Presupuesto General del Estado, la balanza comercial y los fondos petroleros. En esta sección se emplearán herramientas

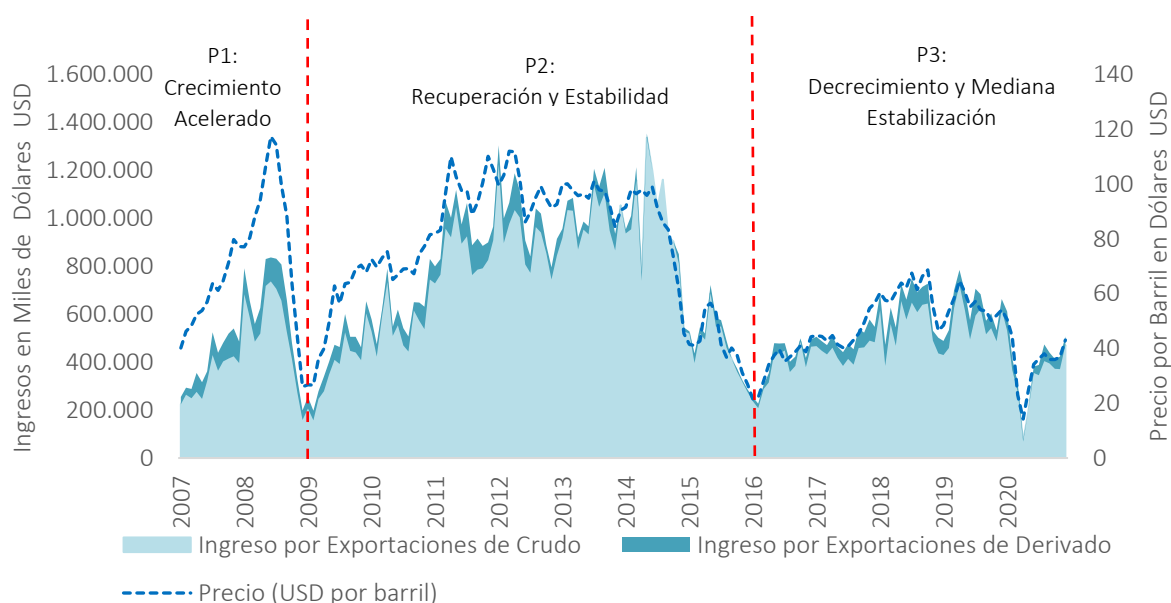
como la volatilidad, graficas de dispersión, identificación de tendencias, etapas y periodos con el propósito de vincular preliminarmente las variaciones de valores con eventos nacionales, internacionales, decretos, políticas o reformas en el sector petrolero.

4.3.1 Ingresos por exportaciones petroleras.

Los ingresos por exportaciones de crudo representan el 90,16% de los ingresos totales, lo que representa que casi todos los ingresos petroleros provienen de la exportación de crudo. Cabe destacar que los ingresos por exportación de crudo llegaron a representar el 100% de ingresos petroleros de julio a octubre del 2014, septiembre del 2015 y mayo del 2020. No obstante, los ingresos por exportación de derivados representan el 9,84% del total de ingresos. Por ende, resulta importante identificar periodos dentro de los ingresos petroleros, analizar su comportamiento y el comportamiento del precio por barril exportado, mediante la identificación de tendencias, picos y caídas de ingreso a través de la Figura 13.

Figura 13

Ingresos por Exportación de Crudo y Derivados (2007-2020)



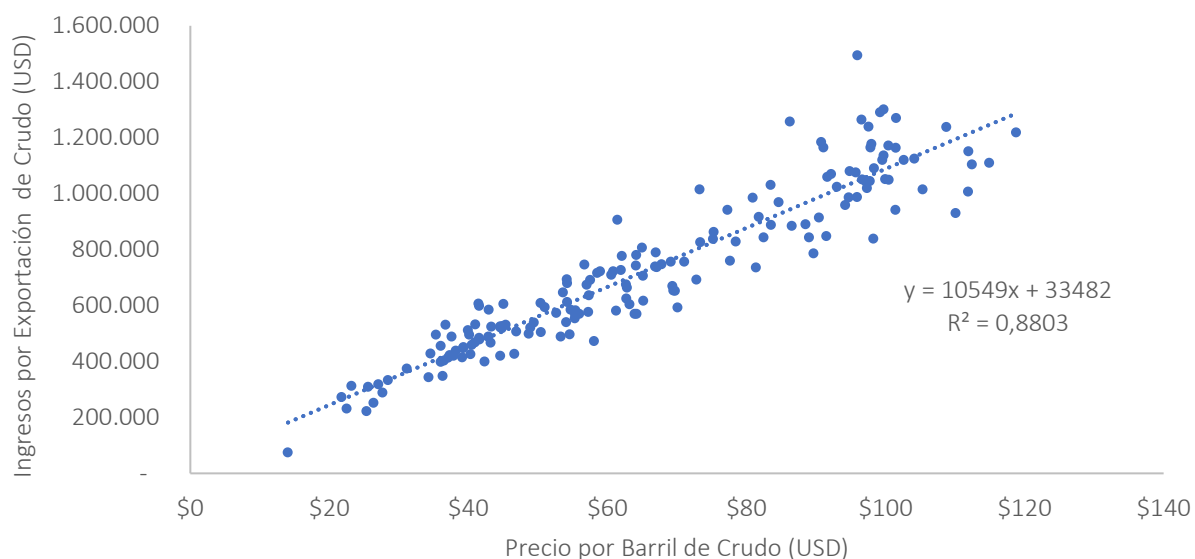
Durante el primer periodo ciclo se observa un crecimiento acelerado de ingresos debido a que en tan solo dos años los ingresos totales pasaron de \$255.300,6 miles de dólares en enero del 2008, a \$836.398,0 miles de dólares en junio del 2008. No obstante, sufre una caída abrupta de ingresos en diciembre de este año con \$198.997,5 miles de dólares. Esto se relaciona la crisis financiera del 2008, donde la demanda petrolera sufrió una disminución, haciendo que se genere una caída en los precios de barril de crudo y derivados.

El segundo periodo comienza a partir de la caída de precio a finales del 2008. Los precios empiezan a subir y con ello los ingresos por exportación también incrementan de forma ralentizada, donde se observan 2 años con los mayores ingresos dentro del periodo de estudio: en abril del 2012 los ingresos fueron de 1.18 millones de dólares, y en junio del 2014 con 1.20 millones de dólares, siendo este ultimo la cifra más alta de ingresos. De 2014 a 2015 se proyecta una disminución de ingresos, que se vincula a la caída de precios en ese año debido al exceso de oferta y debilitamiento de la demanda explicado en la sección de Panorama Nacional del Sector Petrolero.

Finalmente, el tercer periodo presenta bajos niveles de ingresos en comparación al periodo 2, pero que presentan una mediana estabilización, donde los ingresos por exportación son apenas la mitad de los ingresos del segundo ciclo. De este modo es importante comprender si existe una relación directa entre el precio y los ingresos debido a su comportamiento similar presentado en la Figura 2, en la sección de Panorama Nacional del Sector Petrolero. La Figura 14 presenta esta relación a través de un gráfico de dispersión.

Figura 14

Ingresos por Exportación Vs. Precios de Barril de Crudo Exportado (2007-2020)



Mediante la Figura 14 se observa que estadísticamente, el grado de explicación del precio por barril de crudo con los ingresos por exportación es del 88,03%. La ecuación expresa que, por cada dólar adicional en el precio del petróleo, los ingresos petroleros anuales incrementan en aproximadamente \$10.549. Por ende, existe una correlación positiva fuerte entre estas variables. Por ende, cuando los precios del crudo incrementan a nivel internacional, Ecuador se beneficia porque sus ingresos por exportaciones petroleras aumentan.

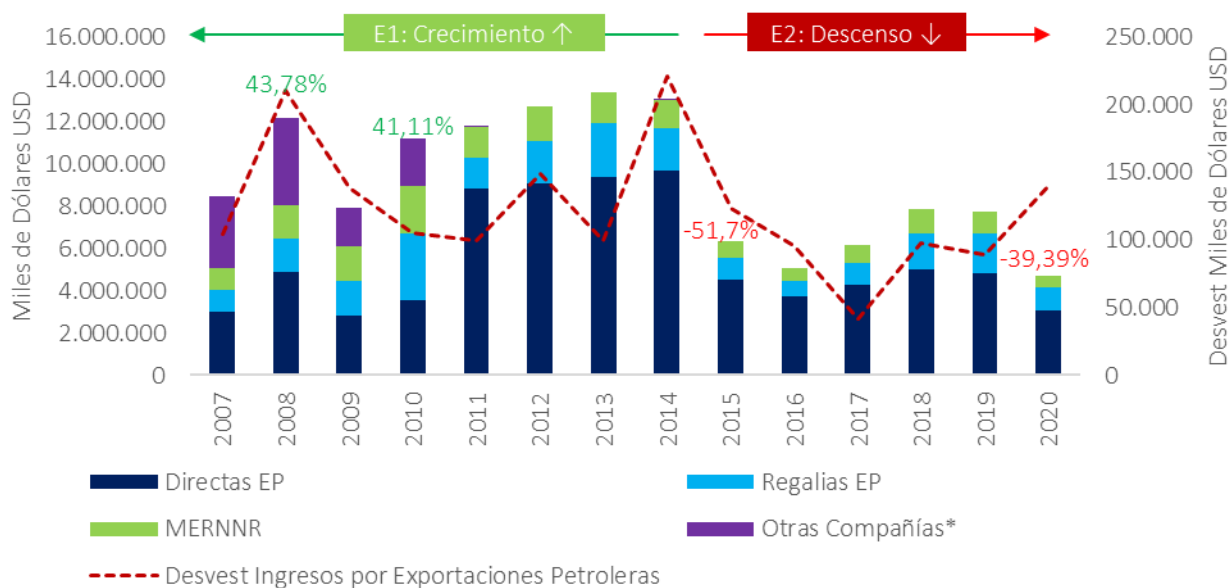
De este modo, se observa que la generación de ingresos petroleros varía en dependencia a los precios del petróleo internacional, cuyas caídas implican una disminución de ingresos por exportaciones de crudo y derivados en el Ecuador. Los shocks de oferta/demanda y los conflictos geopolíticos provocan la disminución en la cotización de precios del petróleo en el mercado internacional, y en consecuencia generan una caída en los ingresos petroleros para el mercado nacional. Es así como no se puede mantener una gestión de ingresos interna porque el país depende de la dinámica de mercado de petróleo a nivel global.

4.3.2 Ingreso por exportaciones de petróleo por tipo de empresa.

Los ingresos por exportaciones provienen de empresas públicas, privadas y ministerios. No obstante, la participación de cada tipo de empresa ha variado dentro de los 14 años de estudio. La gestión de participación administrativa se vincula a las diversos decretos y reformas instauradas en 2010, que se observan en la Figura 15. Por ello, primero se realiza la identificación de etapas, tasas de crecimiento y fluctuación, con el fin de describir y vincular cambios de participación por empresas con cambios políticos y legales, además de factores internacionales que pueden influir en estas variaciones.

Figura 15

Ingresos Petroleros por Exportaciones de Crudo por Tipo de Empresa (2007-2020)



Nota: Las cifras en porcentaje de verde y rojo representan las tasas de crecimientos más altas y bajas respectivamente, en el periodo de estudio. (*) Incluye “Texaco, Oryx, Maxus, YPF, Tripetrol, City, Occidental, Agip Oil, Vintage Oil, Tecp, Canadá Grande, Petróleos Sudamericanos o Petroriva, Bellwether, Kerr-McGee y Petrocol Cayman International Lumbaqui Oil” (INEC, 2008).

En la etapa 1 de crecimiento (2007-2014), se observa que el año que 2008 y 2013 muestran el mayor nivel de ingresos en esta etapa, teniendo el 2008 la mayor tasa de crecimiento de 43,78 puntos porcentuales respecto al 2007 y el mayor nivel de fluctuación de ingresos dentro

de los 14 años de estudio. De 2007 al 2010, los ingresos por exportaciones de crudo provinieron de la venta directa de EP, regalías de EP, MERNNR y Otras Compañías privadas. No obstante, a partir del 2010 se observa que las compañías privadas dejan de generar ingresos y Petroecuador se posiciona como la empresa de mayor generación de ingresos. El motivo de esta eliminación de empresas privadas se vincula a las reformas de Ley de Hidrocarburos y Régimen Tributario Interno (FAO, s.f.), donde 16 empresas tenían que cambiar la modalidad de sus contratos, de un modelo de participación (porcentaje sobre la producción), a otro de prestación de servicios con tarifa fija (Araujo, s.f.). Aparte de eso, Petroecuador se consolida en 2010 como empresa pública, abarcando mayor participación en las actividades del sector petrolero.

Del 2014 al 2020, se identifica la etapa 2 de descenso, donde 2015 tuvo registró una tasa de crecimiento negativa de -51,7% respecto al 2014. Esta disminución se relaciona a la caída del precio de crudo a finales del 2014 por el exceso de oferta en el mercado internacional de petróleo, conllevando así a una caída de ingresos. Una segunda caída dentro de esta etapa se ve proyectada en el 2020, con una tasa de crecimiento negativa de -39,39%, que en parte se debe al decrecimiento de la demanda de crudo por la pandemia que desequilibro la dinámica de mercado, y por ende causó una caída en la cotización de los precios por barril de petróleo a nivel internacional.

Por ende, la generación y gestión de ingresos petroleros varia en dependencia directa por los precios de barril de crudo en el mercado internacional. La dinámica de oferta y demanda influenciada por factores geopolíticos o globales genera variaciones de precios positiva o negativamente, lo cual implica que los ingresos petroleros varíen según el precio de mercado.

Por otro lado, la gestión de participación administrativa respecto a los ingresos petroleros varia en dependencia de las políticas, reformas y decretos establecidos por el gobierno, haciendo

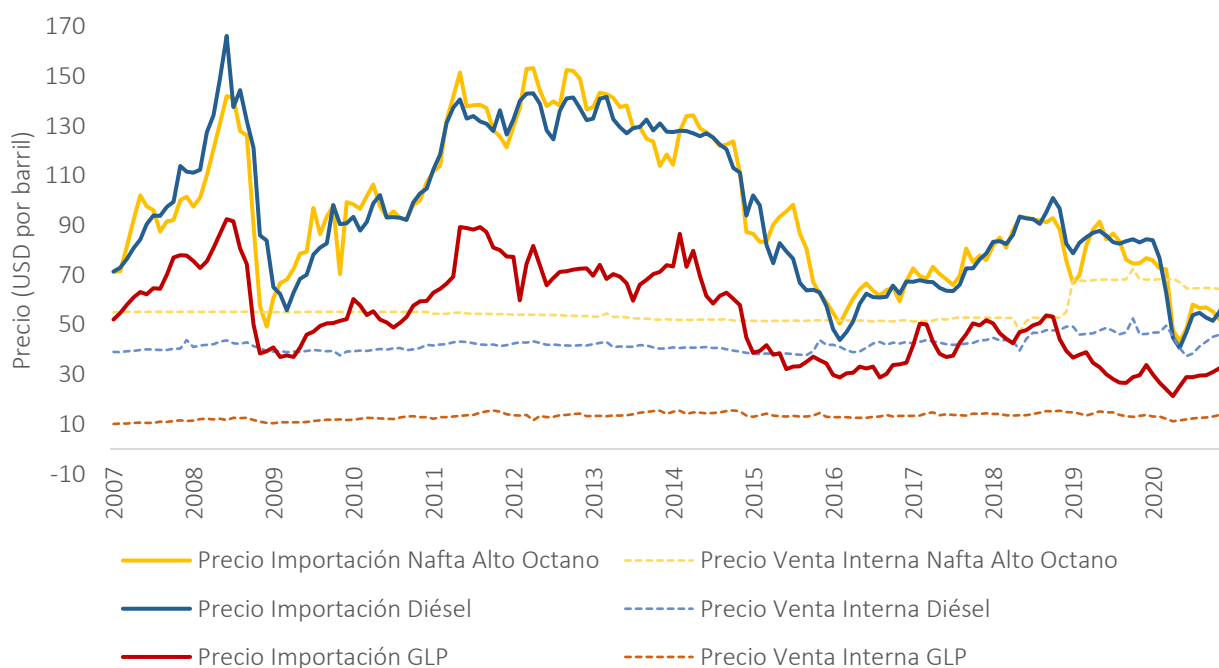
de esto una gestión interna manejada ligada al marco regulatorio del Estado que cambia el porcentaje de participación de empresas públicas y privadas.

4.3.3 Precios en la comercialización interna de derivados importados.

Ecuador cuenta con tres tipos de derivados para comercialización: Nafta Alto Octano, Diesel y Gas Licuado de Petróleo (GLP); los cuales provienen de importaciones e implican costos y gastos de importación, pero también ingresos por ventas. Por ello, es importante analizar estas variables, iniciando por el análisis de los precios de importación y venta interna de estos derivados como lo muestra la Figura 16.

Figura 16

Precios Anuales de Importación y Venta Interna de Derivados Importados(2007-2020)



Nota. Nafta Alto Octano incluye Extra y ECOPAIS. GLP es Gas Licuado de Petróleo.

De este modo, la Figura 16 refleja que los dos tipos de derivado más importado son Nafta Alto Octano y Diésel. Asimismo, los precios promedio de venta por barril desde 2007 hasta el 2020 fueron \$55,43 para NAO; \$42,00 para Diésel, y \$13,09 para GLP. El periodo con precios

de importación más altos fue en junio del 2008, con precio de \$142, \$166,2 y \$92,5 para NAO, Diesel y GLP respectivamente, cuyos precios de venta representaban solo el 38,9%, 26,3%, y 12,6% del precio total de importación. Por el contrario, los precios de importación más bajos fueron cotizados entre abril y mayo del 2020. NAO, Diesel y GLP con un precio de \$43,31, \$40,65 y \$21,3 respectivamente. El precio de venta interna para NAO fue mayor con \$23,8, el de diésel fue menor con solo \$0,07 centavos, y el precio de GLP de igual forma fue menor con \$10,15.

De forma, general los precios de importación de los 3 derivados son mayores que los precios de venta interna, lo que implica una diferencia alarmante entre ambos precios. Sin embargo, las cifras muestran ciertos meses donde los precios de venta interna fueron mayores a los precios de importación, lo cual se puede observar en la Tabla 2.

Tabla 2

Precios de Venta Interna Mayores a Precios de Importación de Nafta Alta Octano (Mensual 2007-2020)

<i>Nafta Alta Octano NAO</i>			
<i>Meses</i>	<i>Precio Importación</i>	<i>Precio Venta Interna</i>	<i>Diferencia</i>
<i>Diciembre 2008</i>	\$49,3	\$55,1	\$5,8
<i>Febrero 2016</i>	\$50,4	\$51,7	\$1,3
<i>Enero 2019</i>	\$66,7	\$67,8	\$1,1
<i>Abril -diciembre 2020</i>	\$53,0	\$65,4	\$12,4

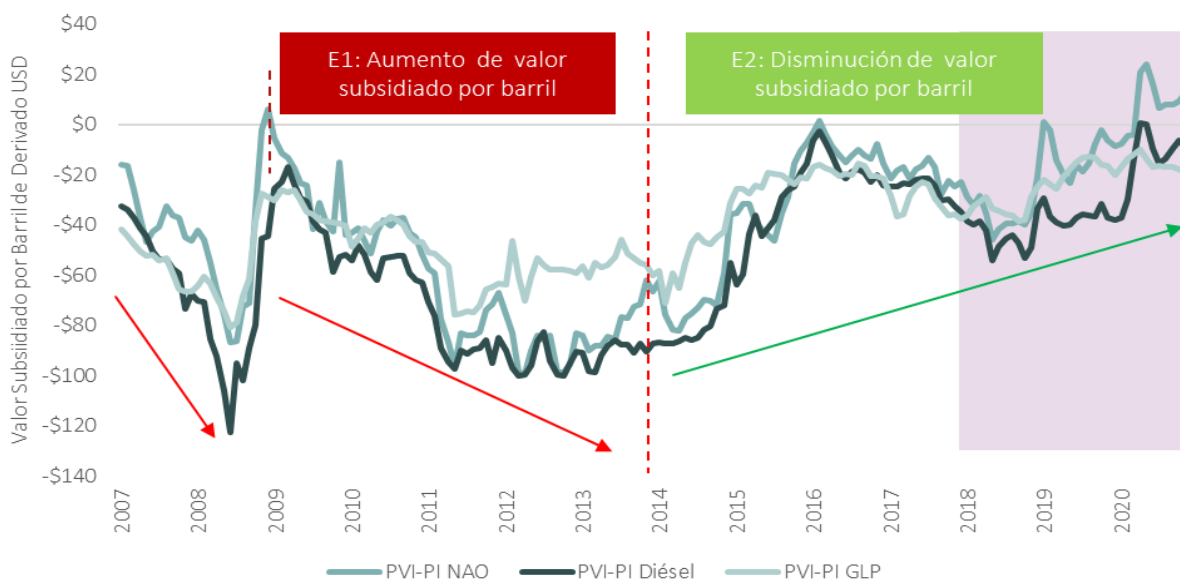
Nota: Valores calculados con los datos del Banco Central

Por ende, la Tabla 2 muestra que, durante los 168 meses de estudio, existieron 12 meses con ventaja para NAO, puesto los precios de venta interna superaron a los precios de importación. El mayor precio de venta fue durante el segundo y tercer trimestre del 2020, con un precio promedio de \$65,4, representando una diferencia de \$12,4 respecto al precio de importación. En los meses analizados de esta tabla, se observa que el valor de la diferencia

representa que en esos meses no hubo subsidio para Nafta Alta Octano, lo que pudo haber representado menos costos para el Estado y menor presupuesto para subsidio durante esos meses.

Conviene destacar que los precios de importación son más volátiles que los precios de venta en los tres tipos de derivados importados, lo cual representa una mayor variabilidad de precios dentro de cada año. De modo específico, a través del Anexo G, se observa que los precios de venta de NAO y GLP son más estables (menos volátiles) en comparación a los de Diésel, teniendo una volatilidad promedio de 52 centavos, 63 centavos y \$1,36. En cambio, los precios de importación más estables (menos volátiles) son GLP y Diesel siendo NAO el más volátil, cada uno con una volatilidad promedio de \$6,54, \$9,57, y \$10,60 respectivamente. El mayor nivel de volatilidad en los precios de importación se debe a que está sujeto a los precios de referencia WTI, y cuya cotización dependerá de la dinámica de mercado y los eventos geopolíticos, que mensualmente registran mayor volatilidad de precios. No obstante, los precios de venta presentan menor volatilidad porque el Estado mantiene un nivel de subsidio fijo, que estabiliza los precios de venta de derivados para ser comercializados en el país.

De este modo, la diferencia observada entre el precio de importación y el precio de venta interna representa el subsidio sobre estos tipos de derivado para la comercialización interna. Es así como a través de la Figura 17 se muestra el diferencial entre ambos precios, donde se muestra que el Diesel es el derivado con mayor subsidio, seguido por NAO y GLP. No obstante, cabe destacar que en diciembre del 2008 NAO no cuenta con subsidio y, durante el 2020, Diesel y NAO existió una diferencia negativa entre precios, lo que representa que no existió subsidio para estos dos tipos de derivados, cuyas causas serán explicadas en la siguiente sección.

Figura 17*Diferencia entre Precio de Venta Interna y Precio de Importación Mensual*

Nota: PVI-PI: Precio de Venta Interna – Precio de Importación. Nao: Nafta Alto Octano. GLP: Gas Licuado de Petróleo. Los valores debajo de la línea representan el valor subsidiado, y los valores por encima representan el valor no subsidiado.

Del mismo modo, se identificaron dos etapas. La primera etapa desde 2007 al 2014, presenta tendencias decrecientes a excepción del 2008 e inicios del 2009. Entre estos años se presentó el mayor subsidio dentro del periodo de estudio con 122,48\$ en junio del 2008. No obstante, los demás años dentro de esta etapa presentaron tendencias decrecientes, lo que implica un aumento del valor subsidiado por barril, siendo Diesel el derivado con mayor subsidio en esta etapa.

No obstante a partir del 2014 se observa un cambio de tendencia y comienza la etapa 2, donde se aprecia una tendencia creciente, lo que representa una disminución del valor de subsidio. Entre 2018 y 2020 se observa un mayor nivel de fluctuación de valores de subsidio. Esto se vincula de forma preliminar a que en 2018, bajo el mandato de Lenin Moreno, se elimina los subsidios y se libera el precio de los combustibles, lo cual generó disturbios en diversos sectores sociales, obligando al gobierno a una derogatorio de este decreto. Posteriormente, se

ejecutan mecanismos para la focalización de subsidios con el objetivo de frenar las marchas por parte de movimientos indígenas. Por ende, en 2018 existe una disminución significativa del valor subsidiado hasta 2019, donde se elimina el sistema de precios fijos y se establece un nuevo sistema con bandas de fluctuación del 5%, donde los precios de los combustibles (derivados), variaría acorde a los precios internacionales del crudo Oriente y WTI. (Valencia, 2020).

En consecuencia, se observa que la gestión de precios de venta interna de derivados importados y los subsidios varían según las regulaciones, reformas y sistema de precios establecidos por el gobierno en cuestión. El Estado tiene incidencia directa en la gestión de subsidios, y por ende, los cambios que se aplican al sistema de precios aumentarán o disminuirán el valor del subsidio y con ello el precio de venta de combustible. Sin embargo, la gestión de precios de importación es externa al Estado ecuatoriano, debido a que sus precios se guían en los precios internacionales; por esta razón, el gobierno y los ministerios encargados del sector deben establecer medidas que no perjudiquen el presupuesto del Estado y mantengan un precio focalizado para la venta interna de derivados.

4.3.4 Ingresos por comercialización interna de derivados.

Como se analizó en la subsección previa, los precios de importación superaban a los precios de venta interna. Los efectos de estos precios se ven reflejados en los ingresos y egresos por comercialización interna de derivados, cuyos conceptos deben ser explicados. Los costos de importación incluyen el precio de importación y demás gastos incurridos para importar los derivados, que generalmente son flete, impuesto que gravan la importación, transporte, entre otros. Por otro lado, los ingresos por ventas directas son los ingresos recibidos por la comercialización de derivados dentro del país. En Ecuador, los costos de importación sobrepasan

los ingresos por ventas internas debido a que si realizan los cálculos con ambos precios, como se detalla a continuación:

(1) Costo importación: $\$ \text{ Precio de Importación por barril} * \text{ Volumen Importado}$

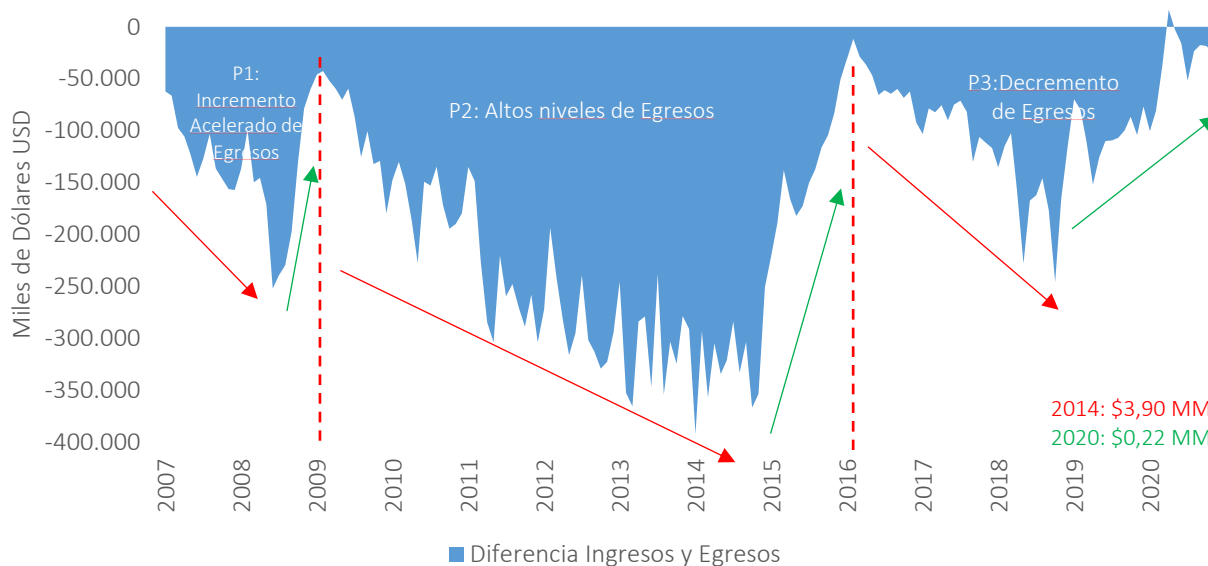
(2) Ingresos Ventas Internas: $\$ \text{ Precio Ventas Internas barril} * \text{ Volumen Importado}$

(3) Subsidio o No Subsidio: $\$ \text{ Ingresos Ventas Internas} - \text{ Costo Importación}$

Se obtiene que el precio de importación por barril es mayor, lo que implica que los egresos por importación sean mayores a los ingresos por comercialización interna de derivados importados, donde la diferencia representa el valor total de subsidio que el Estado aplica en miles de millones de dólares y cuyas variaciones se proyectan en la Figura 18.

Figura 18

Diferencia entre Ingresos y Egresos por Comercialización Interna de Derivados Importados (2007-2020)



Nota: Las cifras en la parte inferior derecha son los valores de mayor (rojo) y menor (verde) subsidio anual por parte del Estado.

De este modo, la Figura 18 muestra que los valores negativos, son el subsidio que el Estado aplica para la comercialización de estos derivados (combustibles). Cuando los egresos son mayores a los ingresos representa un subsidio, y cuando los egresos son menores a los

ingresos representa que no existió subsidio en ese mes. Las tendencias bajistas muestran que el valor del subsidio ha ido en incremento, mientras que las tendencias alcistas representan que el valor del subsidio ha ido disminuyendo.

En el periodo 1 se observa un incremento acelerado de egresos, lo que provocó un incremento en el subsidio de derivados, hasta finales del 2008, donde la crisis financiera de este año provocó que Ecuador redujera los subsidios. A partir del 2009 empieza el periodo 2 donde se recuperan y van en incremento los subsidios mensuales, donde desde 2011 hasta inicios del 2015 el subsidio tuvo incrementos en comparación al periodo 1, donde se presenta mediana estabilidad en el valor subsidiado hasta la caída del 2016, donde el valor del subsidio fue mínimo en comparación a la caída del 2008 donde aún se mantenían los subsidios a un nivel menor. Finalmente, se presenta el periodo 3 cuyos niveles de subsidio fueron disminuyendo, dado que entre 2018 y 2020 los precios por venta interna tuvieron variación debido a los decretos y cambios en el sistema de precios, explicado en la subsección previa. Por ende, en 2020 los ingresos por ventas casi igualan a los egresos por importación, donde el Estado registró un subsidio de 0,22 miles de millones de dólares, en comparación al 2014, cuyo año fue el de mayor subsidio con un promedio de 3,90 miles de millones de dólares.

Por ende, la gestión de ingresos por comercialización interna de derivados varía según el sistema de precios fijado por decretos o reformas en el gobierno. La gestión de este tipo de ingresos es interna, y dependiendo de los cambios instaurados para el sistema de precios y subsidios, se puede aumentar o disminuir los ingresos. además, se observa que los subsidios desde 2007 hasta mediados del 2018 han representado un elevado costo fiscal para mantener el precio de venta por debajo del valor del mercado.

4.3.5 Ingresos petroleros por concepto para el Presupuesto General del Estado.

Los ingresos petroleros provienen de la comercialización nacional y externa de crudo y derivados, los cuales financian el Presupuesto General del Estado. La recaudación de los ingresos se divide por conceptos, cuyos ingresos devengados forman parte del PGE en cada ejercicio fiscal. La información respecto a los ingresos por concepto desde el 2010 al 2020 se proyecta en el Anexo H.

A partir de este anexo, se observa que en el año 2011 los ingresos por exportaciones directas y margen de soberanía representaron el 84,02% del total de ingresos petroleros (44,69% y 39,33%, respectivamente). En 2012, 3 tipos de concepto representaron la mayor parte de ingresos petroleros. Las exportaciones directas (33,29%), saldo del ingreso disponible por prestación de servicios(19,54%) y margen de soberanía (18,42%), representaron el 71,25% del total de ingresos petroleros. De igual forma, en 2013 los ingresos por estos 3 conceptos representaron el 73,55%, superando al año anterior con 2.29 puntos porcentuales. No obstante, a partir del 2014 los ingresos por venta anticipada y margen de soberanía, y exportaciones directas de empresas públicas comienzan a tener un mayor porcentaje de participación en el total de ingresos hasta el 2020, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3

Porcentaje de Participación del Total de Ingresos Petroleros (2014-2020)

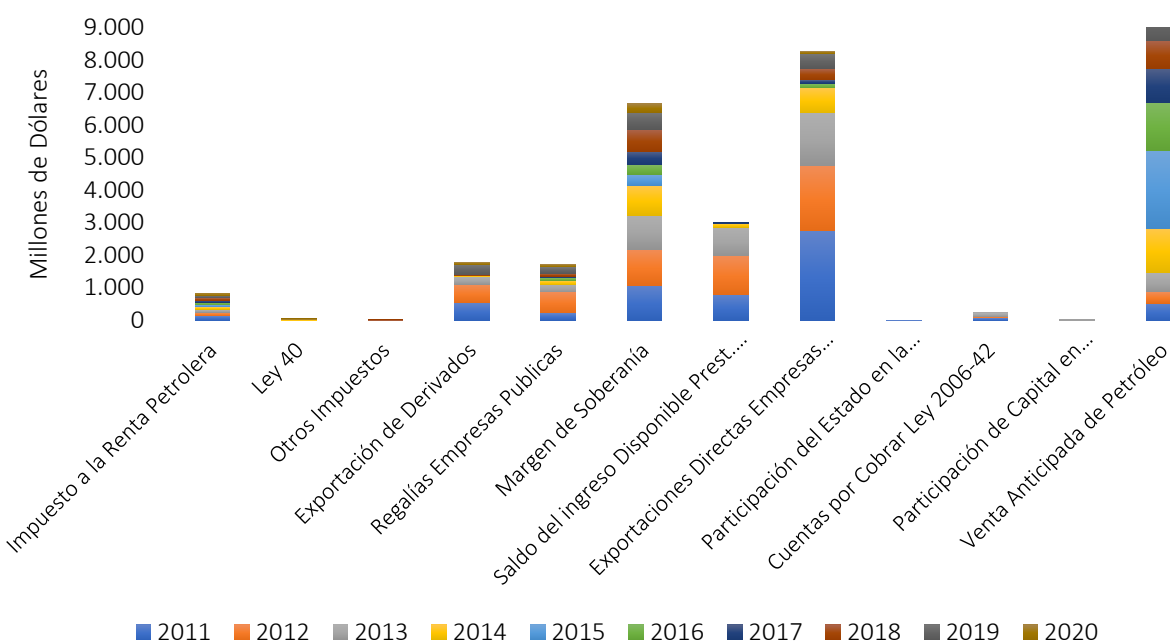
<i>Concepto</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>
<i>1.Ingresos Por Venta Anticipada</i>	39,86%	85,02%	70,06%	62,98%	41,44%	33,65%	6,75%
<i>2.Margen de Soberanía</i>	26,64%	12,33%	14,84%	23,77%	32,53%	22,36%	45,19%
<i>3.Exportaciones Directas de Empresas Públicas</i>	22,65%	0,00%	6,87%	6,30%	16,95%	19,24%	12,83%

Nota: Porcentajes calculados con los datos de la fuente principal. Fuente: Ministerio de economía y Finanzas – Biblioteca: Informes de Ejecución Presupuestaria.

La venta anticipada de petróleo genera el mayor porcentaje de ingresos petroleros. El año 2015 tuvo la mayor participación con 85 puntos porcentuales dentro del periodo 2015-2019, en cambio las exportaciones directas no tuvieron ningún porcentaje de participación en ingresos.

Según el BCE, esto se debe a la caída del precio de exportaciones de crudo lo que generó que su rendimiento se reduzca en comparación al 2014. En cambio, en 2020 se observa que el margen de soberanía representa el 45,19% de los ingresos totales, siendo el concepto que mayor ingresos recaudo, quitando el primer lugar a los ingresos por venta anticipada.

Cabe destacar que desde 2010 hasta el 2017 se observa una tendencia decreciente en ingresos, puesto que cada año disminuyen los valores de ingresos recaudados. Dentro de este periodo, el 2014 presenta la mayor variación porcentual negativa con respecto al 2013, siendo esta -41,94%, lo que representa la segunda mayor caída de ingresos. Consecutivamente, en 2018 y 2019 se empiezan a recuperar ingresos desde la última caída de ingresos en 2017; no obstante, en 2020 se genera la menor recaudación de ingresos desde 2010 al 2020, teniendo una variación porcentual de -280,40%, representando la mayor caída de ingresos petroleros. Por ello, se requiere analizar por cual concepto se recaudan mayores ingresos, mediante la Figura 19.

Figura 19*Ingresos Petroleros por Concepto 2011-2020*

Nota. Los ingresos por concepto en esta figura son Impuesto a la Renta Petrolera, Ley 40, Otros Impuestos, Exportación de Derivados, Regalías Empresas Públicas, Margen de Soberanía, Saldo del Ingreso Disponible Prest. Servicios, Exportaciones Directas Empresas Públicas, Participación Estatal Explotación Gas Natural, Cuentas por Cobrar Ley 2006-42, Participación de Capital Ingresos Petroleros, Venta Anticipada de petróleo. Fuente: Ministerio de economía y Finanzas – Biblioteca: Informes de Ejecución Presupuestaria.

De este modo, la Figura 19 muestra que se la mayor recaudación de ingresos se obtuvo de la venta anticipada de petróleo, exportaciones directas por empresas públicas y el margen de soberanía, con un total de 9.429,38 millones, 8.285,84 millones y 6.677,22 millones de dólares entre 2011 y 2020. Por ende, es importante desglosar los pros y contras dentro de los ingresos por cada concepto.

4.3.5.1 Venta anticipada de petróleo.

La venta anticipada de petróleo beneficia a Ecuador como vendedor y los países compradores. Con estos ingresos Ecuador obtiene fondos por adelantado para financiar la producción y, por otro lado, los países compradores están asegurando un suministro constante de petróleo a un precio determinado. Además, los ingresos por este concepto permiten mantener

cierta estabilidad financiera a largo plazo y protegerse contra la volatilidad del mercado dado que tienen asegurado su ingreso.

Sin embargo, esto puede ser un arma de doble filo cuando suceden problemas geopolíticos internacionales como la pandemia. Por ello, existen ciertas contras respecto a la venta anticipada de petrolero que se deben considerar en la macroeconomía del país. Pueden existir problemas como el riesgo de precios, dado que una de las partes puede salir desfavorecida si el precio cambia significativamente; el incumplimiento de las partes involucradas respecto a términos de contrato puede generar conflictos legales y financieros; la falta de flexibilidad al firmar un contrato por venta anticipada limita la capacidad para responder a cambios en las condiciones de mercado; riesgos operativos si se vende un gran volumen de petróleo antes de la producción porque pueda que existan problemas para cumplir con las cantidades especificadas en el contrato; finalmente, puede existir un impacto en el flujo de efectivo, si Petroecuador depende en gran medida de los ingresos por este concepto, puede tener un impacto negativo en el flujo de efectivo en caso de cambios en las condiciones de mercado o si existen retrasos en la producción.

4.3.5.2 Exportaciones directas de empresas públicas.

Los ingresos por exportaciones aportan en gran medida al presupuesto general del Estado y al desarrollo del país, siendo una fuente importante de ingresos y de empleo. No obstante, los ingresos están relacionados directamente con el precio, y cuando existe mayor volatilidad de precios de petróleo en el mercado internacional, esto puede afectar significativamente a los ingresos por exportación de petróleo. Además, al ser el segundo rubro de mayores ingresos, representa que Ecuador tiene una dependencia económica del petróleo y enfrentar riesgos cuando la cotización de precios del petróleo disminuye o si la demanda de petróleo decrece. Por otro

lado, cabe destacar que la producción de crudo requiere de maquinaria importada con tecnología avanzada, lo que se traduce a una dependencia de tecnología extranjera.

4.3.5.3 Margen de soberanía.

El margen de soberanía se refiere a un derecho que se reserva el Estado para retener un porcentaje del ingreso bruto proveniente de la venta de crudo. En términos específicos, según el artículo 16 del decreto supremo 2967 de la ley de hidrocarburos, se estipula que:

De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados (Decreto Supremo 2967, 2018);

Es por ello por lo que los ingresos por este concepto son una protección que el fisco necesita ante las caídas del precio por barril de crudo a nivel internacional. Cuando los costos sean menores que la tarifa de producción y extracción no habrá pérdidas para el Estado. Por otro lado, después de haber analizado los ingresos, es importante observar las exportaciones e importaciones a través de la balanza comercial petrolera, para analizar la gestión petrolera a nivel macroeconómico.

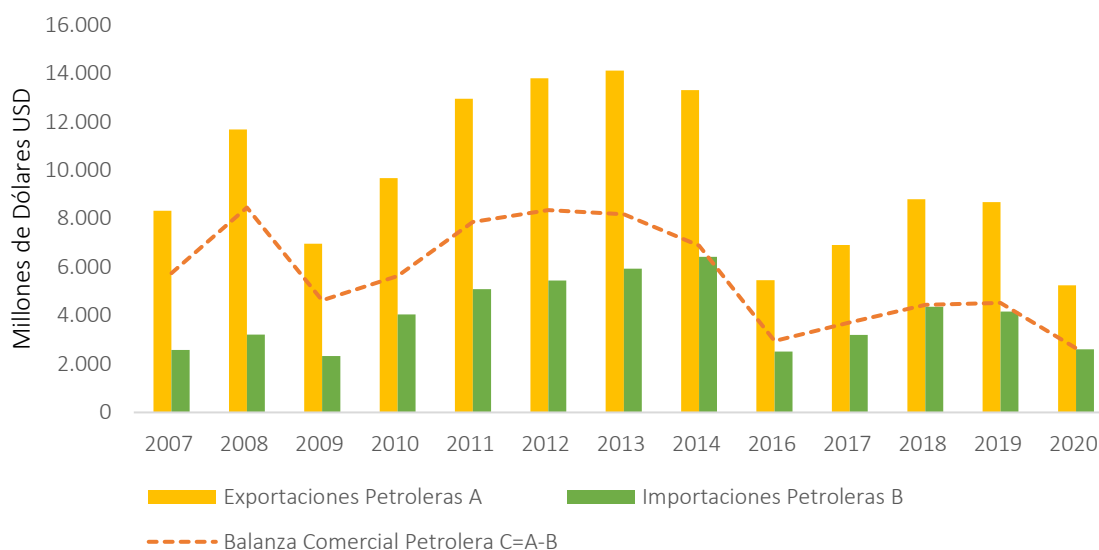
4.3.6 Balanza comercial petrolera.

La balanza comercial petrolera registra todas las transacciones del sector petrolero, donde se incluyen las exportaciones de crudo menos las importaciones de derivados de petróleo. El petróleo es una de las fuentes de ingreso más fuertes para la economía ecuatoriana, y dentro de su gestión, la balanza comercial petrolera permite evidenciar el desempeño y desarrollo del

sector en cuanto a importaciones y exportaciones. De este modo, la Figura 20 presenta los componentes de la balanza comercial petrolera y las cifras registradas anualmente.

Figura 20

Balanza Comercial Petrolera en Millones de Dólares (2007-2020)



Acorde a la Figura 20, la balanza comercial petrolera durante 14 años ha presentado un superávit con mayores niveles de exportación frente a bajos niveles de importación. El 2008 fue el año con un el mayor superávit dentro del periodo de estudio, con un registro de 8.455,38 millones de dólares. En 2020, a pesar de presentar un saldo favorable de 2.650,69 millones de dólares, fue el superávit más bajo presentado en este análisis. Esta es una cifra menor en 42,5% en comparación a los resultados del 2019 debido a una disminución en exportaciones petroleras e importación de derivados.

Dentro de la gestión petrolera, la balanza comercial petrolera trabaja como un indicador clave del desempeño del sector de petróleo y de su capacidad para financiar sus importaciones y otros gastos. Además, la balanza comercial petrolera es una fuente importante de ingresos fiscales y por tanto, el desempeño de esta tendrá un impacto directo en el presupuesto del

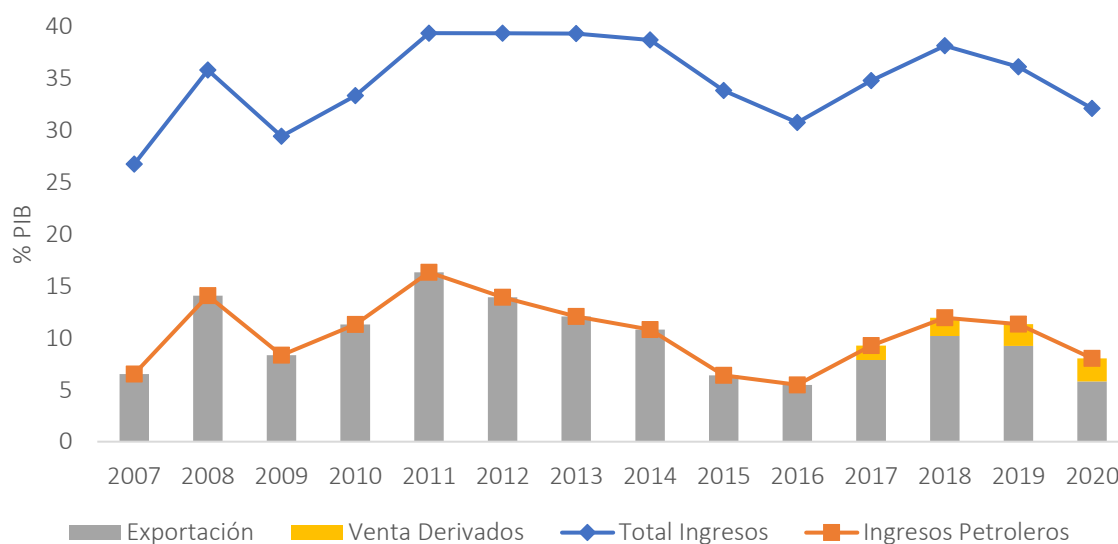
gobierno y en su capacidad para financiar programas y servicios públicos. Por lo tanto, habiendo analizado la balanza comercial petrolera, se procede en secuencia a observar en qué porcentaje los ingresos petroleros aportan al PIB dentro de las operaciones del Sector Público No Financiero.

4.3.7 Producto Interno Bruto – Operaciones del Sector Público No Financiero.

Las operaciones del SPNF permiten evaluar con más precisión la contribución del sector petrolero a la economía del país y su incidencia en las finanzas públicas. Dentro de este sector, el gobierno asume la responsabilidad de regular y supervisar a las empresas petroleras, de la fijación de precios y tarifas, de la asignación de contratos de exploración y producción, y de la recaudación de impuestos y regalías. Por ende, las cifras provenientes de este sector se ven reflejadas en la Figura 21.

Figura 21

Porcentaje del PIB de las Operaciones del Sector Público No Financiero (2007-2020)



A través de la Figura 21 se observa que del porcentaje total del PIB proveniente de los ingresos de las operaciones de SPNF, los ingresos petroleros representan entre el 6% y 16% del

PIB. Desde el 2007 al 2016 los ingresos por exportación fueron los únicos que representaban un porcentaje del PIB, pero a partir del 2017, los ingresos por venta de derivados representan entre el 1% y 2% del PIB. El 2011 representó el año con mayor porcentaje de PIB, siendo este el 16,32% del PIB de las operaciones del SPNF que representan el 39,34% del PIB proveniente de los ingresos totales de estas operaciones.

Es así como dentro del SPNF los ingresos petroleros aportan casi la mitad del porcentaje del PIB de los ingresos totales de este sector. Si bien los ingresos representan un aporte sustancial para la economía del país, también genera una dependencia respecto a los ingresos petroleros. Esta dependencia es más alarmante cuando existe mayores fluctuaciones en los precios del petróleo a nivel internacional y problemas técnicos y operativos en la producción petrolera, lo cual afecta significativamente a los ingresos del gobierno y la estabilidad económica del país. Por lo tanto, el gobierno ecuatoriano debe continuar en la búsqueda de estrategias para diversificar su economía y reducir esta dependencia de ingresos a largo plazo, a través de políticas que fomenten el desarrollo de otros sectores.

5. CONCLUSIONES

Habiendo planteado la pregunta de investigación de esta tesis, sobre ¿Cómo ha variado la gestión petrolera en el Ecuador durante el periodo 2007-2020?, y en concatenación al argumento central de este estudio, se concluye que la gestión petrolera, durante los 14 años de estudio, ha variado en dependencia a los precios internacionales de petróleo, a los problemas operativos en la cadena de valor, y preliminarmente por modificaciones legales y políticas que tienen incidencia específica en la gestión administrativa por el porcentaje de participación según el tipo de empresas.

De este modo, se pudo obtener esta conclusión acorde a los objetivos planteados en un principio. Primero, se obtuvo que la gestión petrolera ecuatoriana varía en dependencia a los precios de petróleo internacional y con incidencia específica de decretos y reformas – Decreto No.662 sobre ganancias extraordinarias (2007) y la reforma a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno (2010) –dentro de ciertos subsectores de la industria. Además, se obtuvo que el punto de transición de etapas de crecimiento a decrecimiento y viceversa se estableció entre 2014-2015 dentro de la cadena de valor y de la gestión de ingresos petroleros, debido a la caída de precios a finales del 2014 provocada por un exceso de oferta en el mercado internacional.

Segundo, en la gestión petrolera interna (de forma preliminar), las reformas, decretos o cambios legales inducidos por el gobierno de turno modifican la estructura y participación administrativa del sector, además de cambios técnicos y operacionales, y cambios en el precio de venta interna, mas no tienen implicaciones en los precios internacionales ni en los ingresos por exportación.

Tercero, la gestión de la cadena de valor depende del precio del petróleo en el mercado internacional, dado que si existen crisis financieras o shocks de oferta/demanda, los precios cambian positiva o negativamente, y por ende, organismos como la OPEP pueden tomar decisiones sobre Ecuador e inducirlo a una reducción de sus niveles de producción para estabilizar el precio internacional al disminuir la oferta de crudo. además, en el análisis de la cadena de valor se obtuvieron diversos resultados en cada subsección de estudio.

- El sector de producción no solo depende de una gestión interna de procesos, sino también del precio del crudo y de organismos internacionales para estabilizar el mercado de petróleo. Por otro lado, la gestión de producción a nivel administrativo varía según los decretos ejecutivos y reformas presentadas en 2007 y 2010, generando un cambio de participación de empresas privadas a un mayor porcentaje de participación por parte de Petroecuador. Por otro lado, la gestión de transporte varía según el comportamiento de la gestión de producción, pero también está ligado a una gestión operativa interna del mismo sector donde las paralizaciones pueden repercutir en un retroceso de desarrollo en el volumen transportado.
- La gestión operativa de las refinerías depende de la extensión de tiempo que se emplea en los mantenimientos, donde un mayor número de días empleado para ejecuciones técnicas implicará una reducción de volumen y ralentización del proceso operacional, incluyendo otros factores como el desvío de una planificación establecida, paros emergentes, y/o paros no programados por problemas imprevistos, generando un desbalance operativo en el volumen de crudo y materia prima refinada.
- La gestión administrativa de la industria petrolera, específicamente en el sector de exportación de crudo, varía en dependencia al marco regulatorio ejecutado por el

gobierno en cuestión, lo cual propicia modificaciones y procesos de renegociación de contratos que cambian el porcentaje de participación de empresas públicas y privadas en este sector. Por otro lado, la gestión de exportación de derivados varía en dependencia de la gestión operacional en las refinerías, dado que los paros programados en refinerías implican un retraso y disminución en el volumen de derivados exportados

Cuarto, la gestión de ingresos petroleros varía en relación con el precio del petróleo a nivel internacional; no obstante, la gestión de precios de venta interna de derivados importados y subsidio a combustible es una gestión interna, que varía según el sistema de precios y regulaciones establecidas por el gobierno, lo cual implica un elevado costo fiscal. A partir del 2019, las modificaciones legales y cambio de sistema de precios permitieron ajustar el valor de los subsidios. Finalmente, se destaca que Ecuador mantienen una alta dependencia de ingresos por concepto de venta anticipada de petróleo, lo que se traduce a riesgos operativos e impacto en el flujo de efectivo del país.

6. RECOMENDACIONES

Habiendo analizado la gestión del sector petrolero, se encontraron ciertos problemas que requieren de cambios para tener un mejoramiento en el sector y con ello mejorar el desempeño operativo en la cadena de valor; por lo tanto se elaboran algunas recomendaciones para optimizar la gestión petrolera.

Se recomienda emplear coberturas financieras como mecanismo para la mitigación de la volatilidad de precios. Este tipo de mecanismos financieros pueden proteger los ingresos del sector público frente a fluctuaciones en los precios. No obstante, en el mercado petrolero no se presentan contratos de futuros que ofrezcan precios inferiores a las coberturas ya establecida. En

consecuencia, es importante considerar los productos financieros como una solución complementaria a la diversificación de ingresos y fuentes de energía.

Además, se recomienda realizar una evaluación de la eficiencia de los sectores de producción, transporte y refinamiento, mediante la adopción de márgenes de seguridad acordes a las mejores prácticas internacionales y establecer reformas regulatorias que den paso a la optimización de estos sectores. De forma específica, se recomienda mejorar la infraestructura operativa debido a que los paros que retrocede y disminuyen los volúmenes en la gestión de la cadena de valor, causados por fallas técnicas. Se debe enfocar en la optimización de operaciones, reducción de costos y mantener en operación los campos petroleros existentes, reduciendo el número de paros programados, para garantizar la sostenibilidad de las operaciones en el Ecuador. Se requiere de una planificación o renovación de los implementos industriales en las refinerías y oleoductos, y con ello establecer un fondo de reservas de crudo evitar demoras en producción, transporte y refinamiento.

Por otra parte, Ecuador debe continuar con la racionalización de los subsidios, considerando que la pandemia provocó mayores déficits fiscales. Esto permitiría, en el corto plazo y en línea con el ritmo de recuperación económica, una eliminación gradual de dichos subsidios. De este modo, las reformas estructurales a precios finales permitirán un avance para la ejecución de una política de precios sostenible a largo plazo.

Algunas limitaciones de esta investigación fue la falta de acceso a más información respecto a tópicos de contratación, exploración y almacenamiento, puesto que los repositorios o bibliotecas gubernamentales/económicos no tenían esos datos públicos. Por otro lado, otra de las limitantes y posibles fallas fue no haber incluido un periodo más extenso de análisis para

observar un mayor número de variaciones e investigar sus posibles vínculos con más reformas, políticas o decretos en el sector petrolero.

Por ello, se recomienda extender el periodo de análisis y emplear datos del Banco de Información Petrolera del Ecuador que contiene información más detallada respecto a temas técnicos, operativos, de contratación y presupuestos. además, se recomienda incluir y profundizar en temas de transparencia de industrias extractivas debido a que se encontraron inconsistencias de cifras en los informes de Petroecuador en comparación a los informes del Banco Central, lo cual puede implicar casos de corrupción en el sector.

7. REFERENCIAS

- Acosta, E., Aguilar, M., Quevedo, C., Spurrier, W., y Marchán, C. *Ecuador: petróleo y crisis económica*. FLACSO. <https://biblio.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/45964.pdf>
- Ahmad, I., Iqbal, S., Khan, S., Han, H., Vega-Muñoz, A., & Ariza-Montes, A. (2022). *Macroeconomic effects of crude oil shocks: Evidence from South Asian countries*. *Frontiers in Psychology*, 13, 967643. <https://doi.org/10.3389/fpsyg.2022.967643>
- AMPO. (s.f.). *Proceso del refinado el petróleo y productos derivados*. <https://www.ampo.com/es/category/sectores/refino-petroleo-y-productos-derivados-proceso-petroquimico-y-quimico-y-energia/proceso-refinado-petroleo-y-productos-derivados/#:~:text=El%20objetivo%20del%20refinado%20del,un%20proceso%20de%20destilaci%C3%B3n%20complejo>
- Andrade, R. (2014). *Aprendizaje de la gestión pública petrolera y recomendaciones para la gestión minera a gran escala*. [Tesis de maestría, Pontificia Universidad Católica del Ecuador]. Repositorio digital. <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/6838>
- Andrade, R. (2014). *Aprendizaje de la gestión pública petrolera y recomendaciones para la gestión minera a gran escala*. [Tesis de maestría, Pontificia Universidad Católica del Ecuador]. Repositorio digital. <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/6838>
- Araujo, A. (s.f.). *La extracción privada de petróleo continúa en retroceso*. Lideres. <https://www.revistalideres.ec/lideres/extraccion-privada-petroleo-continua-retroceso.html>
- Asociación de la Industria hidrocarburífera del Ecuador. (2021). *Petróleo en cifras 2020*. <https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2021/04/PETROLEO-EN-CIFRAS-2020-WEB-OK.pdf>
- Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos. (2002). *La importancia del petróleo en la economía mundial*. Club Español de la energía. enerclub.es/extfrontenerclub/img/File/nonIndexed/petroleo/secciones/pdf/caps_sueltos/CAPITULO%2010.pdf
- Astudillo, P. (2021). *Dependencia petrolera y futuro del Ecuador*. Ecuador Decide. <https://elecciones2021.ecuador-decide.org/wp-content/uploads/2021/01/Factsheet-2.-Dependencia-petrolera-y-futuro-del-Ecuador.pdf>
- Banco Central del Ecuador. (2017). *Tratamiento del petróleo: Propuesta metodológica para la revisión del PIB y la Balanza de Pagos*. https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/CuentasNacionales/Tratamiento_Petroleo_Propuesta.pdf
- Banco Central del Ecuador. (2021). *Anuario de estadísticas del petróleo 2020*. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202102.pdf>
- Banco Central del Ecuador. (s.f.). *Información Estadística Mensual (IEM) 1996-2023*.
- Banco Mundial. (15 de abril de 2013). *Iniciativa para la Transparencia en las Industrias Extractivas: Resultados del sector*.

- <https://www.bancomundial.org/es/results/2013/04/15/extractive-industries-transparency-initiative-results-profile>
- Baquero, D., y Mieles, J. (2015). Los booms petroleros: ¿Qué cambió en los últimos 40 años? Foro Economía Ecuador. *Revista de Análisis y Divulgación Científica de Economía y Empresa*. <http://foroeconomiaecuador.com/fee/los-booms-petroleros-cambios-40/>
- Barriga Salazar, F. (2015). El Petróleo y la Crisis Económica Mundial: una mezcla explosiva. *Polémika Revista de Ciencias Sociales y Humanidades*, (8), 73-84. Recuperado de <https://revistas.usfq.edu.ec/index.php/polemika/article/view/308/426>
- Ben Sita, B., Marrouch, W., & Abosedra, S. (2013). *Short-run price and income elasticity of gasoline demand: Evidence from Lebanon*. *Energy Policy*, 53, 229-235. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.034>
- Blommestein Analytics. (s.f.). *Energy Analysis | Oil*. https://stein-analytics.com/img/oil_supply_chain.jpg
- Calvachi, C. (2012). *Desarrollo de un plan de mejoramiento integral de la administración de los Bloques A y B, operados por una Compañía petrolera del Oriente Ecuatoriano* [Tesis de pregrado, Universidad de las Fuerzas Armadas]. <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/5052>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2005). *La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina*. https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/6291/S050719_es.pdf
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2015). *Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe*. https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/39706/S1501020_es.pdf
- Decreto Ejecutivo No. 84. [Constitución de la República]. Expedir las siguientes reformas al reglamento para aplicación de la ley de régimen tributario interno. 10 de diciembre del 2015.
- Decreto Ejecutivo No. 84. [Constitución de la República]. Expedir las siguientes reformas al reglamento para aplicación de la ley de régimen tributario interno. 10 de diciembre del 2015.
- Decreto Ejecutivo Nro. 1036. [Constitución de la República]. Creación de Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. 6 de mayo de 2020.
- Decreto Ejecutivo Nro. 1054. [Constitución de la República]. Reforma el Reglamento para la Regulación de los Precios de los Derivados. 19 de mayo de 2020. <https://rfd.org.ec/repo/decreto-1054.pdf>
- Decreto Ejecutivo Nro. 315. [Constitución de la República]. Crea La Empresa Pública De Hidrocarburos Del Ecuador EP Petroecuador. 14 de abril del 2010.

- Decreto Ejecutivo Nro. 724. [Constitución de la República] . Cálculo de los precios de derivados de petróleo. 24 de abril de 2019. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/08/metod-calcul-precios-derivados-petro-segm-industrial.pdf>
- El Universo. (7 de octubre de 2019). *Suman 101 decretos de estados de excepción y renovación desde 2007 en Ecuador*. <https://www.eluniverso.com/noticias/2019/10/07/nota/7550306/suman-101-decretos-estados-excepcion-renovacion-2007/>
- Enciclopedia Humanidades. (s.f.). *Petróleo*. <https://humanidades.com/petroleo/>
- EP Petroecuador. (2010). *Informe Estadístico 2010*. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/08/2010.pdf>
- EP Petroecuador. (2014). *Informe Estadístico 2014*. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/02/INFORME-ESTAD%C3%8DSTICO-2014.pdf>
- EP Petroecuador. (2017). *Gobierno Ecuatoriano y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) firman Acuerdo para evaluar técnicamente cinco proyectos del sector hidrocarburos*. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12735>
- EP Petroecuador. (2020). *Informe estadístico: Enero- diciembre 2020*. Subgerencia De Planificación Y Control De Gestión. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/03/INFORME-ESTADISTICO-DICIEMBRE-2020.pdf>
- EP Petroecuador. (30 de junio de 2017). *Ronda Campos Menores, Quito 27 – 30 de junio 2017*. Gobierno del Ecuador. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=6789>
- EP Petroecuador. (s.f.). *Cadena de Valor*. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=3766>
- Europapress. (5 de octubre de 2007). *Ecuador.- El 99% de las ganancias extraordinarias del petróleo serán para el Estado ecuatoriano, según un decreto*. <https://www.europapress.es/internacional/noticia-ecuador-99-ganancias-extraordinarias-petroleo-seran-estado-ecuadoriano-decreto-20071005102523.html>
- Extractive Industries Transparency Initiative EITI. (s.f.). *Requisitos del EITI*. <https://eiti.org/es/requisitos-del-eiti>
- FAO. (s.f). *Ley reformativa a la ley de hidrocarburos y a la ley de régimen tributario interno*. <https://faolex.fao.org/docs/pdf/ecu96408.pdf>
- Federación Nacional de Estudiantes de Economía. (29 de junio de 2020). *Importancia del petróleo en la economía*. <https://fenadeco.org/importancia-del-petroleo-en-la-economia/>
- Fontaine, G. (2006). *Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador*. FLACSO. <https://biblio.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/58306.pdf>
- Fontaine, G. (2006). *Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador*. FLACSO. <https://biblio.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/58306.pdf>
- Gómez Ponce, L. (25 de mayo de 2021). *Ingresos petroleros en Ecuador: ¿Puede el país seguir sosteniendo su economía en el crudo? Observatorio de Gasto Público de Fundación Ciudadanía y Desarrollo*. Observatorio del Gasto Público.

- <https://www.gastopublico.org/informes-del-observatorio/ingresos-petroleros-en-ecuador-puede-el-pais-seguir-sosteniendo-su-economia-en-el-crudo>
- Gonzales, E. (15 de noviembre del 2019). *Ecuador y los subsidios a los combustibles*. Real Instituto Elcano. <https://www.realinstitutoelcano.org/analisis/ecuador-y-los-subsidios-a-los-combustibles/#:~:text=El%20pasado%203%20de%20octubre%20el%20decreto%20883%20o%20%20E2%80%9Cpaquetazo,elevaba%20el%20importe%20del%20BDH.>
- Grindle, M., y Thoumi, F. (1993). *La política de la economía del ajuste: la actual experiencia ecuatoriana*. https://biblio.flacsoandes.edu.ec/shared/biblio_view.php?bibid=10907&tab=opac&page=2
- Herrera, J. J., y Jarrín, S. (2012). Generación y distribución de ingresos petroleros durante 2012. *Lupa Fiscal*. <https://redextractivas.org/catalogo/boletines/generacion-y-distribucion-de-ingresos-petroleros-durante-2012-grupo-faro-2012/>
- INEC. (2008). *Compendio Estadístico Regional 2008*. Ecuador en Cifras. https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Bibliotecas/Estudios/Estudios_Economicos/Evolucion_de_la_indus_Alimen_Beb_2001-2006/Compendio-Sur.pdf
- La República. (16 de noviembre de 2012). *Petroamazonas toma el control de toda la producción estatal de crudo*. <https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Convenio-Especifico-IIGE-Petroamazonas.pdf>
- Larrea, C. (2022). *Medio siglo de extracción petrolera en el Ecuador: impactos y opciones futuras*. Ponencia al seminario de CLAS-FLACSO. Universidad Andina Simón Bolívar, Quito, Ecuador. <https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/8947/1/Larrea%20C-CON-34-Medio%20siglo.pdf>
- Martínez, J. (1995). La privatización de la comercialización hidrocarburífera y la inversión extranjera. [Tesis de maestría, Universidad Andina Simón Bolívar] Repositorio digital. <https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/2808/1/T0011-MDE-Mart%C3%ADnez-Acosta-La%20privatizaci%C3%B3n.pdf>
- Mejía, A. (2009). *Por el ojo de una aguja: la formación de políticas públicas en Ecuador*. FLACSO. <https://biblio.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/41776.pdf>
- Menard, A. y Moses, E. (2021). *Género y gobernanza en las industrias extractivas: lecciones desde los actuales marcos legales y de políticas*. Natural Resource Governance Institute. https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/genero_gobernanza_industrias_extractivas_lecciones_actuales_legales_politicas.pdf
- Ministerio de Economía y Finanzas. (s.f). *Biblioteca: Informes de Ejecución Presupuestaria 2010-2023*. <https://www.finanzas.gob.ec/biblioteca/>
- Ministerio de Energía y Minas. (6 de julio de 2021). *La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC) cumple su primer año de gestión*. Gobierno del Ecuador. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/la-agencia-de-regulacion-y->

- control-de-energia-y-recursos-naturales-no-renovables-arc-cumple-su-primer-ano-de-gestion/
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *El petróleo y su comportamiento*. https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/plan-ribera/contaminacion-marina-accidental/petroleo_y_comportamiento.aspx
- Morales Maridueña, I. A., Guadalupe Sánchez, K. W., Sánchez Jiménez, K. A., y Cedeño Salazar, P. A. (2022). Impacto de la actividad petrolera en las finanzas de Ecuador. *RECIAMUC*, 6(1), 284-293. [https://doi.org/10.26820/reciamuc/6.\(1\).enero.2022.284-293](https://doi.org/10.26820/reciamuc/6.(1).enero.2022.284-293)
- Oiltanking. (2015). *Petróleo crudo*. <https://www.oiltanking.com/es/publicaciones/glosario/petroleo-crudo.html>
- Oleas, J. (2013). *Ecuador 1972–1999: del desarrollismo petrolero al ajuste neoliberal*. [Tesis doctoral, Universidad Andina Simón Bolívar]. Repositorio Digital. <https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/4099/1/TD049-DH-Oleas-Ecuador.pdf>
- Olmedo, C. y López, I.(2022). Efecto de la Iniciativa de Transparencia para el sector extractivo en Perú. *Estudios de la Gestión – Revista Internacional de Administración*. <https://revistas.uasb.edu.ec/index.php/eg/article/view/3079/3479>
- Oxford Language Dictionary. (s.f). Petróleo. En *Diccionario de español de Google*. Recuperado el 27 de febrero de 2023, de
- Petróleo de Esquisto. (20 de abril del 2020). En Wikipedia. [https://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo_de_esquisto#:~:text=El%20petr%C3%B3leo%20de%20esquisto%20\(en,en%20petr%C3%B3leo%20sint%C3%A9tico%20y%20gas](https://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo_de_esquisto#:~:text=El%20petr%C3%B3leo%20de%20esquisto%20(en,en%20petr%C3%B3leo%20sint%C3%A9tico%20y%20gas)
- Resolución Legislativa 0 de 2013. [Asamblea Nacional]. Explotación petrolera de bloques 31 y 43 dentro del parque Yasuní. 17 de octubre de 2013.
- Resolución No. ARCERNR-008/2020. [Registro Oficial Órgano de la Republica del Ecuador]. El directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. 27 de noviembre de 2020.
- Rueda, V. (2011). *La comercialización de aerocombustibles en el Ecuador : incidencia económica y social (2000-2007)*. [Tesis de pregrado, Pontificia Universidad Católica del Ecuador]. Repositorio digital. <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/4900>
- Sistema Económico Latinoamericano y del Caribe. (18 de julio de 2018). *Ecuador reforma reglamento para volver a los contratos de participación en hidrocarburos*. sela.org/es/prensa/servicio-informativo/20180716/si/26935/ecuador
- Tsebelis, G. (2002). *How Political Institutions Work*. https://www.researchgate.net/publication/248324404_Veto_Players_How_Political_Institutions_Work
- Valencia, A. (2020). *Ecuador anuncia bandas de precios a combustible y más recorte de gasto público*. Reuters. <https://www.reuters.com/article/economia-ecuador-medidas-idLTAKBN22V2YE>

Wang, Y., Wei, M., Bashir, U., & Zhou, C. (2022). *Geopolitical risk, economic policy uncertainty and global oil price volatility—an empirical study based on quantile causality nonparametric test and wavelet coherence*. *Energy Strategy Reviews*, 37, 100893. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100893>

World Bank Group. (2018). *Global Economic Prospects: ¿Broad-Based Upturn, but for How Long?* <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/da2c5a6b-5650-576b-8e43-add85378e6bd/content>

ANEXO A: PERIODOS DE ANÁLISIS DESDE 1972 A 2006

A. Periodo 1972-1976: Auge del Sector Petrolero

Cuando Ecuador empieza a ejecutar sus primeras exportaciones del Crudo Oriente, en el mercado internacional se observa un aumento de los precios de petróleo. En 1972, el barril de petróleo se cotizó en \$ 2,50. Posteriormente, en 1973 se produjo la primera crisis del petróleo para Ecuador (cuarta crisis mundial) debido a que la Organización de Países Árabes Exportadores de Petrolera decidió no exportar más petróleo a países que ayudaron a Israel durante la guerra de Yom Kipur. Esto desembocó en un aumento de precio del petróleo, provocando un efecto inflacionista. No obstante, este efecto fue positivo para Ecuador dado que en 1973 el precio del barril subió a \$10,00/B¹⁰. (Acosta et al., 1986).

Durante 1975 y 1976 el precio se mantuvo en \$13,70/B. Durante ese periodo, las exportaciones constituyeron aproximadamente el 60% de los ingresos totales por exportación de la nación. Además, los ingresos petroleros crecieron de las entidades públicas incrementaron de 618 millones de sucres en el 72 a 11.118 millones en el 76. (Acosta et al., 1986). Con ello, las rentas petroleras incrementaron, aumentando el valor que recibía el Presupuesto General del Estado por parte del sector petrolero.

La producción nacional creció entre 1974 y 1975 debido a la estabilidad de los precios del petróleo. No obstante, el porcentaje del PIB que aportaba el petróleo disminuyó por la imposición de tasas a la producción y el gobierno de Rodríguez Lara tuvo conflictos con la empresa Texaco-Gulf. Esto se dio debido a que la empresa reclamada la disminución de impuestos y como parte de ese problema, se ejecutó una suspensión temporal de exportaciones, y para ello redujeron la

¹⁰ \$/B: Cantidad de dinero en dólares recibido por barril de petróleo

producción de petrolero. Por otro lado, el gobierno buscó financiamiento externo para las inversiones realizadas, y los proveedores de créditos tenían ofertas muy altas, dado que advertían los pagos de un país petrolero. De este modo se condujo a una situación inflacionaria haciendo que los salarios disminuyan en este periodo.

B. Periodo 1977-1979: Estabilización económica y descubrimientos

En 1976, el gobierno de Rodríguez Lara decidió nacionalizar el petróleo del país, cuya medida fue implementada con Alfredo Poveda en 1977. Esto permitió que el Estado asumiera el control total de la explotación, producción y comercialización del petróleo en Ecuador. En este punto, se finaliza el conflicto entre el gobierno y la empresa Texaco Gulf, dado que hubo una estabilización de la participación por parte de empresas privadas y la CEPE en la extracción de crudo.

Debido a la inestabilidad en el mercado mundial por la situación política de Irán, se incrementa la escasez dentro del mercado petrolero aumenta los precios del barril. Esto benefició a Ecuador, al duplicar sus ingresos petroleros y las divisas de las exportaciones. En 1977, el petróleo representó el 70% de las exportaciones del país y generó ingresos por más de 1.000 millones de dólares. (BCE, 2000).

Por otra parte, en 1977 inicia sus operaciones la Refinería de Esmeraldas, adaptada para procesar más pesados. Se descubrieron importantes yacimientos petroleros en la Amazonía ecuatoriana, entre ello se destacan los campos de Lago Agrio y Shushufindi, que se convirtieron en los principales productores de petróleo del país. El descubrimiento de estos yacimientos petroleros atrajo la atención de empresas extranjeras, lo que se tradujo en importantes inversiones en el sector petrolero. En 1977, la empresa estatal Petroecuador firmó un acuerdo con la empresa

estadounidense Texaco para la exploración y producción de petróleo en la región de Lago Agrio, lo que representó una importante inyección de capital para el país.

Durante este período, el gobierno ecuatoriano implementó una serie de políticas petroleras para maximizar los beneficios económicos del sector: la nacionalización del petróleo, la creación de empresas estatales para la explotación y producción de petróleo, y la implementación de un sistema de regalías y tributos para las empresas petroleras. (Oleas, 2013).

En 1978, el PIB del país creció un 6,2%, gracias en gran medida al auge de la producción y exportación de petróleo. (Banco Mundial, s.f). En 1979, el país produjo más de 180 millones de barriles de petróleo, lo que representó un aumento del 17% con respecto al año anterior. (MERNNR, s.f). A pesar del auge de la industria petrolera, Ecuador también experimentó una crisis económica durante este período. La inflación y el aumento de la deuda externa fueron algunos de los principales problemas económicos que enfrentó el país. (Banco Mundial, s.f)

C. Periodo 1980-1985: Dependencia de exportaciones petroleras

En 1980 se inicia con altos precios del petróleo, siendo un precio de 35,21\$/B, que disminuyó a \$25,97 en 1985. (Acosta et al., 1986). Mientras existía una disminución de precios, la producción y exportación de petróleo aumentaban, lo que permitió un crecimiento en los ingresos petroleros. Esto produjo un incremento considerable en la dependencia de las exportaciones petroleras. No obstante, los ingresos de este sector se destinaban a pagar los créditos extranjeros, y por ende el crecimiento de la producción a nivel nacional fue cada vez disminuyendo. Por otro lado, durante este período, se descubrieron importantes yacimientos de petróleo en el campo petrolero Sacha, en la Amazonía. Esto permitió aumentar la producción de petróleo y sus ingresos por exportaciones.

En 1982, el gobierno ecuatoriano implementó una reforma tributaria que incluyó la eliminación de exenciones fiscales para las empresas petroleras y una reducción del subsidio a los derivados petroleros, Así, el gobierno aumentar sus ingresos fiscales a través de la recaudación de impuestos y regalías petroleras. En 1984 la Planta de Gas de Shushufindi inicia operaciones con instalaciones complementarias para captar el gas proveniente de los campos de petróleo, y transportarlo junto con los licuables a su procesamiento en la planta. (AIHE, 2020).

La Primera Ronda Petrolera se ejecuta en 1985. El Estado suscribe un contrato de prestación de servicios con Occidental Exploration & Production y Esso- Hispanoil asume. La CEPE explotar los yacimientos de manera independiente y/o con esos contratos para la exploración y explotación de petróleo. En este proceso se realizó la deducción de costos y gastos de producción, transporte y comercialización, previo a la distribución de los ingresos (Andrade, 2014). Un porcentaje de los ingresos de estas operaciones fue destinado un fondo permanente de inversión para la búsqueda de nuevas reservas hidrocarburíferas.

D. Periodo 1986-1991: CEPE/Petroecuador

Durante el Gobierno de León Febres Cordero en 1986, se inició un proceso de apertura petrolera que permitió la participación de empresas extranjeras en la exploración y producción de petróleo en el país. Esto llevó a la firma de contratos con empresas como Texaco, Occidental Petróleo y Repsol. Posteriormente, en 1987, la Refinería de Shushufindi inicia sus operaciones. Cabe destacar que durante este año el Ecuador se convierte en miembro de pleno derecho de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). De este modo, el país pudo apertura de participación en las decisiones que se tomaban en el mercado petrolero internacional

En 1988, se estableció una nueva ley de hidrocarburos que aumentó los impuestos a las empresas petroleras y estableció un fondo de estabilización para manejar los ingresos petroleros. Además, se construyó el Oleoducto de Crudos Pesados OCP, que transportaba petróleo pesado del oriente ecuatoriano. En 1989, durante el mandato de León Febres Cordero, en 1989 se reemplaza Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE por la empresa Petroecuador, más la conformación de seis filiales: Petroproducción, Petroindustrial, Petrocomercial, Petropenínsula, Petroamazonas y Petrotransporte. (Rueda, 2011). Posteriormente León es destituido debido al cambio en políticas públicas y la privatización de empresas estatales, como lo fue Petroecuador.

Consecutivamente, en 1990 se aprueba la ley de hidrocarburos que permitió la entrada de inversión extranjera en el sector petrolero, así eliminó el monopolio estatal sobre la industria. El siguiente año (1991) el gobierno de implementa reformas económicas conocidas como “el paquetazo”, que incluyeron liberalización del sector petrolero y eliminación de subsidios a los combustibles. Esto produjo un aumento en la producción y exportaciones petroleras. No obstante, la eliminación de subsidios condujo a un aumento de precios de gasolina y diésel, generando una caída del poder adquisitivo de la población.

E. Periodo 1992- 1999: OPEP, FMI y Ley de Hidrocarburos

En 1992, el gobierno ecuatoriano inició un proceso de privatización de la empresa estatal de petróleo, Petroecuador. Se vendieron varias subsidiarias y activos de la empresa a empresas extranjeras. Sin embargo, el proceso fue criticado por algunos sectores de la sociedad que consideraron que la empresa se estaba vendiendo a precios muy bajos. El mismo año Ecuador sale de la OPEP con el fin de elevar la producción de petróleo por sobre las cuotas asignadas por la organización (Martínez, 1995).

Otro punto para resaltar en 1994 es que, Ecuador llega a un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI) para implementar políticas económicas de ajuste estructural. Durante esa época se ejecutaron nuevas reformas a la Ley de Hidrocarburos donde se constituye el contrato de participación. Mediante un programa de racionalización de finanzas públicas y la aplicación de un estricto programa monetario, se pudo disminuir la inflación anual de 60.2% en 1992 a 25.4 en 1994. (Martínez, 1995).

Posteriormente, desde 1995 a 1998, la producción petrolera de Ecuador aumentó gracias a la inversión de empresas extranjeras en el sector. Sin embargo, esto generó efectos negativos en el medio ambiente y en las comunidades locales. En 1998, Ecuador sufrió una crisis económica por la caída de los precios del petróleo, que afectó los ingresos fiscales del país. Por ende, se implementaron medidas de austeridad para hacer frente a la crisis. Finalmente, Ecuador y Perú se enfrentaron en un conflicto armado en 1995, lo cual afectó la producción petrolera en la zona fronteriza entre ambos países.

F. Periodo 2000-2006: Dolarización & Cambios Petroleros

La idea de privatización continua en el Ecuador. Sin embargo, la idea no fue bien recibida por la población y los trabajadores de la empresa, lo que llevó a la cancelación del plan de privatización. En el año 2000 se implementa un nuevo régimen fiscal para el sector petrolero, que aumentó los impuestos y regalías sobre la producción de petróleo para obtener una mayor recaudación para el Estado. Por el contrario, esto llevó a una reducción en la inversión de las compañías petroleras extranjeras en el país.

Durante este periodo 2000-2006, Ecuador experimentó un aumento en la producción de petróleo, En 2003, con las construcciones del OCP, la producción y exportación petrolera aumento

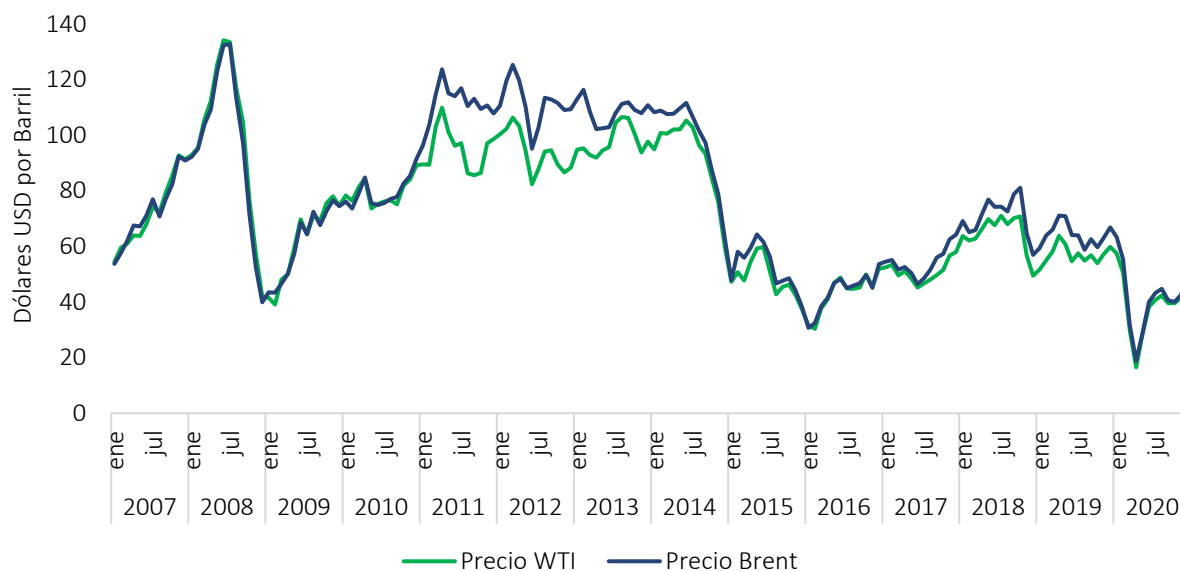
alcanzando su punto máximo en 2004 con una producción de más de 5562.710 bpd¹¹ en 2004.(AIHE, 2020). En este año aumenta el precio del petróleo y supera los \$70.

Además, Ecuador firma acuerdos de cooperación con países como China, Venezuela y Brasil para el desarrollo conjunto de proyectos en el sector petrolero. De este modo, permitió que Ecuador tuviera una mayor diversificación de sus socios comerciales en el sector petrolero. También comienzan la protesta en contra de las empresas petroleras debido a danos ambientales y sociales en las zonas que operaban, por contaminación debido a derrames de petróleo.

En 2005, el ministro de economía, Rafael Correo, ejecutó un cambio donde los excedentes por ventas de petróleo que se destinaban directamente al pago anticipado de la deuda externa del Ecuador sean destinados a la inversión en salud y educación. En consecuencia, durante el 2006 se ejecuta la reforma a la ley de hidrocarburos, Ley 42-2006, donde se coloca una cláusula que especifica la participación por parte del Estado en el 50% de las ganancias extraordinarias de las empresas petroleras. (AIHE, 2020).

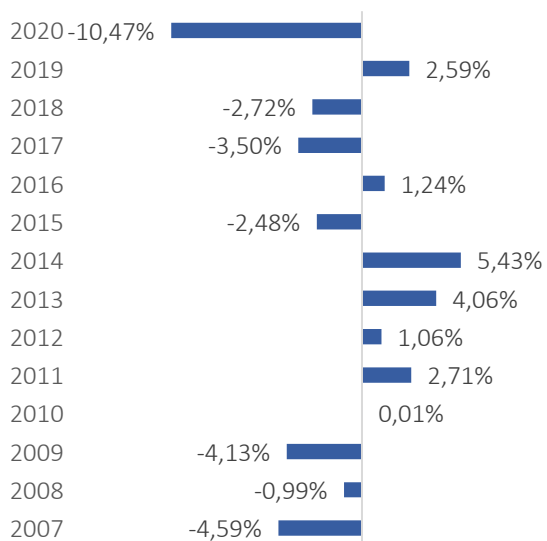
¹¹ Bpd: barriles por día. 1 bpd = 159 litros/día ()

ANEXO B: PRECIOS DE REFERENCIA - CRUDO BRENT Y WTI 2007-2020

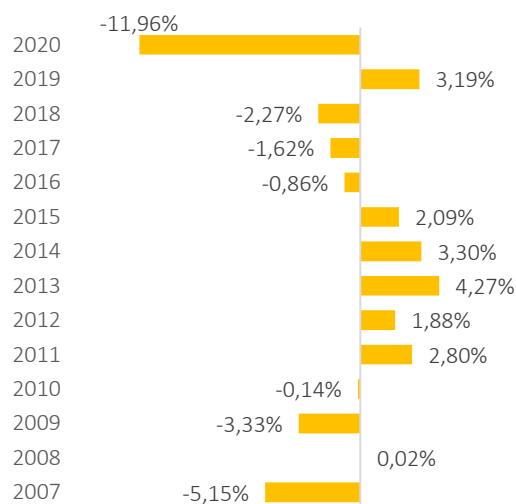


ANEXO C: TASAS DE CRECIMIENTO DE VOLUMEN EN PRODUCCIÓN, TRANSPORTE, REFINACIÓN Y EXPORTACIÓN (2007-2020)

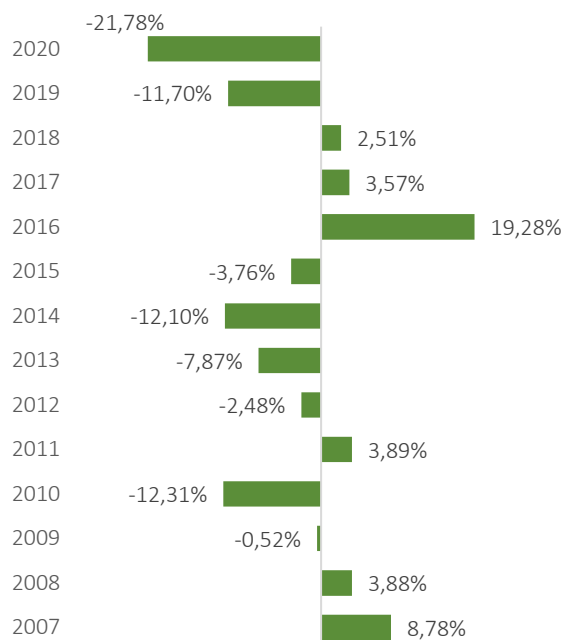
Tasa de Crecimiento del Volumen Producido



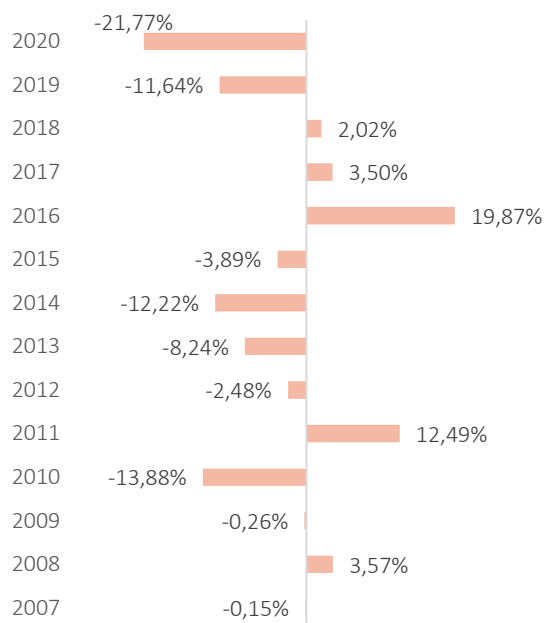
Tasa de Crecimiento de Volumen Transportado



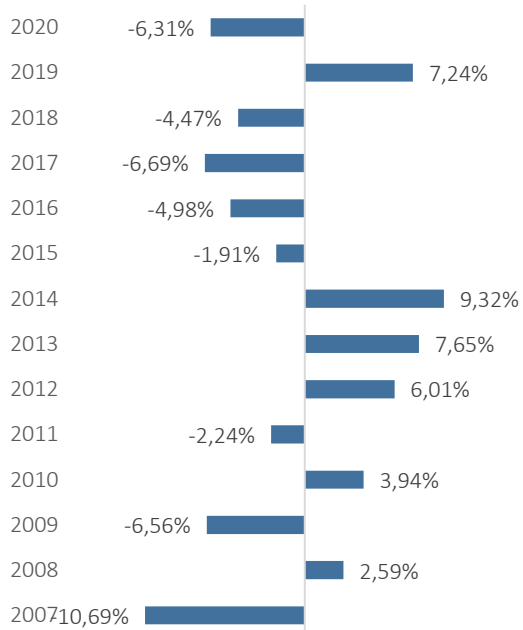
Tasa de Crecimiento de Volumen Refinado



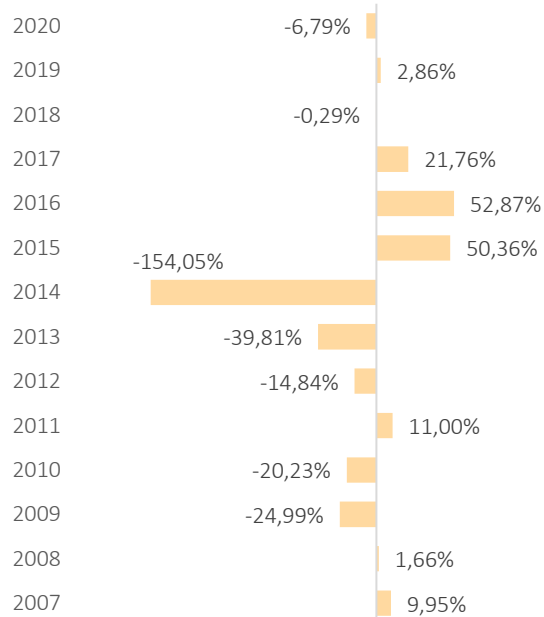
Tasa Crecimiento Materia Prima Refinada



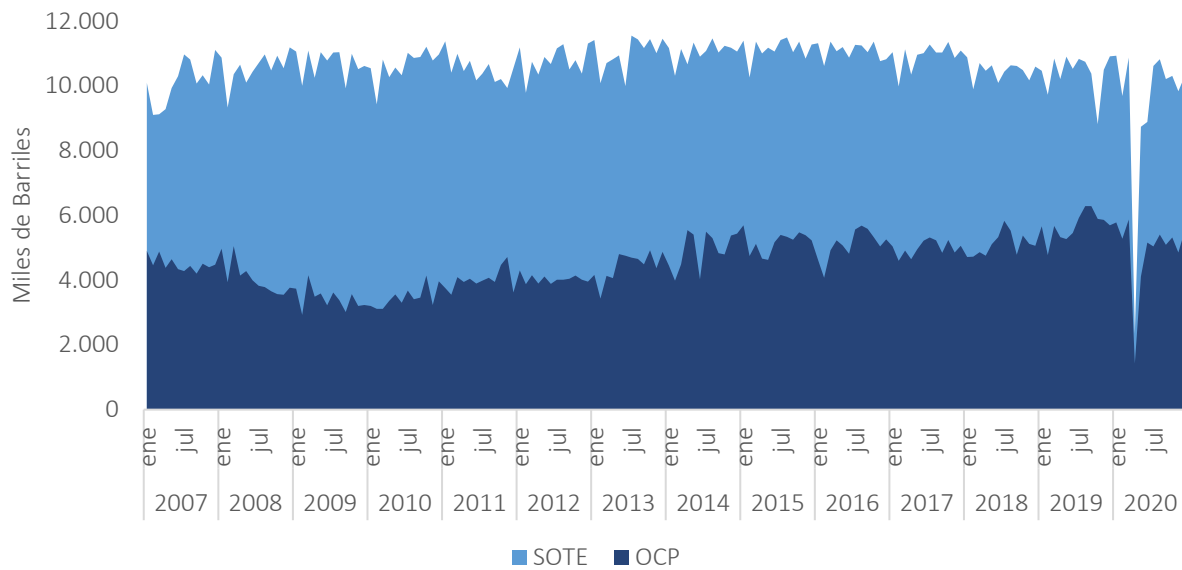
Tasa de Crecimiento de Volumen Exportado de Crudo



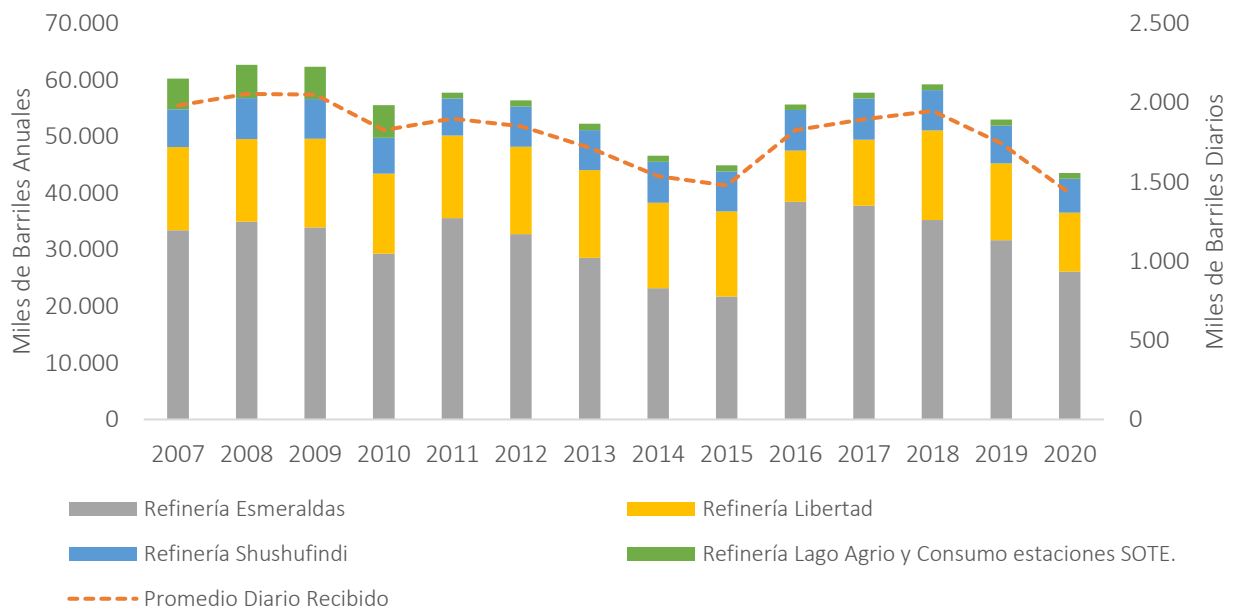
Tasa de Crecimiento de Volumen Exportado de Derivados



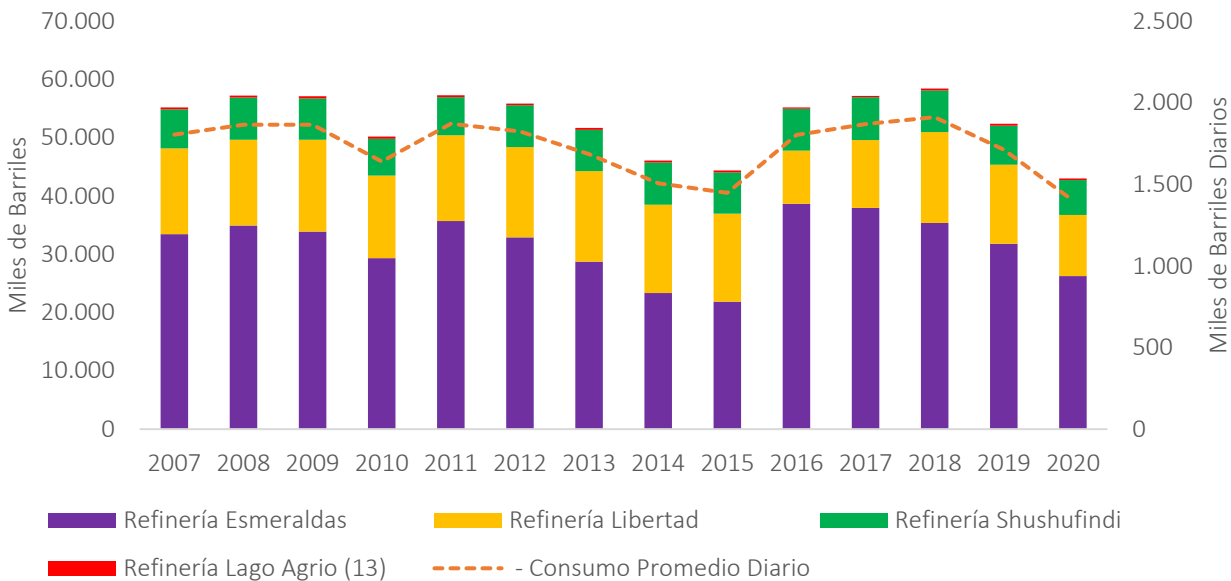
ANEXO D: TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS (2007-2020)



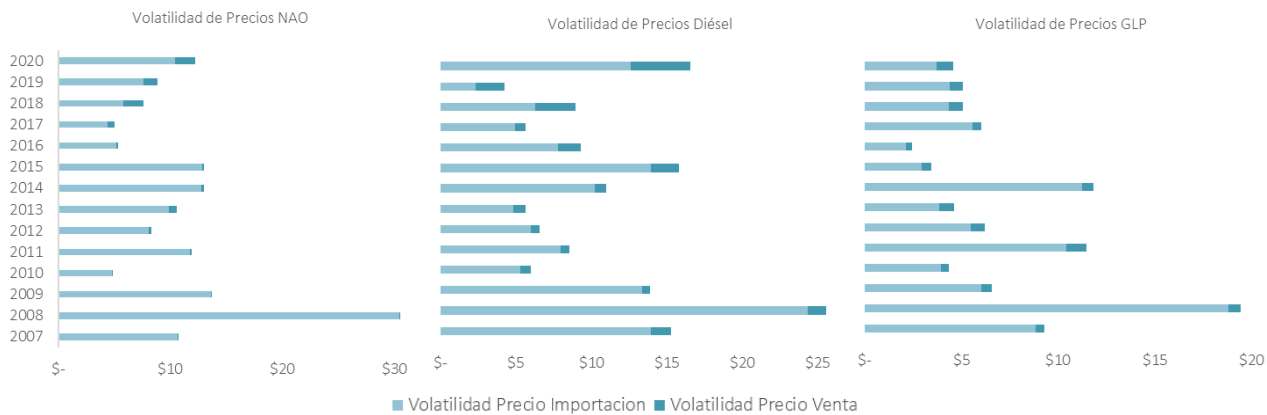
ANEXO E: CRUDO RECIBIDO EN LAS 4 REFINERÍAS DEL ECUADOR (2007-2020)



ANEXO F: MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERÍAS (2007-2020)



ANEXO G: VOLATILIDAD DE PRECIOS DE IMPORTACIÓN Y PRECIOS DE VENTA INTERNA POR TIPO DE DERIVADO (2007-2020)



ANEXO H: INGRESOS PETROLEROS POR CONCEPTO EN MILLONES DE DÓLARES SEGÚN EL PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO (PERIODO 2011-2020)

<i>Concepto</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2016</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>	<i>2019</i>	<i>2020</i>
<i>Impuesto a la Renta Petrolera</i>	140,85	109,73	94,6	70,88	68,21	78,69	54,82	79,16	76,42	57,14
<i>Ley 40</i>	-	-	5,28	6,33	5,78	5,14	4,19	4,01	4,08	4,16
<i>Otros Impuestos</i>	-	-	-	-	0,85	1,58	0,51	1,21	-	-
<i>Exportación de Derivados</i>	535,38	574,94	228,8	42,99	-	-	7,14	21,7	310,17	70,51
<i>Regalías Empresas Públicas</i>	226,36	651,39	229,1	123,12	0,06	88,45	46,23	82,64	196,28	87,86
<i>Margen de Soberanía</i>	1.081,51	1.111,10	1.041,00	905,72	348,64	314,04	387,71	675,4	530,35	281,75
<i>Saldo del Ingreso Disponible Prest. Servicios</i>	803,52	1.178,61	885,9	125,81	-	0,15	0,46	-	-	-
<i>Exportaciones Directas Empresas Públicas</i>	2.749,58	2.007,81	1.622,30	769,96	-	145,39	102,71	351,92	456,21	79,96
<i>Participación Estatal Explotación Gas Natural</i>	5,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Cuentas por Cobrar Ley 2006-42</i>	78,66	44,47	106,80	-	-	-	-	-	-	-
<i>Participación de Capital Ingresos Petroleros</i>	2,44	-	24,2	-	-	-	-	-	-	-
<i>Venta Anticipada de petróleo</i>	528,91	353,18	587,80	1.355,14	2.404,05	1.482,59	1.027,06	860,41	798,16	42,08
<i>Total Ingresos Petroleros PGE</i>	6.152,61	6.031,23	4.825,78	3.399,95	2.827,59	2.116,03	1.630,83	2.076,45	2.371,67	623,46

Nota. No se encontró información desde el año 2007 al 2010. La Ley 40 existió a partir del 2013; el concepto por Otros Impuestos es añadido en 2015; la Participación Estatal por explotación Gas Natural es eliminada desde 2012 y por ende no se recauda ingresos por ese concepto. Cuentas por Cobrar Ley 2006-42 y Participación de Capital Ingresos Petroleros se eliminan de los informes del Ministerio de Economía y Finanzas a partir del 2014. Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas – Biblioteca: Informes de Ejecución Presupuestaria (Presupuesto General del Estado PGE)