

PROYECTO DE TITULACIÓN

“Diseño de un escenario de cobertura contra el riesgo de cambio del precio del petróleo en el Ecuador. Escenarios de costos y posibles retornos bajo precios esperados.”

Previa la obtención del Título de:

MAGISTER EN FINANZAS

Presentado por:

MARLON ANDRÉS GARCÍA TERÁN

ALEJANDRA PAMELA VELASCO ARANEA

Guayaquil – Ecuador

2021

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien nos permite vivir cada día y nos da sabiduría, fortaleza para ser mejores cada día.

A mi familia, especialmente a mis padres Marlon y Violeta, mis hermanos Gabriela y Alex, mi abuelita Marcia, quienes son el pilar en mi vida y me dan su apoyo frente a cada objetivo que me proponga.

A nuestro tutor Gustavo Cassis quien nos dio su guía durante el desarrollo de este proyecto.

A mi compañera de tesis Alejandra con quien estuvimos desvelándonos y poniendo todo nuestro esfuerzo en desarrollar esta tesis.

Marlon García Terán

A Dios, a él le debo todo.

A mi mamá, sin ella no estaría culminando mi maestría y es la persona que más admiro y amo en el mundo.

El profesor Gustavo Cassis por sus enseñanzas y su apoyo.

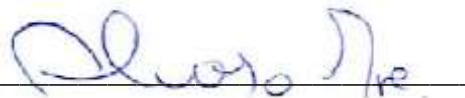
Marlon por ser un buen compañero de tesis y trabajo en equipo.

Alejandra Velasco Aranea

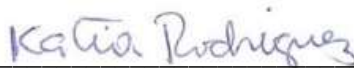
COMITÉ DE EVALUACIÓN

A handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke extending to the right.

Gustavo Cassis Trujillo
Tutor del Proyecto

A handwritten signature in blue ink, featuring a large, stylized initial 'A' followed by the name 'Moreno Ramírez'.

Álvaro Moreno Ramírez
Evaluador 1

A handwritten signature in blue ink, with the name 'Katia Rodríguez Morales' written in a cursive style.

Katia Rodríguez Morales
Evaluador 2

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Trabajo de Titulación, corresponde exclusivamente a los autores, y al patrimonio intelectual de la misma **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**”

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Marlon García Terán', written in a cursive style.

Marlon García Terán

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Alejandra Velasco Aranea', enclosed within a large, hand-drawn oval shape.

Alejandra Velasco Aranea

Tabla de contenido

AGRADECIMIENTO	II
COMITÉ DE EVALUACIÓN	III
DECLARACIÓN EXPRESA	IV
RESUMEN	VII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE GRÁFICOS	IX
ABREVIATURAS	X
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	11
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	11
1.2 JUSTIFICACIÓN	12
1.3 OBJETIVO	13
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	13
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	13
1.4 METODOLOGÍA	14
1.5 ALCANCE	15
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	16
2.1 GLOSARIO DE TÉRMINOS	16
2.1.1 <i>Derivados financieros</i>	16
2.1.2 <i>Tipos de derivados financieros</i>	16
2.1.2.1 <i>Futuros</i>	16
2.1.2.2 <i>Forwards</i>	17
2.1.2.3 <i>Opciones</i>	18
2.1.3 <i>Contrato de Cobertura</i>	19
2.1.4 <i>Cobertura del petróleo</i>	20
2.2 REVISIÓN DE LITERATURA	20
2.3 ENTENDIMIENTO DEL MERCADO DE DERIVADOS FINANCIEROS	24
2.3.1 <i>Tipos de operadores</i>	24
2.3.2 <i>Principales Bolsas de Negociación de Petróleo</i>	25
2.3.3 <i>Apalancamiento de los contratos futuros</i>	26
2.3.4 <i>Cámara de compensación</i>	27
2.3.5 <i>Salida del mercado</i>	27
2.3.6 <i>Especificaciones de los contratos de Futuros de Petróleo</i>	28
CAPÍTULO III: EL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA MUNDIAL Y ECUATORIANA	35
3.1 BOOM PETROLERO EN EL ECUADOR	35
3.2 ECUADOR EN LA OPEP	36
3.3 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO	40
3.4 PRODUCCIÓN NACIONAL DEL PETRÓLEO	42
3.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS DE VENTA PETROLEROS UTILIZADOS POR EL ECUADOR	43
3.5.1 <i>Contratos de venta spot</i>	43
3.5.2 <i>Contratos de venta anticipada</i>	44
3.6 EVOLUCIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO Y COMPARACIÓN CON LOS PRECIOS DE VENTA DEL CRUDO ECUATORIANO	45
3.7 LOS INGRESOS PETROLEROS CON EL PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO	49

CAPÍTULO IV: PROPUESTA DE ESTRATEGIA DE COBERTURA CONTRA EL RIESGO DE VOLATILIDAD DEL PRECIO DE LA MEZCLA ECUATORIANA DE PETRÓLEO.....	51
4.1 PRESENTACIÓN DE ESCENARIOS:.....	51
4.1.1 <i>Escenario 1: Opciones sobre futuro de la producción no comprometida de barriles de petróleo para el año 2019</i>	53
4.1.2 <i>Escenario 2: Opciones sobre futuro de la producción no comprometida de barriles de petróleo para el año 2020</i>	55
4.1.3: <i>Escenario 3: Opciones sobre futuro de la producción total de barriles de petróleo para el año 2019</i>	57
4.1.4: <i>Escenario 4: Opciones sobre futuro de la producción total de barriles de petróleo para el año 2020</i>	59
4.2 ESTIMACIÓN DEL ESCENARIO PETROLERO PARA EL 2021	60
CAPÍTULO V: RESULTADOS Y CONCLUSIONES SOBRE LA ESTRATEGIA PROPUESTA.....	67
5.1 CONCLUSIONES.....	67
5.2 RECOMENDACIONES.....	68
BIBLIOGRAFÍA	70
ANEXOS:.....	72
MODELO DE VALUACIÓN DE OPCIONES: BLACK & SCHOLES	72
CASO DE ADOPCIÓN DE COBERTURAS PETROLERAS POR PARTE DE MÉXICO	74

Resumen

El nivel de precios del petróleo es un tema de alta importancia mundial. Debido que es la principal fuente de energía mundial y al ser un recurso escaso, su precio es muy volátil. Esto ocasiona que los costos de toda la cadena de productos derivados (combustibles, aceites, lubricantes, asfaltos, plásticos, pesticidas, fertilizantes, entre otros) también se vean afectados por la volatilidad del precio del crudo.

Debido a la alta volatilidad en los precios, se ven afectadas muchas economías. En el caso de países productores, especialmente quienes tienen una alta dependencia como fuente de ingresos tienen una mayor afectación. Ante caídas de precios sus ingresos disminuyen significativamente generando déficits en sus presupuestos tal es el caso en América Latina como Ecuador, Venezuela, entre otros.

Sin embargo, existen otros países productores petroleros que sus fuentes de ingresos son muy diversas, quienes también se ven afectados pero en una menor medida, tal es el caso de Reino Unido que el sector servicios es el que más aporta al PIB aproximadamente un 72%, y sólo un 27% de aporte al PIB corresponde el sector industria y construcción; cabe mencionar que dentro de este grupo se encuentra el sector petrolero.

Por el lado contrario están los países consumidores de petróleo que también se ven afectados por el incremento o caída de precios, ya que las importaciones de productos derivados también se afectan. Por ejemplo, el caso de USA donde los precios de la gasolina para el consumidor final son variables.

La base de la política petrolera del Ecuador desde el 2007 se ha ejecutado mediante contratos de venta anticipada de petróleo, y a partir del 2017, en el gobierno de Lenin Moreno se implementa nuevamente la política de comercialización mediante ventas spot con el fin de aprovechar los precios de mercado, sin embargo, la mayor parte de la producción petrolera se encuentra comprometida mediante contratos de venta anticipada por varios años, los cuales tienen un castigo respecto al crudo de referencia WTI.

Debido a que el precio es altamente volátil, no sólo debido a su oferta y demanda, sino que depende de múltiples factores entre ellos factores geopolíticos y económicos, este proyecto busca demostrar cuán útil y necesario es el uso de coberturas para asegurar los

precios de venta de petróleo, y ante caídas de precios en el mercado, los ingresos del presupuesto del Ecuador no se vean afectados.

La estrategia de cobertura propuesta es la utilización de contratos de opciones de venta sobre futuros para asegurar los precios en las exportaciones de petróleo y así proteger los ingresos del país.

De esta manera, el trabajo de investigación se compone de 5 capítulos; el capítulo 1 se trata del entendimiento general del tema por lo cual se describió el planteamiento del problema, justificación, objetivo.

El capítulo 2, es el marco teórico de la investigación y se definen los principales términos y conceptos respecto al mercado de derivados, operadores, funcionamiento, características de los contratos de futuros petroleros y otros temas que se tratan alrededor del trabajo y resulte más fácil la comprensión.

El capítulo 3, describe el sector petrolero tanto nacional como internacional, entre ellos los principales actores del mercado, producción mundial y nacional del petróleo, la participación de Ecuador en la OPEP, características de los contratos petroleros utilizados por el Ecuador y los ingresos petroleros en el Presupuesto General del Estado.

En el capítulo 4, se aplica las propuestas de coberturas ejercidas en 4 escenarios distintos con indicadores y precios de mercado tomados de una de las principales Bolsas de negociación petrolera.

Finalmente, en el capítulo 5, se resumen las conclusiones del trabajo realizado y se dan recomendaciones respecto a la implementación de la política petrolera.

Índice de tablas

<i>Tabla 1: Ejemplo de código de contrato de futuros</i>	29
<i>Tabla 2: Situación financiera del sector público, 1965-1981</i>	36
<i>Tabla 3: Promedio de producción diaria países OPEP año 2019</i>	38
<i>Tabla 4: Total de ingresos por exportaciones petroleras: OPEP y países miembros, 1998-2017</i>	39
<i>Tabla 5: Detalle déficit sector público no financiero de los últimos 5 años</i>	50
<i>Tabla 6: Detalle de precios de cierre escenario 1 del año 2019</i>	54
<i>Tabla 7: Costo operación escenario 1</i>	54
<i>Tabla 8: Presentación de resultados "Escenario 2"</i>	56
<i>Tabla 9: Costo operación escenario 2</i>	57
<i>Tabla 10: Presentación de resultados escenario 3</i>	58
<i>Tabla 11: Costo operación escenario 3</i>	58
<i>Tabla 12: Presentación de resultados "Escenario 4"</i>	59
<i>Tabla 13: Costo operación escenario 4</i>	60
<i>Tabla 14: Pronóstico crecimiento económico 2021</i>	61
<i>Tabla 15: Resumen contrato opciones sobre futuro 2021</i>	62
<i>Tabla 16: Resumen contrato opciones sobre futuro II semestre 2021</i>	64
<i>Tabla 17: Costo de operación escenario 5</i>	65
<i>Tabla 18: Costo de operación escenario 6</i>	66

Índice de gráficos

<i>Gráfico 1: Producción de petróleo diaria países OPEP año 2019 (Porcentaje)</i>	38
<i>Gráfico 2: Porcentaje de ingresos por exportación de petróleo/exportaciones totales de miembros de la OPEP en 1998 y 2017</i>	40
<i>Gráfico 3: Representación gráfica de recursos de petróleo y gas natural disponibles</i>	41
<i>Gráfico 4: Comparación producción por barriles trimestral</i>	42
<i>Gráfico 5: Procesos de Venta Spot 2017 - 2021</i>	44
<i>Gráfico 6: Precio histórico del petróleo 1970 - 2019</i>	46
<i>Gráfico 7: Precios promedio de petróleo de Ecuador vs WTI 2015 - 2020</i>	48
<i>Gráfico 8: Precios de futuros del petróleo para 2021: Datos a noviembre 2020</i>	62
<i>Gráfico 9: Precios de futuro del petróleo para 2021: Datos a marzo 2021</i>	64

ABREVIATURAS

BCE	Banco Central del Ecuador
BRENT	Crudo del Mar del Norte
CME	Chicago Mercantile Exchange
FMI	Fondo Monetario Internacional
GAD	Gobiernos Autónomos Descentralizado
ICE	Intercontinental Exchange
INEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PGE	Presupuesto General del Estado
PIB	Producto Interno Bruto
SPNF	Sector Público No Financiero
USD\$	Dólares de los Estados Unidos de América
WTI	West Texas Intermediate

Capítulo I: Introducción

1.1 Planteamiento del problema

El petróleo, también conocido como “oro negro”, es el recurso natural más importante del mundo. Es una gran fuente de energía, pues a partir del petróleo pueden fabricarse productos de diferentes usos, tales como la gasolina, lubricantes, fertilizantes, asfalto, anticongelantes y un sin número de otros productos utilizados en el día a día en la economía de un país.

Por la relación del petróleo con la economía y el poder internacional (alianzas políticas, inversiones extranjeras e ingresos por las exportaciones), la percepción de la riqueza en hidrocarburos determina la forma y contenido de la economía política. Por ello muchas deficiencias institucionales tienen sus raíces en la política de centrar el crecimiento económico en torno al petróleo. (Puyana, 2015)

A partir de la década de los setenta durante el siglo pasado, Ecuador se involucra en el negocio del petróleo con la exploración, explotación, refinación, almacenamiento, transporte y comercialización del crudo.

Esta nueva realidad inyectó dinero adicional en el sistema económico nacional, y, a la par se incrementó el gasto en el presupuesto general del Estado y también se buscó el endeudamiento externo, sin medir la calidad del gasto ni la sostenibilidad a largo plazo de las finanzas públicas, generando una alta dependencia al precio internacional de petróleo para poder cumplir con las necesidades del sector público, obligaciones de deuda y hasta con los planes de inversión

Los ingresos petroleros son la segunda fuente de ingresos más importante del país. El problema surge porque el precio del crudo es muy volátil y una caída en su cotización desfinanciaría el presupuesto general del estado, provocando un déficit para poder cumplir con todas sus obligaciones teniendo que recurrir a deuda para cubrir el desbalance. En el 2020 una caída en los ingresos tributarios e ingresos petroleros provocó que el Presupuesto General del Estado tenga un ajuste de \$ 5.672 millones respecto a lo presupuestado inicialmente.

1.2 Justificación

Las materias primas o commodities a nivel mundial se caracterizan principalmente por la inestabilidad de sus precios, que da como resultado la posibilidad de altos retornos de inversión.

El petróleo es considerado como el commodity más importante a nivel mundial, y por supuesto su precio presenta una volatilidad muy alta a través del tiempo. Ésta se puede presentar por medio de alzas o caídas en los precios, pero es difícil predecirla, pues depende mucho del tiempo, la oferta, la demanda, el precio del dólar, factores políticos, entre otras; factores que inevitablemente afectan la economía total del Ecuador, al ser altamente dependiente de la comercialización del crudo.

Desde hace 40 años, el petróleo es el principal rubro de exportación del Ecuador y en general la matriz productiva sustentada en la renta petrolera, básicamente, se ha extendido hasta nuestros días. En el 2019, de los USD\$22,329 millones que se exportaron, USD\$8,679 millones fueron de petróleo y derivados, de acuerdo con información del Banco Central del Ecuador.

El problema surge porque, a pesar de ser un recurso muy importante también es un producto cuyo precio es muy volátil y es difícil predecirlo. Con el paso de los años el precio del petróleo ha sufrido importantes subidas y caídas lo que ha afectado a los ingresos fiscales y gastos públicos, tanto así que durante la emergencia sanitaria llegó a cotizarse en USD\$-40 en abril del 2020, lo cual provocó caos e incertidumbre a nivel mundial. Esto como consecuencia de que la demanda del petróleo bajó por la caída del consumo mundial, por las medidas sanitarias tomadas por los países durante la pandemia del COVID-19.

Conociendo la elevada volatilidad del precio del petróleo, y a manera de prevenir un posible colapso en la economía del país, a la fecha el gobierno no ha tomado en cuenta la posibilidad de asegurar el precio del principal recurso del Ecuador, esta investigación busca diseñar una estrategia de cobertura financiera frente a la volatilidad de los precios del petróleo ecuatoriano y consecuentemente, asegurar los ingresos que se perciben por su venta y que no afecte a toda la economía del país, pues el gobierno tendría que recortar gasto público o endeudarse más.

Ninguna de estas dos opciones es viable para el bienestar ciudadano, ya que los recortes que efectúa el gobierno cuando caen sus ingresos, se realizan principalmente en el gasto de inversión y no en el gasto corriente.

La idea es buscar la herramienta financiera que le permita al gobierno tener una cobertura en caso de caídas dramáticas de los precios en periodos cortos de tiempo.

1.3 Objetivo

1.3.1 Objetivo general

Diseño y evaluación de la aplicación de una cobertura contra el riesgo de cambio de precio del petróleo y su implementación para el Ecuador.

1.3.2 Objetivos específicos

- Contextualizar el sector petrolero local e internacional, sus principales actores y características.
- Describir la estructura y funcionamiento del Mercado de Derivados.
- Evaluar la pertinencia de la aplicación de una cobertura petrolera en caso del Ecuador.
- Determinar el impacto sobre los principales indicadores económicos y financieros (costos y ahorros) debido a su aplicación y cuantificación del riesgo de mercado al que se estaría expuesto.
- Realizar un diagnóstico de la utilización de derivados financieros aplicados como coberturas petroleras en diversos países.

1.4 Metodología

La investigación que se propone es de tipo cuantitativo con un alcance exploratorio - descriptivo. Se eligió realizar esta investigación dada la volatilidad del precio del petróleo y cómo el no estar protegidos con un instrumento financiero perjudica a la economía del país cuando el precio se desploma ya que como es de conocimiento, el Ecuador depende en un gran porcentaje de la comercialización de este recurso.

Finalmente, un análisis estadístico descriptivo del sector petrolero y de sus principales movimientos en el país en los últimos años y con base a estas cifras se propondrá realizar un modelo de gestión financiera a partir de la utilización de instrumentos de cobertura, con el fin de gestionar de mejor forma los recursos financieros del sector petrolero ecuatoriano.

En el desarrollo de los capítulos de esta investigación, se va a realizar un entendimiento del sector petrolero en Ecuador, entre ellos conocer los principales actores, tipos de contratos aplicados; se desarrollarán las teorías económicas de la oferta y la demanda poniendo atención en los distintos factores de mercado que inciden en el establecimiento de los precios spot y estimación de precios futuros del petróleo y de esta manera tener una base teórica que soporte nuestra investigación.

Por otro lado, se analizará la evolución del petróleo durante los últimos años y su porcentaje de participación frente al Presupuesto General del Estado; y cómo éste ha influido en el crecimiento de la economía nacional.

Se tomará información a nivel nacional de las principales instituciones relacionadas con el petróleo e información estadística como son: EP Petroecuador, Banco Central del Ecuador, Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, INEC y Ministerio de Economía y Finanzas; y se realizará un análisis del impacto a las finanzas públicas causadas por la variación del precio del barril del petróleo.

Se elegirá un instrumento de cobertura del mercado que podrá ser utilizado por el Ecuador como estrategia de cobertura frente a la volatilidad del precio del petróleo y se evaluará dicho instrumento bajo distintos escenarios.

Finalmente, determinaremos el impacto financiero dentro del Presupuesto General del Estado de la estrategia de cobertura.

1.5 Alcance

El presente estudio explorará la comercialización petrolera del Ecuador. La investigación tomará las ventas realizadas bajo las distintas modalidades y se reestructurarán dichas operaciones aplicando una cobertura petrolera, dando como resultado los ingresos esperados y costos de operación.

Una vez culminado este proyecto de investigación, el principal objetivo es que las autoridades del gobierno del Ecuador tomen conciencia de la importancia de aplicar contratos de cobertura para asegurar los precios del petróleo y así proteger la economía del país.

Capítulo II: Marco teórico

2.1 Glosario de términos

2.1.1 Derivados financieros

Un derivado es un instrumento financiero el cual está vinculado al valor de un activo subyacente, es un contrato que “deriva el precio futuro para un activo sobre la base de su precio actual (el precio al contado) y las tasas de interés (el valor del dinero en el tiempo)” (Gray & Place, 2003).

El subyacente puede ser un activo físico, más conocidos como commodities o un activo financiero.

Los bienes físicos pueden ser materias primas tales como: petróleo, gasolinas, oro, cobre, trigo, pescado, entre otros, en donde los precios serán afectados a la oferta y demanda futuras. Los activos financieros pueden ser una tasa de interés, rendimiento de un bono, divisas, acciones, o un índice accionario.

Estos instrumentos pueden servir tanto para administrar el riesgo como para especular; es importante mencionar que estos instrumentos transfieren el riesgo, mas no lo eliminan, quienes asumen el riesgo cubren su propia exposición mediante otros contratos derivados. Es así que la oferta de unos instrumentos genera la demanda de otros (Kozikowski, 2013).

2.1.2 Tipos de derivados financieros

2.1.2.1 Futuros

Un futuro es un instrumento financiero derivado, cuyo valor se deriva de un activo subyacente. El objetivo es establecer el precio de un bien o activo para intercambiar en una

fecha específica en el futuro. Un contrato de futuros es un acuerdo legal corporativo entre un comprador y un vendedor en el cual:

- El comprador acuerda aceptar la entrega de algo a un precio especificado al final de un periodo designado.

- El vendedor acuerda hacer la entrega de algo a un precio especificado al final de un periodo designado.

En este tipo de contrato las partes involucradas están obligadas a intercambiarse el bien o activo especificado. Para garantizar el cumplimiento de los contratos las partes involucradas realizan una aportación inicial a una cámara de compensación. Esta cámara de compensación está asociada con la bolsa de valores de futuros, la cual realiza diversas funciones, entre ellas garantizar que las dos partes de la transacción actúen.

Los futuros financieros permiten a los agentes económicos administrar el riesgo de mercado con costos bajos de transacción. Además, el riesgo de estos instrumentos es mínimo debido a la asociación de la bolsa de futuros con una cámara de compensación y liquidación, la cual a cambio de una comisión actúa como contraparte de todas las partes y administra el riesgo de incumplimiento de las obligaciones generadas en los contratos (Venegas, 2008).

Estas operaciones comenzaron con la comercialización de materias primas agrícolas tradicionales, como cereales y ganado, los futuros negociados en los mercados bursátiles se han ampliado para incluir metales, energía, divisas, índices bursátiles y tasas de interés, todos los cuales también se operan electrónicamente.

2.1.2.2 Forwards

En un contrato forward se acuerda comprar o vender un activo, fijando un precio hoy para comprar en una fecha futura determinada, este tipo de contrato generalmente se realiza entre dos instituciones financieras o entre una institución financiera y uno de sus clientes corporativos.

Este tipo de contrato se intercambia en el mercado extrabursátil, es un instrumento no estandarizado y es la principal diferencia con los contratos futuros. Los contratos forward

son acuerdos hechos a la medida de acuerdo a necesidades específicas de las partes: como tipo de subyacente, tamaño del contrato, fecha de vencimiento y lugar y condiciones de entrega (Venegas, 2008).

Al ser extrabursátil, no existe una cámara de compensación que regule este contrato para garantizar su cumplimiento.

2.1.2.3 Opciones

Una opción es un instrumento financiero derivado, su valor se deriva de un activo subyacente. En este tipo de contrato (Kozikowski, 2013) señala que el dueño de la opción tiene el derecho de comprar (o vender) un activo subyacente a un precio determinado. El subscriptor de la opción tiene la obligación de vender (o comprar) el activo subyacente. Por esa falta de simetría, el comprador de la opción tiene que pagar al suscriptor un precio llamado prima. Una opción le da a un inversionista el derecho pero no la obligación de comprar o vender un activo a un precio acordado.

Las opciones pueden ser de dos tipos:

- Americanas: se refiere al derecho de comprar o vender el activo subyacente en cualquier fecha antes de la fecha de vencimiento o al vencimiento.

- Europeas: es el derecho de comprar o vender el activo subyacente únicamente en la fecha de vencimiento del contrato.

Este tipo de instrumento puede ser negociado en mercados organizados o extrabursátiles. Cuando se negocian las opciones en mercados organizados son estandarizados y existe una cámara de compensación. Las opciones que se negocian de manera extrabursátil son contratos no estandarizados.

Una alternativa para comprar un activo subyacente se le llama opción de compra (call option) y otra para vender un activo subyacente es una opción de venta (put option). El acto de comprar o vender el activo subyacente por vía de la opción se conoce como ejercer la opción. El precio establecido que se paga (o recibe) se llama precio de ejercicio o de cierre del trato. En terminología de las opciones, el comprador (buyer) de una opción asume una

posición larga y el vendedor una corta y, a veces, se conoce como el suscriptor (writer) de la opción.

Dado que el dueño de la opción no tiene que ejercerla si ello va en su detrimento, la opción tiene un precio o una prima.

2.1.3 Contrato de Cobertura

La función económica importante de los mercados de futuros es la cobertura. Por medio de la cobertura se compran y venden contratos de futuros para contrarrestar los riesgos de cambios adversos en los precios en el mercado físico. Este mecanismo de transferencia del riesgo ha hecho de los contratos de futuros elementos indispensables para las compañías e instituciones financieras en todo el mundo (FIRA, 2011).

Los compradores y vendedores de coberturas pueden ser individuos o compañías que son o tienen planes para ser dueños de un producto físico; y temen que el precio del producto pueda cambiar antes de que lo compren o lo vendan, ya que no se pueden evitar las diferentes fluctuaciones de los precios, por consiguiente, todo el que busca protección contra cambios adversos en los precios del mercado, puede usar los mercados de futuros y/u opciones como medio de cobertura.

Los mercados a futuro ofrecen una solución a las dificultades causadas por la volatilidad en los precios de las mercancías que se comercian en esos mercados permitiendo así a vendedores y compradores, asegurar un precio hasta por un período aproximado de un año y medio.

El punto clave es entender que una cobertura es una herramienta de cotización de precios, que puede ayudar a alcanzar los objetivos financieros establecidos para cada negocio. Puede verse entonces como una técnica que se utiliza para minimizar el riesgo de una pérdida financiera, cuando los movimientos en precios sean adversos.

2.1.4 Cobertura del petróleo

La cobertura petrolera es un instrumento que sirve para garantizar los ingresos por venta o desembolsos por compra de petróleo a un precio determinado, con el fin de proteger las finanzas del contratante en el futuro. Cubre las posibles volatilidades que puede sufrir el precio del crudo y los efectos que pueda tener en la economía; se pueden hacer con contratos de opciones que mediante el pago de una prima otorga el derecho (pero no la obligación) de comprar o vender una cantidad de barriles de crudo a un precio y plazo pactados previamente.

En el caso de contratar una opción de venta (put); se estipula un precio de venta del petróleo, y si éste baja de esta cuantía, el contratante recibirá la diferencia entre el precio estipulado con anterioridad y el precio de mercado del petróleo en ese momento.

En el caso de contratar una opción de compra (call); se estipula un precio de compra del petróleo, y si éste sube de esta cuantía, el contratante pagará el precio pactado y se ahorrará la diferencia entre el precio estipulado con anterioridad y el precio de mercado del petróleo en ese momento.

Esta cobertura funciona como una opción de derivados y se asemeja a un seguro, pues hay una prima, y el costo de esta prima se realiza con un número de operaciones en los mercados de derivados internacionales.

2.2 Revisión de literatura

Diversos estudios acerca de la relación entre los precios del petróleo y la actividad económica. Rasche y Tatom (1977), Darby (1982), Burbidge y Harrison (1984), Mork (1989), Carruth, Hooker y Oswald (1998), encuentran evidencia que los precios del petróleo tienen efectos significativos sobre la economía.

Mork, Olsen y Mysen (1994) estudian la respuesta asimétrica a los shocks del petróleo para EE. UU. y otros países pertenecientes a la OECD, y encuentran evidencia

indicando la existencia de una correlación negativa entre el precio del petróleo y fluctuaciones en el PIB para la mayoría de los países del estudio.

Jimenez-Rodríguez y Sánchez (2005) utilizan un enfoque de VAR para estudiar la relación entre el precio del petróleo y la actividad económica real de los principales países industrializados de la OECD, y muestran que, en países importadores de petróleo, aumentos en su precio, tienen consecuencias negativas sobre el PIB.

Existen diversos artículos que estudian la relación entre precios de commodities y el desempeño económico de una economía emergente, por ejemplo, Deaton y Miller (1995), Deaton (1999) y Dehn (2000). Deaton y Miller analizan esa relación en varios países africanos utilizando una regresión con un modelo de vectores autoregresivo extendido, donde toma como variables el PIB y sus componentes, consumo, inversión, gasto del gobierno y exportaciones, versus un índice de precios de commodities. Los autores encuentran evidencia significativa que sugiere un efecto favorable de los booms en los precios de los commodities, aumentando el PIB, principalmente a través de la inversión.

Para el caso de Ecuador (García Albán, González Astudillo, & Vera Albán, 2020) desarrollaron una investigación de los efectos de los diferentes componentes de la política fiscal e ingresos petroleros sobre la producción, indicando como se comporta el PIB frente a shocks por cambios en la recaudación tributaria, consumo público, inversión pública e ingresos petroleros. Los autores concluyen que un impacto petrolero tiene un efecto positivo y duradero en las variables fiscales, además indican que los resultados evidencian vulnerabilidad de la economía frente a las fluctuaciones en los ingresos petroleros. Utilizan para este estudio un modelo con un vector autorregresivo para evaluar los efectos de la política fiscal sobre la actividad económica.

Gestión del riesgo de precios de commodities en países emergentes

Existen diversas investigaciones que estudian la forma en que los países con economías altamente dependientes de ciertos commodities deben gestionar los riesgos de esta condición. En la mayor parte de los casos, el establecimiento de fondos de estabilización han sido la solución más común, sin embargo, estrategias de cobertura basadas en instrumentos del mercado financiero han sido propuestos por diferentes autores.

El problema de la volatilidad de los precios de los commodities surge debido a que las finanzas de un país pueden ser impredecibles frente a cambios no presupuestados en los ingresos o egresos que dependen de un commodity. Una menor recaudación fiscal producto de una caída en los precios, llevan a un recorte de gastos, cancelación de proyectos en curso, disminución de prestaciones sociales, recorte de subsidios. Con el fin evitar los ajustes, los países recurren a financiamiento externo, sin embargo, es más difícil obtenerlo precisamente cuando los precios de los commodities de los que el país depende han caído.

Aquí podemos citar el caso de Ecuador que en el período 2008 al 2014 tuvo los mayores ingresos petroleros de su historia, y con dichos recursos realizó múltiples obras con poca utilidad, tuvo acceso a créditos para la realización de dichas obras sin mayores inconvenientes con bancos asiáticos y aprovechó que estaba en un período que tenía grandes reservas para declarar un default de la deuda y pagar un valor mínimo por la misma. Sin embargo, cuando cayeron los precios no tuvo acceso a financiamiento externo en los mercados financieros y tuvo que cambiar su estrategia, tuvo que comprometer la producción futura de petróleo para acceder a financiamiento externo y en condiciones menos favorables.

Por otro lado, un aumento en los precios de los commodities también implican otro tipo de problemas, el incremento en los ingresos dan una sensación de abundancia y dan un incentivo para un mayor gasto de estos recursos adicionales, éstos pueden llevar a la inversión de recursos en proyectos no rentables. Un alza en el precio de los commodities que se exportan también puede causar lo que se conoce como enfermedad holandesa, término que se refiere al deterioro de otros sectores de la economía, por ejemplo, el manufacturero a causa de una apreciación de la moneda local y la consecuente pérdida de competitividad de estos sectores.

Los fondos de recursos naturales han sido la estrategia más usada para lidiar con los problemas mencionados. Estos son creados como fondos de estabilización para poder cubrir los recursos excedentes en períodos de bajas de precios y también para permitir el ahorro de cierto porcentaje de los beneficios obtenidos para invertirlos en el futuro. Omán en 1980 y Kuwait en 1976 son dos ejemplos de países que crearon fondos de reservas con sus ganancias de petróleo.

Sin embargo, para muchos países que han implementado fondos de estabilización, no han significado una solución efectiva para los problemas relacionados con la volatilidad del precio de los commodities.

(Davis, Ossowski, Daniel, & Barnett) cuestionan la verdadera utilidad de los fondos de estabilización, en su artículo resumen una serie de aspectos negativos a considerar y citan los casos de Nigeria y Venezuela. En 1994 Nigeria tuvo una mala capacidad de administrar las inversiones llevando a la realización de costosos proyectos que terminaron teniendo bajas tasas de retornos. Mientras que, para Venezuela estos fondos fueron utilizados para expropiar múltiples empresas de diferentes sectores, resultando pérdidas en muchos casos, de forma posterior se destinaron fondos para subvencionar empresas públicas.

En un estudio empírico realizado por (Davis, Ossowski, Daniel, & Barnett), analizan la relación entre un fondo de estabilización y los gastos del gobierno. Para ello considera una muestra de 12 países, 5 de los cuales han tenido un fondo de estabilización por un tiempo considerable y otros 7 que no, para poder realizar la comparación. Sus resultados permiten concluir por un lado que en general en los países con fondos de estabilización el gasto fiscal se ve menos afectado ante cambios en los ingresos provenientes de las exportaciones de commodities. De los cinco países con fondos en tres (Chile, Kuwait y Noruega) la evidencia indica la ausencia de una relación positiva entre el gasto y las ganancias, mientras que en otro de los países con un fondo la relación es positiva, pero no significativamente distinta de cero. Sin embargo, los autores concluyen también que la creación de un fondo de estabilización no tuvo efectos sobre el gasto fiscal.

De acuerdo con un estudio realizado por (Instituto Belisario Domínguez, 2017) la creación de un fondo de estabilización de los ingresos presupuestarios y mediante éste la implementación de estrategias de coberturas han sido acertadas para México, ya que han permitido proteger las finanzas públicas frente a fluctuaciones de los ingresos petroleros, en el agregado, los ingresos financieros han sido superiores a sus costos y ha permitido transferir recursos al Gobierno en períodos económicos adversos.

Existen pocos estudios acerca del estudio de estrategias de cobertura del riesgo del precio del petróleo. Claessens y Varangis (1991) muestran al usar instrumentos financieros, disminuye la volatilidad del precio del petróleo que importa una empresa pública de un país emergente. Los autores estudian los beneficios que se puede alcanzar al utilizar estrategias

de cobertura basadas en instrumentos como futuros, opciones o commodity swaps. Los resultados concluyen que el país lograría reducciones importantes en el riesgo al que está expuesto a través de la utilización de coberturas, sin embargo, también indica que otros factores como los legales, políticos relacionados con publicidad negativa pueden impedir la implementación de este tipo de estrategias de cobertura.

Daniel (2001) cuestiona la efectividad de los fondos de estabilización como estrategia de cobertura debido a que el precio del petróleo varía con una forma no definida a través del tiempo, ya que, no hay una media de largo plazo bien definida lo que hace que los shocks sean permanentes. El autor plantea, que un fondo por sí solo no garantiza la estabilización del gasto fiscal, y debe ser acompañado de otras políticas para control del presupuesto.

2.3 Entendimiento del Mercado de Derivados Financieros

2.3.1 Tipos de operadores

Los operadores se dividen en dos categorías principales: coberturistas (hedger) y especuladores. Los coberturistas utilizan el mercado de futuros para administrar el riesgo de precios. Los especuladores, por otro lado, aceptan ese riesgo con la intención de beneficiarse de los movimientos favorables en los precios. (CME Group, 2011)

Para que se den estas operaciones existen otro tipo de operadores quiénes facilitan y forman parte de la transacción, éstos son: bolsa de valores, cámara de compensación, corredores de bolsa o bróker, que actúan como intermediarios. (CME Group, 2011)

Coberturistas (hedger)

Los coberturistas toman una posición en la materia prima subyacente. Utilizan los futuros para reducir o limitar el riesgo asociado con un movimiento adverso en los precios.

Los productores de petróleo venden con frecuencia futuros sobre las extracciones futuras para cubrirse frente al riesgo de una caída en los precios del petróleo crudo. Esto permite a los productores planificar con más facilidad a largo plazo. Igualmente, los refinadores, con frecuencia compran futuros para asegurar sus costos de su producción. (CME Group, 2011)

Esto les permite planificar a largo plazo y asegurar un costo fijo en su producción de derivados para su principal insumo que es el petróleo. Esta estrategia facilita la administración del riesgo de los precios y estabilizar el costo que se pasa al usuario final. (CME Group, 2011)

En resumen, los productores se cubren contra una caída en los precios del petróleo, mientras que, los consumidores se cubren contra una subida de precios.

Especuladores

Los especuladores son de dos tipos: operadores individuales o administradores de cartera. Éstos, buscan sacar una ventaja financiera sobre los movimientos del mercado petrolero. Los operadores individuales manejan sus propios fondos, mientras que, los administradores de carteras buscan invertir los fondos que manejan de terceros y mitigar su riesgo de portafolio diversificando sus inversiones en diversos activos financieros. (CME Group, 2011)

El mercado no sería posible sin la participación de los especuladores. Estos proporcionan el grueso de la liquidez del mercado, lo que permite a los operadores de cobertura entrar y salir del mercado en una forma eficiente.

2.3.2 Principales Bolsas de Negociación de Petróleo

Los futuros de crudo se negocian en bolsas, éstas operan en forma de referencias. Las características del crudo varían según su lugar de producción y las referencias permiten entonces a los inversores identificar la calidad y el lugar de origen del crudo que están comprando y vendiendo.

Las referencias más populares de crudo son crudo Brent y West Texas Intermediate (WTI), que se negocian en el Intercontinental Exchange (ICE) y en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) como las principales bolsas de negociación de este commodity.

La Bolsa Internacional de Opciones y Futuros Financieros de Londres (LIFFE), tras una serie de adquisiciones se convirtió en parte de Intercontinental Exchange y pasó a llamarse ICE Futures Europe en el año 2014.

La New York Mercantile Exchange (NYMEX) es una bolsa de materias primas, con sede en la ciudad de Nueva York (Estados Unidos), perteneciente a CME Group de Chicago desde el año 2008.

2.3.3 Apalancamiento de los contratos futuros

El apalancamiento de los contratos de futuros se crea a través del uso de los bonos de garantía, también nombrado margen. Esta es una cantidad de dinero depositada por el comprador y el vendedor de un contrato de futuros y por el vendedor de un contrato de opciones para garantizar el cumplimiento de los términos del contrato. El bono de garantía o margen puede representar solo una fracción del valor total del contrato, con frecuencia del 3 al 12%, lo que convierte a los futuros en un vehículo de negociación con un alto grado de apalancamiento. (CME Group, 2011)

En los mercados de futuros, su bono de garantía no es un pago parcial por el producto. Es dinero de buena fe que se entrega como garantía de que puede cumplir las obligaciones diarias que conllevan dicha posición. Tanto los compradores como los vendedores emiten bonos de garantía. Las posiciones se valoran a precios de mercado dos veces al día, de forma que las ganancias son acreditadas y las pérdidas son debitadas de su cuenta. (CME Group, 2011)

2.3.4 Cámara de compensación

La cámara de compensación es responsable de liquidar cuentas de operaciones, compensar operaciones, y de recoger y mantener fondos de bonos de garantía, regulando la entrega, facilitando el proceso de ejercicio de opciones y notificando los datos de las operaciones. (CME Group, 2011)

En caso de incumplimiento unilateral, los miembros de la Cámara de Compensación cubren la cantidad que corresponda y después buscan recuperar su dinero, de modo que no quedan deudas insolutas. Sin embargo, existe un sistema de márgenes que prácticamente garantiza el cumplimiento. (CME Group, 2011)

2.3.5 Salida del mercado

Existen 3 posibles formas de salir del mercado:

Compensar la posición: Se puede compensar la posición, tomando la posición contraria. Es decir, si ingresa comprando una cantidad determinada de contratos de futuros, se compensa vendiendo la misma cantidad de contratos. (CME Group, 2011)

Rolar la posición: Todos los contratos de futuros tienen una fecha específica de vencimiento. Los operadores que no quieren ceder su exposición al mercado cuando el contrato actual vence pueden transferir o rolar la posición al nuevo mes del contrato. Por ejemplo, el operador compensaría su posición en el contrato de diciembre en el mismo instante en que adopta una posición larga equivalente en el contrato de marzo. (CME Group, 2011)

Conservar el contrato hasta el vencimiento: Todos los contratos de futuros tienen una fecha de vencimiento. Algunos contratos exigen la entrega física a un almacén aprobado de la materia prima o del instrumento financiero subyacente. Otros, como el E-mini S&P 500, simplemente exigen la liquidación en efectivo (pago al contado). Todos los contratos de futuros especifican el último día en que pueden operarse antes de la fecha de vencimiento. Los inversionistas necesitan prestar atención a esta fecha porque conforme la fecha se aproxima, la liquidez comenzará a disminuir lentamente a medida que los operadores empiezan a rolar sus posiciones al siguiente mes del contrato. (CME Group, 2011)

2.3.6 Especificaciones de los contratos de Futuros de Petróleo

A continuación, se muestra detalladamente las características de los contratos negociados en CME Group sobre petróleo, cabe mencionar que para este estudio hemos analizado contratos futuros con vencimiento a enero del 2021.

Códigos de trading de contratos de futuros

Los códigos de exhibición de contrato son típicamente códigos de una a tres letras que identifican el producto seguidos de caracteres adicionales que indican el mes y año de vencimiento. El formato de un código de contrato varía según la clase de activo y la plataforma de negociación. Muchos códigos de contrato se originaron en el piso de negociación para transmitir la máxima información con la menor cantidad de caracteres y se migraron intactos al entorno electrónico.

Para los contratos de futuros WTI Crude Oil, el código de identificación dentro de la plataforma CME Globex¹ es CL. Cabe mencionar que este código es establecido por la plataforma de la Bolsa de Valores.

Para el vencimiento del contrato, los caracteres adicionales agregados a la derecha del código del contrato indican mes y año.

Cada vencimiento de un mes calendario se identifica con una sola letra de la siguiente manera:

Enero – F	Julio - N
Febrero – G	Agosto - Q
Marzo –H	Septiembre -U
Abril –J	Octubre - V
Mayo – K	Noviembre -X
Junio – M	Diciembre –Z

¹ Sistema global de operaciones electrónicas para futuros y opciones de propiedad de CME Group

A continuación, presentamos el ejemplo de un código de una negociación de un contrato de futuros de petróleo con vencimiento a enero del 2021: CLF1

Tabla 1: Ejemplo de código de contrato de futuros

Código de producto	Código de mes	Código de año
WTI Crude Oil	Enero	2021
CL	F	1

Elaborado por: Los autores

Fuente: CME Group

Especificaciones de calidad

El petróleo crudo, se refiere a la producción directa de hidrocarburos líquidos de los pozos de petróleo, o una mezcla de los mismos, en su forma natural, sin haber sido mejorada o alterada de ninguna manera o por ningún proceso que pudiera resultar en una tergiversación de su verdadero valor para adaptabilidad al refinado como petróleo crudo entero. A los efectos de este contrato, los condensados están excluidos de la definición de petróleo crudo.

El petróleo crudo ligero dulce que cumpla con todas las siguientes especificaciones y designaciones se entregará en cumplimiento de las obligaciones de entrega del contrato de futuros según esta regla:

1. Flujos de crudo entregables: Las mezclas de West Texas Intermediate (“WTI”) tipo crudo ligero dulce solo se pueden entregar si dichas mezclas constituyen un envío designado por un oleoducto que cumple con las especificaciones de grado y calidad para el crudo nacional.
2. Azufre: 0.42% o menos en peso según lo determinado por la Norma ASTM D-4294, o su última revisión;
3. Gravedad: No menos de 37 grados del Instituto Americano del Petróleo (“API”), ni más de 42 grados API según lo determinado por la Norma ASTM D-287, o su última revisión;

4. Viscosidad: Máximo 60 Segundos Universales Saybolt a 100 grados Fahrenheit según lo medido por la Norma ASTM D-445 y calculado para Segundos Saybolt por la Norma ASTM D-2161;
5. Presión de vapor Reid: Menos de 9.5 libras por pulgada cuadrada a 100 grados Fahrenheit, según lo determinado por la Norma ASTM D-5191-96, o su última revisión;
6. Sedimentos básicos, agua y otras impurezas: Menos del 1% según lo determinado por ASTM D-96-88 o D-4007, o sus últimas revisiones;
7. Punto de fluidez: No debe exceder los 50 grados Fahrenheit según lo determinado por la norma ASTM D-97;
8. Residuos de carbono del método micro: 2,40% o menos en masa; según lo determine la norma ASTM D4530-15, o su última revisión;
9. Índice de acidez total (TAN): 0,28 mg de KOH / go menos según lo determinado por el primer punto de inflexión; utilizando la norma ASTM D664-11a (2017), o su última revisión;
10. Níquel: 8 partes por millón (ppm) o menos en masa; según lo determine la norma ASTM D5708-15, método de prueba B, o su última revisión;
11. Vanadio: 15 ppm o menos en masa; según lo determine la norma ASTM D5708-15, método de prueba B, o su última revisión;
12. Destilación simulada a alta temperatura (HTSD) según lo determinado por la norma ASTM D7169-16, o su última revisión, de la siguiente manera:
 - (a) Extremos de luz <220 ° F por HTSD: No más del 19% en masa;
 - (b) Punto del 50% según HTSD: 470 ° F - 570 ° F;
 - (c) Residuo de vacío > 1020 ° F por HTSD: No más del 16% en masa.

Tamaño del contrato

Especifica la cantidad de bienes que serán entregados o enviados en un solo contrato, en el caso del petróleo el estándar es de 1,000 barriles por contrato. Un contrato

demasiado grande puede provocar que muy poca gente tenga la capacidad económica para usarlos, por el contrario, un tamaño de contrato demasiado pequeño ocasionaría altos costos en la negociación de cada contrato y por ende más caro.

Valor del contrato

Conocido también como valor nocional de un contrato, se calcula multiplicando el tamaño del contrato por el precio actual.

Tamaño del tick

El cambio de precio mínimo en un contrato de futuros u opciones se mide en ticks. Éste es la cantidad más pequeña de fluctuación que puede darse en el precio de un contrato particular, este tamaño varía de un contrato a otro. En el caso del petróleo es de \$0.01 por barril, dado que el contrato es estándar cada contrato tiene una fluctuación de precio mínimo de \$10.00

Límites de Precios

Es la cantidad máxima que puede fluctuar el precio de un contrato en un día en función del precio de liquidación del día anterior. Estos límites los establece la Bolsa y ayudan a regular las oscilaciones dramáticas en los precios. Cuando un contrato de futuros cierra a su precio límite de compra o venta, el límite puede expandirse para facilitar transacciones al siguiente día de operaciones. Esto puede ayudar a que los precios regresen a un nivel que refleje el ambiente del mercado actual. En el caso del petróleo, en relación a los precios que se pueden alcanzar diariamente, no existe ningún límite.

Valoración a precios de mercado

Al final de cada día de operaciones, la Bolsa establece un precio de liquidación basándose en la banda de fluctuaciones de precios al cierre de ese día para cada contrato. Las ganancias y pérdidas de ese día se abonan o se deducen de cada cuenta de operaciones y estas se revisan para garantizar que cada cuenta de operaciones mantenga el margen adecuado para todas las posiciones abiertas.

Llamada de Margen

Si añade a una posición o sufre una pérdida y su cuenta deja de cumplir los requisitos de cumplimiento, recibirá una llamada de margen de garantía (margin call) o un bono de garantía de su corredor. La llamada de margen exigirá que agregue dinero a la cuenta o que reduzca sus posiciones hasta que se satisfagan los requisitos mínimos de los bonos de garantía. Las agencias de corretaje pueden suspender los privilegios de operación o cerrar cuentas que no sean capaces de satisfacer los requisitos mínimos de sus bonos de garantía.

Terminación de la negociación

La negociación termina 3 días hábiles antes del día 25 calendario del mes anterior al mes del contrato. Si el día 25 del calendario no es un día laboral, la negociación termina 4 días laborales antes del día 25 del calendario del mes anterior al mes del contrato.

Procedimiento de la entrega

La entrega se hará libre a bordo ("FOB") en cualquier tubería o instalación de almacenamiento en Cushing, Oklahoma con acceso por tubería al almacenamiento Enterprise, Cushing o Enbridge, Cushing. La entrega se realizará de acuerdo con todas las órdenes ejecutivas federales aplicables y todas las leyes y regulaciones federales, estatales y locales aplicables.

A opción del comprador, la entrega se realizará mediante cualquiera de los siguientes métodos: (1) mediante transferencia entre instalaciones ("bombeo") a una tubería o instalación de almacenamiento designada con acceso a la tubería de entrada o instalación de almacenamiento del vendedor; (2) mediante transferencia en línea (o en el sistema), o reserva del título al comprador; o (3) si el vendedor está de acuerdo con dicha transferencia y si la instalación utilizada por el vendedor permite dicha transferencia, sin movimiento físico del producto.

Período de entrega

(A) La entrega se llevará a cabo no antes del primer día calendario del mes de entrega ni después del último día calendario del mes de entrega.

(B) Es obligación del corto asegurarse de que sus recibos de petróleo crudo, incluida cada corriente de petróleo crudo extranjero específico, si corresponde, estén disponibles para comenzar a fluir de manera proporcional en Cushing, Oklahoma para el primer día del mes de entrega, de acuerdo con las normas generales prácticas aceptadas de programación de oleoductos.

(C) Transferencia de título: el vendedor entregará al comprador el boleto de la tubería, cualquier otro certificado cuantitativo y todos los documentos apropiados al recibir el pago.

Margen de entrega y pago

"Fecha de pago" significará el vigésimo día del mes siguiente al mes de entrega o si dicha fecha es un sábado o un día festivo de Exchange o de un banco de Nueva York el pago se realizará el día anterior, a excepción del día lunes. Si ese día es un domingo o un día festivo que ocurre en un lunes, el pago se realizará al día hábil siguiente.

Margen

Al tercer día hábil siguiente al último día de negociación, el miembro compensador deberá obtener de cualquier comprador un margen igual al valor total del producto a entregar, asimismo, el miembro compensador obtendrá de cualquier vendedor un margen por el monto fijado.

El miembro compensador del comprador y del vendedor depositarán con la Cámara de Compensación, los márgenes en las cantidades y en la forma que requiera la Bolsa. Tales márgenes se devolverán el día hábil siguiente a la notificación de la Bolsa que la entrega y el pago han sido completados.

Pago

No más tarde de las 12:00 p.m. del tercer día hábil anterior a la fecha de pago, se deberá notificar el banco y el número de cuenta al que se efectuará el pago. En la fecha de pago, el comprador pagará la compra en corto en fondos federales mediante transferencia a la cuenta del vendedor en el banco designado por él. El término "valor del contrato" significará el monto igual al precio de liquidación del último día de negociación de un contrato de futuros multiplicado por mil (1.000) veces el número de contratos a entregar.

No más tarde de las 12:00 p.m. en la fecha de pago, el comprador notificará el número de transferencia bancaria y el nombre del banco remitente. A más tardar el día hábil siguiente a la fecha de pago, el vendedor notificará el recibo de pago. Una vez recibida dicha notificación, la entrega se habrá completado.

Cualquier pago realizado se basará en el volumen real entregado. Los ajustes de pago basados en la cantidad transferida deberán ser completados antes de las 12:00 p.m. del quinto día hábil después del pago inicial. En el caso que el pago no ha sido recibido, la Bolsa liquidará los márgenes mantenidos y, pagará al vendedor. Si el comprador ha informado a la Bolsa por escrito que la entrega no fue realizada, se considerará que el asunto no se entregó de conformidad con el contrato.

Capítulo III: El petróleo en la economía mundial y ecuatoriana

3.1 Boom petrolero en el Ecuador

Ecuador, país agrícola por excelencia, en el año 1972 pasó a ser un país petrolero, convirtiéndose el petróleo en la base principal para sus finanzas. En este año nace lo que se conoce como el boom petrolero en el Ecuador, pues los ingresos derivados por exploración, explotación, refinación, almacenamiento, transporte, comercialización y exportación de este recurso incrementaron los ingresos para el presupuesto general del estado, pero también conllevó a un alto incremento en el gasto público.

El auge petrolero no mejoró las cuentas fiscales debido a que los mayores ingresos se tradujeron inmediatamente en mayores gastos, principalmente de inversión. De esta manera, el gasto de capital creció a una tasa promedio anual de 36,4%, mientras que el gasto corriente lo hizo al 29,2% (en gran parte como consecuencia del aumento en el rubro de sueldos y salarios, que creció al 21% anual). Esto permitió que la participación del gasto de inversión dentro del gasto total del Estado pasara de 25,8% en 1971, previo al boom, a 36,7% en 1978. Con relación al PIB, el gasto de capital pasó de 2,6% a 5,5%. La deuda pública, que en 1971 representaba el 9% del PIB, en 1979 llegó al 20,1%. La deuda privada, por su parte, se multiplicó por 39 durante el mismo periodo, pasando de \$12 millones a \$496 millones, es decir, del 0,5% al 4,16% del PIB. El masivo acceso a préstamos internacionales como consecuencia del boom petrolero empezó a sentar las bases para lo que más tarde contribuiría, junto con otros factores, a la crisis de la década de 1980. El primer boom petrolero fue aprovechado casi exclusivamente por el Estado, ya que la participación privada en la producción en 1978 fue de apenas el 1,1% del total. La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), creada en 1972 y reemplazada en 1989 por Petroecuador, fue la encargada de explotar ese monopolio. (Foro Economía Ecuador, 2015)

En la tabla No. 2 se observa el incremento constante año por año tanto de los ingresos como el incremento de los gastos de capital y corriente desde el boom petrolero generando su mayoría déficits en el estado. En los años 1980 y 1981 el incremento de este déficit se da en el gobierno de Osvaldo Hurtado donde Ecuador enfrentó una gran crisis

debido al alto nivel de endeudamiento y una paralización en el crecimiento económico debido a la falta de diversificación en las exportaciones.

*Tabla 2: Situación financiera del sector público, 1965-1981
- como porcentaje del PIB -*

	Ingresos	Gasto corriente	Gasto de capital	Gasto total	Déficit/superávit
1965-71	20.3	16.5	5.8	22.3	-2.0
1972	24.0	17.6	7.4	25.0	-1.0
1973	26.5	16.2	7.3	23.5	3.0
1974	28.9	18.2	10.0	28.2	0.7
1975	27.2	20.3	9.1	29.4	-2.2
1976	25.9	19.7	9.5	29.2	-3.3
1977	26.1	20.6	10.9	31.5	-5.4
1978	24.3	19.5	9.8	29.3	-5.0
1979	27.6	19.0	9.2	28.2	-0.6
1980	27.0	21.5	10.0	31.5	-4.5
1981	26.0	21.4	10.3	31.7	-5.7

Elaborado por: Los autores

Fuente: Carlos Larrea, *The Mirage of Development: Oil, Employment and Poverty in Ecuador (1972-1990)*, tesis doctoral, Ontario, York University, 1992.

3.2 Ecuador en la OPEP

Ecuador en el año 1973 pasó a formar parte de la OPEP como el miembro más pequeño de la organización. La razón principal por la cual Ecuador decide formar parte del grupo es para obtener múltiples beneficios con respecto a la producción y venta de barriles de petróleo. Siendo miembro, Ecuador obtuvo ciertos beneficios como una financiación para proyectos en desarrollo. Sin embargo, la cantidad de beneficios no fueron los esperados por lo que en el año 1992 en el gobierno de Sixto Durán Ballón decide retirarse.

En el año 2007, en el gobierno de Rafael Correa, Ecuador forma parte nuevamente de la OPEP y promete hacer frente a sus deudas hasta un periodo de 3 años. No obstante, el hecho de ya ser miembros de la OPEP no representó grandes beneficios para Ecuador, se considera que representó más gastos que ingresos. Entre los supuestos beneficios que obtendría Ecuador reintegrándose a la organización fue el de obtener información privilegiada con respecto a precios, negociaciones y financiamientos con países miembros. La realidad es que Ecuador no tiene buenas relaciones con los países exportadores a más de Venezuela con quien ya tiene relaciones políticas y no necesito a la OPEP para poder obtenerlas. Entre los gastos más representativos para el país siendo miembro de la OPEP es

el costo de reintegrarse a la organización que suma los USD\$5,7 millones, así como costos de representación, viajes de los funcionarios y un límite en la producción diaria.

La serie de gastos anteriormente mencionados lleva al gobierno de Lenin Moreno decidir retirarse nuevamente de la organización como parte de una medida para disminuir gastos e incrementar ingresos a partir de enero 2020. Retirándose de la organización, Ecuador ya no tendría un límite de producción diario y podría hacer frente a su alto déficit fiscal.

El principal objetivo de la OPEP es el de estabilizar el mercado petrolero mundial, para lo cual se requiere los países produzcan menos barriles para evitar una caída de precios. El caso particular de Ecuador era que produzca hasta 524,000 barriles incluso cuando la capacidad de producción del país está en unos 545,000 barriles diarios. Es por este motivo que Ecuador toma la decisión y se retira para poder optimizar su producción e incrementar sus ingresos fiscales.

La salida de Ecuador de la OPEP en realidad es irrelevante para la organización pues el país era el miembro productor más pequeño en la actualidad. Al momento el único país latinoamericano es Venezuela.

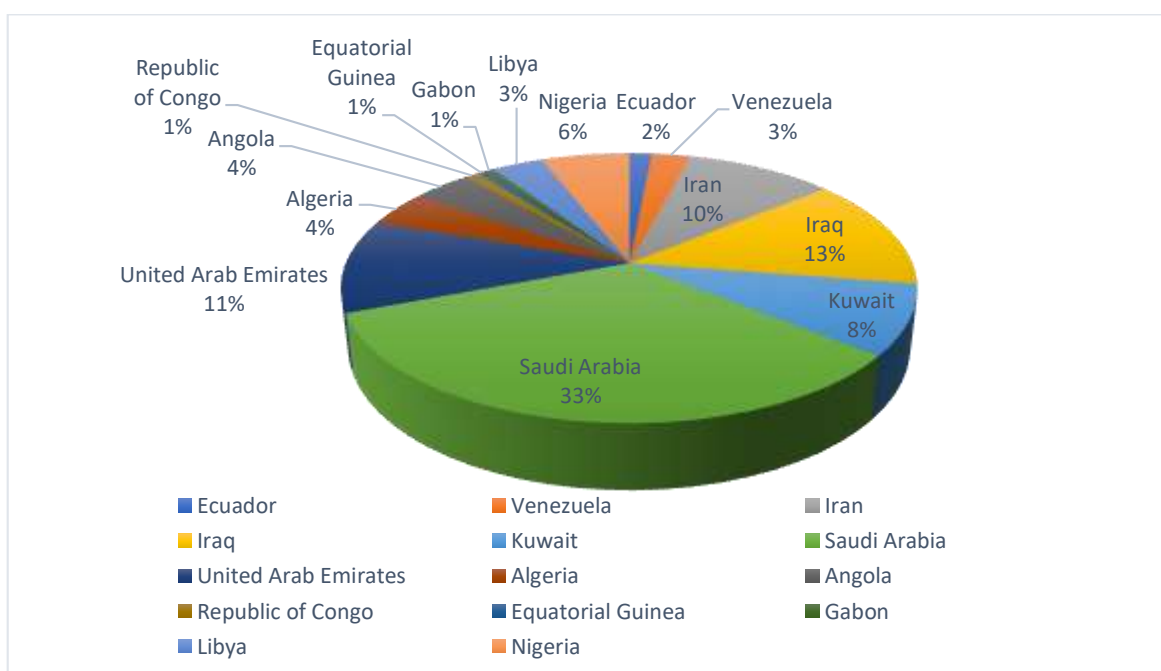
En la tabla No. 3, se observa el total de barriles producidos de los miembros de la OPEP en el año 2019, evidenciando que Ecuador es el país menos representativo pues el total de su producción representa tan solo el 2% del total de la producción de todos los países. Arabia Saudita continúa siendo líder pues su producción representa el 33% de la producción total del 2019.

Tabla 3: Promedio de producción diaria países OPEP año 2019
(En miles de barriles)

Países	2019
Ecuador	531
Venezuela	918
Irán	3.535
Iraq	4.779
Kuwait	2.996
Arabia Saudita	11.832
Emiratos Árabes Unidos	3.998
Argelia	1.486
Angola	1.417
República del Congo	339
Guinea Ecuatorial	180
Gabón	218
Libia	1.227
Nigeria	2.109
Total	35.566

Elaborado por: Los autores
Fuente: bp-stats-review-2020

Gráfico 1: Producción de petróleo diaria países OPEP año 2019 (Porcentaje)



Elaborado por: Los autores
Fuente: bp-stats-review-2020

Con respecto al total de ingresos por exportaciones petroleras, la siguiente tabla muestra un acumulado de ingresos desde el año 1998 hasta el 2007 de los miembros de la OPEP. Del total de ingresos Arabia Saudita es el país que capta mayores ingresos pues representan el 28,4% del total mientras que Ecuador representa el 1,2% en relación a los demás países.

Tabla 4: Total de ingresos por exportaciones petroleras: OPEP y países miembros, 1998-2017

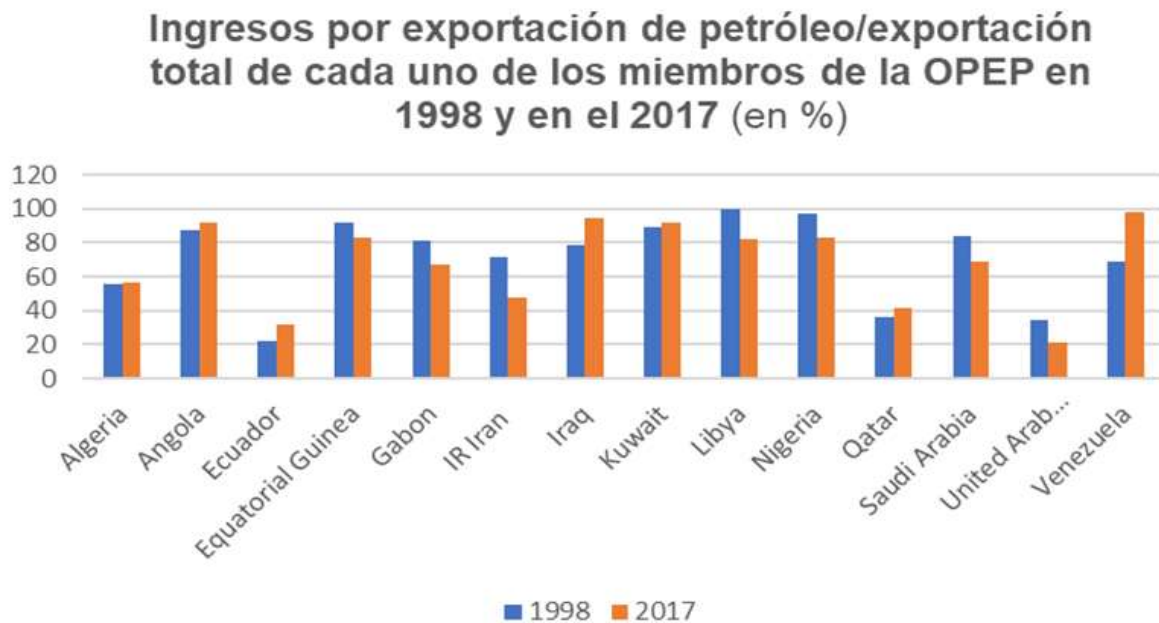
Miembros	Total de ingresos por exportaciones petroleras: 1998-2017 (en millones)	En %
OPEP	11,928,495	100%
1. Arabia Saudita	3,390,621	28.4%
2. Emiratos Árabes Unidos	1,115,726	9.4%
3. Kuwait	1,008,701	8.5%
4. Irán	992,072	8.3%
5. Venezuela	958,464	8.0%
6. Nigeria	938,230	7.9%
7. Iraq	832,901	7.0%
8. Angola	644,788	5.4%
9. Argelia	577,542	4.8%
10. Qatar	576,439	4.8%
11. Libia	525,329	4.4%
12. Ecuador	138,929	1.2%
13. Guinea Ecuatorial	136,339	1.1%
14. Gabón	92,415	0.8%

Elaborado por: Los autores

Fuente: Organización de países exportadores de petróleo, OPEP

El gráfico No. 2 muestra la comparación entre el año 1998 y 2017 de los ingresos de los países miembros de la OPEP obtenidos por exportación petrolera. En este gráfico se constata que la mayor parte de los países petroleros desde el año 1998 al año 2017 han disminuido sus ingresos provenientes del petróleo, es decir que hoy en día su economía depende en menos proporción del petróleo debido a las altas volatilidades de este commodity, sin embargo, Ecuador al año 2017 ha incrementado sus ingresos y por ende su dependencia a este recurso.

Gráfico 2: Porcentaje de ingresos por exportación de petróleo/exportaciones totales de miembros de la OPEP en 1998 y 2017



Elaborado por: OPEC

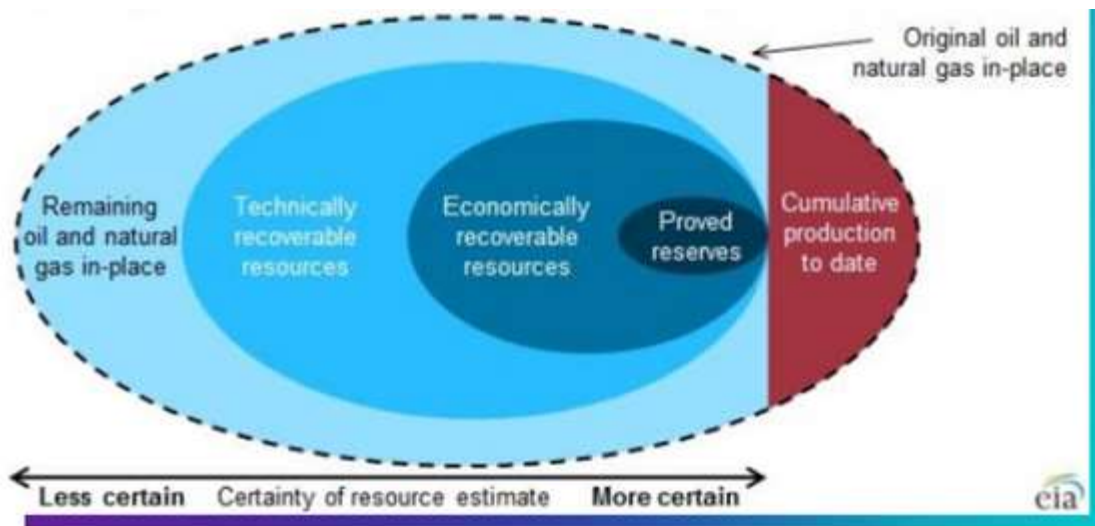
Fuente: OPEC, Annual Statistical Bulletin 2017

3.3 Producción Mundial de petróleo

A pesar del paso del tiempo y cambios en hábitos y tecnología, el petróleo continúa siendo la fuente de energía más utilizada seguida por el carbón, el gas y en cuarto lugar ingresa la energía hidroeléctrica y seguido de otras fuentes de energía renovables.

Pese a la explotación mundialmente masiva, se sabe que el planeta cuenta con una mayor cantidad de reservas de petróleo que no pueden extraerse o al menos aun no se cuenta con la tecnología suficiente para poder extraerlo y hacer uso de él.

Gráfico 3: Representación gráfica de recursos de petróleo y gas natural disponibles



Fuente: BBC News

El gráfico No. 3 ayuda a entender un estimado de las reservas de petróleo que hay en el planeta, siendo el color celeste claro el petróleo que existe en el planeta, el color celeste es el petróleo técnicamente extraíble, el color azul claro es el petróleo que es económicamente rentable extraer, el color azul son las reservas probadas de petróleo y el color rojo es la producción de petróleo actual. Lo que lleva a concluir que lo que el petróleo actualmente extraído es una mínima parte frente a las reservas de petróleo que posee el planeta.

La producción mundial de petróleo alcanza los 80,6 millones de barriles por día. Entre los principales productores de petróleo a nivel mundial se tiene a Estados Unidos como el mayor productor; su producción es de aproximadamente 15,3 millones de barriles al día y su gran crecimiento se lo debe a la extracción de petróleo de esquisto que es un petróleo no convencional obtenido gracias al *fracking* para poder extraer el petróleo de rocas ubicadas a grandes profundidades. En segundo lugar, se ubica Arabia Saudita con una producción de alrededor de 12,2 millones de barriles al día. Seguido por Rusia con 11 millones de barriles por día, Canadá 5,2 millones e Irán 4,7 millones de barriles por día.

Cabe indicar que en el año 2020 estas cifras han caído en sus niveles más bajos en nueve años. Esto se da como consecuencia del COVID-19 y la suspensión de muchas actividades entre ellas el transporte aéreo y terrestre lo que condujo a un exceso de oferta y una caída en las cotizaciones de los precios. A raíz de esto, los países petroleros, liderados

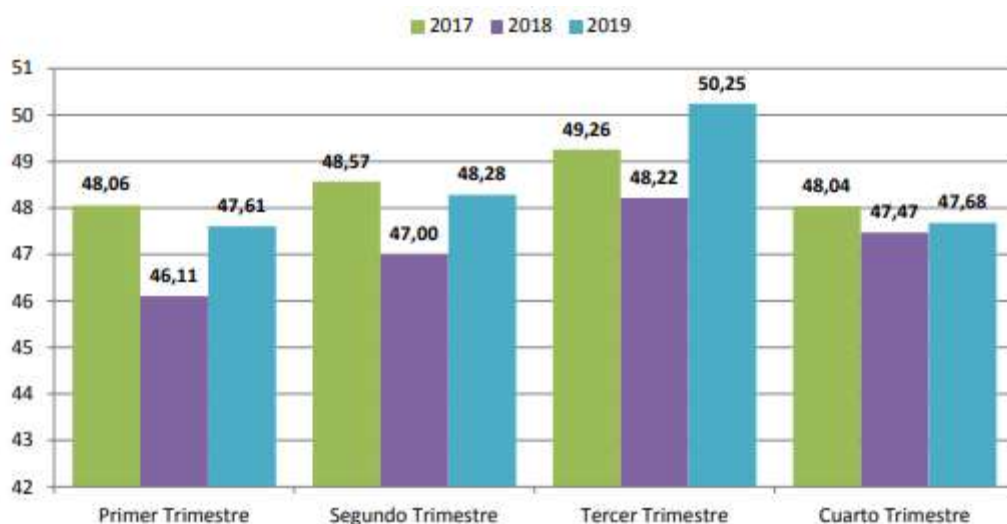
por Arabia Saudita, llegaron a un acuerdo de reducir la producción en 9,7 millones de barriles, de esta forma se logrará nuevamente estabilizar el precio y proteger la economía.

3.4 Producción nacional del petróleo

Durante el cuarto trimestre del 2019, el último reporte emitido por el Banco Central del Ecuador, indica que la suma total de la producción petrolera ecuatoriana que incluye tanto la petrolera estatal Petroamazonas EP y el conjunto de todas las demás empresas privadas, da un total de 193,8 millones de barriles anuales, lo que también quiere decir un promedio de 531 mil de barriles diarios.

El gráfico No. 4 representa la producción total de petróleo por número de barriles en trimestres, realizando un comparativo de los años 2017 – 2018 – 2019. El tercer trimestre del año 2019 fue el más productivo para el país con un total de 50,25 millones de barriles producidos. En el cuarto trimestre del 2019 la producción tuvo una caída debido a las grandes protestas ocurridas en octubre, mismas que en promedio ocasionó pérdidas de 232 mil barriles de crudo, y USD\$12,5 millones de ingresos que dejó de percibir el país.

Gráfico 4: Comparación producción por barriles trimestral



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Ministerio de Hidrocarburos (ARCH)

Adicionalmente, en el 2020 se suma el coronavirus que provoca la reducción en la producción y caída en los precios del barril del petróleo. Antes de la pandemia tal como lo antes mencionado, el promedio de producción diaria era de 531 mil barriles, pero actualmente se redujo en 52.5 mil barriles por día. Con respecto al precio del barril, en marzo del 2019 se cotizaba en USD\$66.37 por barril mientras que en marzo 2020 el precio está en USD\$23.00, caída más baja en los últimos 20 años a raíz de la contracción en la demanda de este producto por la pandemia Covid-19.

3.5 Características de los contratos de venta petroleros utilizados por el Ecuador

3.5.1 Contratos de venta spot

Las ventas SPOT son ventas al contado, es decir con pago inmediato o, en pocos días, pero se trata de concursos de precios internacionales, de corto plazo y, sirven para monitorear los precios en el mercado.

Los contratos de venta spot son un tipo de contrato con el que Ecuador actualmente trabaja. De hecho, el gobierno de Lenín Moreno trajo de regreso los contratos de venta spot, que benefician al país debido a que la venta del petróleo sale con el precio de mercado del momento y la entrega es inmediata. Después de algunos años sin hacer uso de este mecanismo, en el 2017 se realizó la primera venta spot y a partir de este año se han realizado entre tres y cuatro ventas por año mediante este mecanismo.

En el 2017, Ecuador realiza la venta spot con un total de 2,113,921 barriles con un premio de USD\$ +0,51 por barril. El premio consiste en agregar el valor diferencial al precio de referencia para la licitación que hace Petroecuador. En este caso se factura al precio que cierra el WTI el día anterior a la fecha de embarque y se agrega el diferencial.

El gráfico No. 5 muestra el detalle de las ventas spot realizadas a partir del año 2017 indicando el volumen entregado, precio facturado y el diferencial al cuál se negociaron en cada licitación. Estas ventas spots tuvieron licitaciones con diferenciales positivos y en otros casos con diferenciales negativos. Se puede observar en el gráfico que las ventas con crudo

Napo se entregan con un mayor castigo. Esto ocurre debido a que este petróleo es de menor calidad respecto al crudo Oriente.

Gráfico 5: Procesos de Venta Spot 2017 - 2021

#	CRUDO	VIGENCIA ENTREGAS		ADJUDICACIÓN			VOLUMEN REAL ENTREGADO (BLS)	MONTO FACTURADO (USD)
				FECHA	COMPAÑÍA	DIF.		
1	Oriente	Sep-Dic	2017	13-Sep-17	Glencore	0,51	2'113.921	115'886.247
2	Oriente	Feb-Abr		29-Jan-18	Repsol Trading	-0,18	3'586.891	228'496.590
3	Oriente	May-Jul	2018	13-Mar-18	Tesoro Refining & Marketing	-0,61	3'220.635	223'223.943
4	Oriente	Ago-Oct		12-Jul-18	Glencore	1,08	3'928.876	280'401.463
5	Oriente	Ene-Mar		27-Dec-18	Tesoro Refining & Marketing	2,11	1'051.072	59'882.376
6	Oriente	Abr-Jun		14-Mar-19	Tesoro Refining & Marketing	3,99	2'120.855	140'939.728
7	Oriente	Jul-Sep		5-Jun-19	Tesoro Refining & Marketing	3,09	3'871.582	230'221.313
8	Oriente	Oct-Dic	2019	4-Sep-19	Unipec America	2,40	3'437.503	208'521.182
9	Napo	Sep-Oct		3-Sep-19	Repsol Trading	-3,17	1'059.984	53'419.244
10	Napo	Oct-Nov		8-Oct-19	Glencore	-4,23	1'429.575	73'657.948
11	Oriente	Mar		20-Feb-20	Phillips 66 Company	-2,78	1'068.514	24'285.658
12	Oriente	Jul-Sep		30-Jun-20	Phillips 66 Company	-1,77	3'542.028	140'591.435
13	Oriente	Oct-Dic	2020	12-Ago-20	Trafigura PTE. LTD.	-3,33	6'415.750	255'796.912
14	Napo	Sep-Dic		26-ago-20	Unipec America Inc.	-4,68	5'400.336	199'561.225
15	Napo	Dic		8-dic-20	Trafigura Pte. Ltd.	-2,40	701.258	32'103.605
16	Oriente	Ene	2021	5-ene-21	PTT International Trading Pte. Ltd.	-0,07	Entrega Enero 2021	
17	Napo	Ene		5-ene-21	PTT International Trading Pte. Ltd.	-2,12		
TOTAL							42'948.786	2.266'988.877

Fuente: EP Petroecuador

3.5.2 Contratos de venta anticipada

Los contratos de venta anticipada en el Ecuador se hicieron más conocidos durante el mandato de Rafael Correa quien firmó contratos anticipados con empresas petroleras de China y Tailandia hasta el 2024, lo que ocasiona menor flujo de ingresos futuros

De acuerdo con el Diario Expreso, Ecuador accedió a recursos que suman USD\$ 15,074 millones. De este total, hasta noviembre 2019 ya habían sido cancelados 14.174 millones, sin embargo, los intereses fueron negociados a una tasa libor a 30 días más 7% aproximadamente.

Cabe indicar, que, para los barriles de crudo ya comprometidos en el contrato de venta anticipada, el crudo se vende a su precio de venta menos un “castigo”, lo que representa

una pérdida en los ingresos. Lo que significa que definitivamente, Ecuador recibe más entradas con los contratos de venta spot, pues reciben un premio. Lastimosamente, gran cantidad del crudo ecuatoriano se encuentra ya comprometido para las empresas asiáticas y solo los sobrantes podrían negociarse con el tipo de contrato spot.

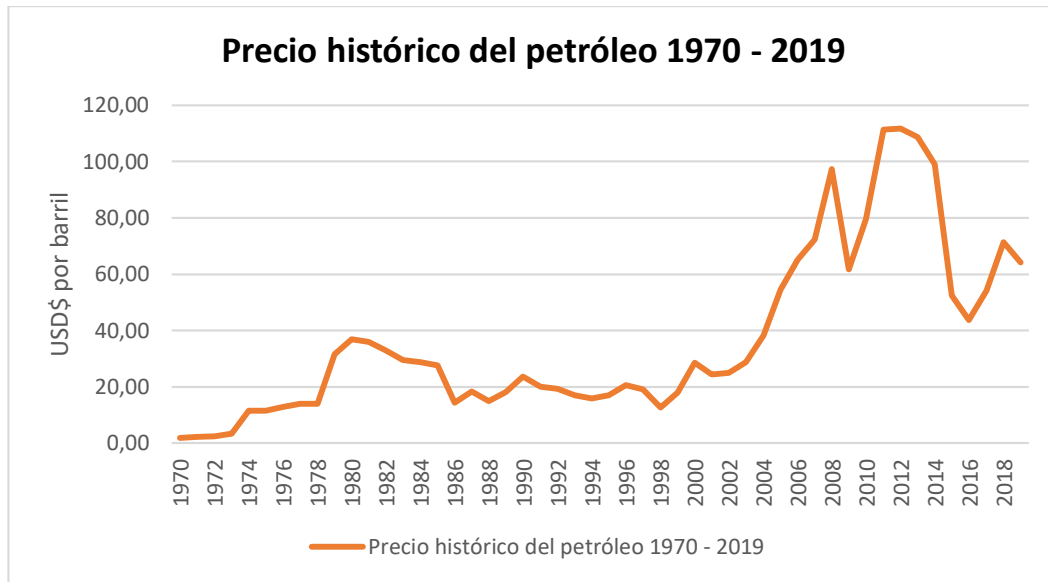
3.6 Evolución del precio internacional del petróleo y comparación con los precios de venta del crudo ecuatoriano

Los precios del petróleo dependen de múltiples factores de la economía mundial lo cual provoca que este commodity sea muy volátil. Entre los principales factores que inciden en su precio se encuentran los niveles de consumo mundial, la cantidad de reservas disponibles, factores geopolíticos, y acontecimientos sociales importantes, sobre todo en los principales países productores y los principales países consumidores. A continuación, vamos a explicar algunos acontecimientos históricos que han incidido sobre los precios:

La primera crisis del petróleo comenzó en 1973, a raíz de la decisión de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo de no exportar petróleo a países que habían apoyado a Israel durante la guerra de Yom Kippur. Entre los principales afectados estuvieron EEUU y algunos países de Europa Occidental. Esto provocó que se dispare el precio del petróleo generando una alta inflación y una reducción de la actividad económica, ya que su principal fuente de energía provenía del petróleo, y la base de su economía era la producción industrial, por lo que era altamente dependiente de las compras de petróleo. En la década anterior a 1970 el precio se mantuvo estable en alrededor de USD\$1.80, para 1973 se cotizó en USD\$3.29 y a partir de la declaración de la no exportación de los países árabes subió 4 veces su valor a un aproximado de USD\$11.58.

En 1979 se produce la segunda crisis del petróleo debido a la revolución iraní y la guerra entre Irak - Irán, lo que provocó que su precio se incrementara 2.7 veces entre 1978 y 1981. En la década de 1980 bajan los precios debido a la reducción de la demanda por el efecto de las crisis de la década anterior.

Gráfico 6: Precio histórico del petróleo 1970 - 2019



Elaborado por: Los autores

Fuente: bp-stats-review-2020

En el 1998 hubo una bajada de precios importante ya que se cotizó aproximadamente en USD\$10.63, y en el año anterior se encontraba aproximadamente en USD\$16.32, esto se produjo debido a que la demanda se elevó a 74,9 millones de bpd, sólo unos 700,000 bpd por encima de 1997, cuando se esperaba un incremento de 2,2 millones de bpd, esto provocó el cierre de yacimientos y el cese de 450 taladros a nivel mundial. En el Pacífico Sur ocurrió el fenómeno de “El Niño” que afectó a actividades agropecuarias que desencadenó también en una disminución de la demanda de energía y combustibles para estas actividades.

El Ecuador se vio seriamente afectado en esta época, ya que se complicó la producción y comercialización, por las inundaciones y la destrucción de la red vial e infraestructura social, al caer los precios de sus productos de exportación, la balanza de pagos alcanzó un déficit de USD\$2,169 millones (11% del PIB), se perdieron reservas internacionales por USD\$395 millones, la inflación pasó del 30.7% a un 43.4%. Gran parte de los bancos evidenciaron dificultades de liquidez por lo que el BCE como prestamista de última instancia solventó las deficiencias de liquidez, provocando que el tipo de cambio sea más volátil y posterior desencadenó en la crisis financiera de 1999.

En el 2003 se llegó a cotizar en 25 dólares por barril, sin embargo, a partir de este año se produjo una burbuja de precios que llegó a ascender a un precio máximo de 146.90 dólares el WTI y 147.25 dólares el Brent en julio del 2008. Esto se produjo principalmente por un incremento en la demanda de Corea del Sur, China e India y las guerras entre Líbano e Irak. A finales del 2008 los precios caen por la crisis inmobiliaria en EEUU, para finales de diciembre el precio descendió hasta 35 dólares.

Del 2009 al 2013 existe un alza de precios por la reactivación de las economías tras la crisis. A partir del 2014 existe una desaceleración de la economía China, una caída en la demanda de Europa de petróleo y un incremento de la producción de petróleo no convencional en EEUU.

Debido al incremento de la producción de petróleo no convencional y esquistos en EEUU, durante una reunión de la OPEP en 2014, Arabia Saudí impuso su tesis de no recortar la producción para hundir el negocio del fracking principalmente en Norteamérica, ya que esta industria es rentable con precios por encima de 50 dólares, lo que provocó un cierre de más de 1000 pozos en EEUU. Durante el 2016 los precios cayeron hasta 28 dólares.

Una vez cumplido su objetivo, los países de la OPEP a partir del año 2016 cortaron su producción un 5% disminuyendo la oferta de petróleo y empujando al alza los precios. Durante octubre del 2018 alcanzaron su pico más alto en 86 dólares el Brent y 76 dólares el WTI y cerrando el 2019 con cerca de 58 dólares.

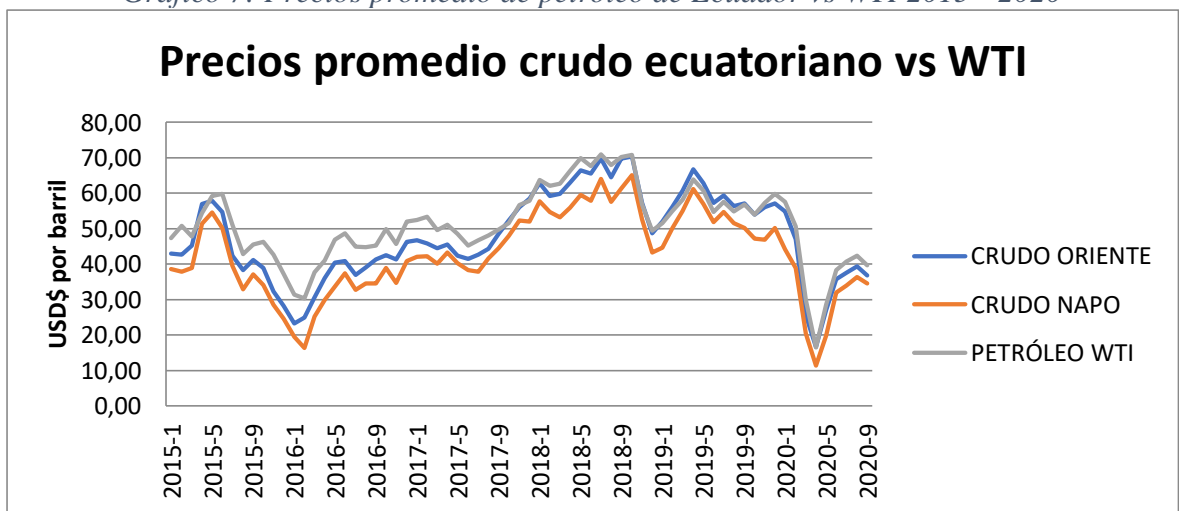
Para noviembre del 2019 en la ciudad china de Wuhan surge una rara enfermedad que tiene un alto índice de contagio llegando inclusive a provocar la muerte para los grupos más vulnerables, para finales del 2019 las autoridades chinas declararon una cuarentena en la ciudad de Wuhan y ciudades aledañas, sin embargo, la enfermedad ya había pasado fronteras y se reportaban casos en países asiáticos como Corea del Sur, para enero del 2020 se reportaban casos en Europa siendo los países más afectados Italia, España, Reino Unido, y se fue extendiendo por todo el continente, para febrero del 2020 ya se reportaban casos en EEUU y Latinoamérica. Dado el avance de la enfermedad, los países cerraron fronteras y declararon confinamientos obligatorios para la población, restringiendo la movilidad entre ciudades dentro del propio país, restricción de viajes al exterior exceptuando casos humanitarios, inhabilitación temporal de funcionamiento de establecimientos comerciales, entre otras medidas; provocando una paralización de toda la economía mundial. Debido a la

caída de la demanda mundial del consumo de petróleo, los inventarios petroleros se fueron incrementando; para abril del 2020 el precio del petróleo llegó a cotizar en US\$ -36, debido a que los traders que poseían contratos de compra no tenían a quién vender ese petróleo, y el costo de almacenarlo terminaría siendo más alto que el propio precio del crudo, estuvieron dispuestos a pagar para liquidar el contrato y no les entreguen el petróleo ya que la capacidad almacenadora mundial había llegado a su límite.

Ante la caída de los precios desde inicios de abril, los países de la OPEP y productores fuera del grupo como Rusia, EEUU y otros, llegaron a un acuerdo para recortar la producción en 9.7 millones de barriles (10% mundial) logrando una leve recuperación en los precios a partir de allí y por el resto del 2020.

El gráfico No. 7, indica la evolución de los precios de petróleo que exporta Ecuador comparando con el WTI a partir del año 2015.

Gráfico 7: Precios promedio de petróleo de Ecuador vs WTI 2015 - 2020



Elaborado por: Los autores
Fuente: bp-stats-review-2020

3.7 Los ingresos petroleros con el presupuesto general del estado

Los ingresos petroleros tienen una fuerte incidencia sobre la economía del Ecuador, ya que es una de las fuentes de ingreso más significativa en el Presupuesto General del Estado.

La dependencia sobre los ingresos petroleros se convierte en un problema cuando existen cambios significativos en los mercados debido a factores externos los cuales no pueden ser controlados por el Ecuador ya que su producción es cerca del 0.02% mundial, por lo que no tiene poder de negociación e influencia significativa sobre los mercados, a diferencia de países como EEUU, Arabia Saudita, Rusia quienes son los principales participantes dentro de la política petrolera mundial, y sus decisiones influyen sobre la producción, consumo, precios y otras variables propias del sector.

Cuando los ingresos petroleros reales difieren significativamente de los ingresos proyectados del Presupuesto General del Estado, trae múltiples problemas al Ecuador, ya que el Estado no puede cubrir con sus gastos y se ve obligado a adquirir más deuda en los mercados internacionales para poder cubrir el déficit.

A lo largo de los últimos 10 años, cada año es superior el déficit fiscal y se va incrementando el ratio deuda/PIB, sin un plan de largo plazo que le permita que las finanzas públicas sean sostenibles.

Tabla 5: Detalle déficit sector público no financiero de los últimos 5 años

Operaciones SPNF	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos petroleros	6,487	5,402	5,840	8,181	7,785
% PIB (Ingresos petroleros)	6.53%	5.41%	5.60%	7.61%	7.25%
Ingresos no petroleros	25,758	24,294	25,474	26,994	25,450
% PIB (Ingresos no petroleros)	25.94%	24.31%	24.42%	25.10%	23.69%
Resultado Operacional de las Empresas Públicas	1,076	618	2,113	2,849	2,700
% PIB (Resultado Operacional de las E.P.)	1.08%	0.62%	2.03%	2.65%	2.51%
Total Ingresos	33,322	30,314	33,426	38,024	35,935
Gastos corrientes	27,550	26,604	28,407	30,247	30,871
% PIB (Gastos corrientes)	27.75%	26.62%	27.24%	28.12%	28.73%
Gastos de capital	11,712	11,024	9,672	10,342	8,026
% PIB (Gastos de capital)	11.80%	11.03%	9.27%	9.62%	7.47%
Ajuste del Tesoro Nacional (5)	0	0	0	803	46
% PIB (Ajuste del Tesoro Nacional)	0.01%	0.01%	0.00%	0.75%	0.04%
Gastos Totales (2)	39,262	37,628	38,080	41,393	38,944
Resultado Global	-5,940	-7,314	-4,653	-3,369	-3,009

Elaborado por: Los autores

Los ingresos petroleros en el periodo comprendido entre el 2015 y 2019 representan entre el 5% y el 7% del PIB anual; sin embargo, el total de ingresos tanto petroleros como no petroleros no han sido suficientes para poder cubrir los gastos totales, lo que ocasiona un déficit fiscal cada año, teniendo que cubrir con financiamiento internacional. Ecuador necesita los ingresos petroleros para poder cubrir sus gastos corrientes. El déficit fiscal de los últimos 5 años suma un total acumulado de \$24,286 millones.

Capítulo IV: Propuesta de Estrategia de Cobertura contra el riesgo de volatilidad del precio de la mezcla ecuatoriana de petróleo.

4.1 Presentación de escenarios:

Para poder efectuar la simulación de cada escenario se consideró un precio de barril de petróleo tomado a una fecha cercana a 60 días antes del cierre de año de cada ejercicio fiscal, ya que en esta fecha se presenta el Presupuesto General del Estado que va a regir en el siguiente año. Por tanto, el principal motivo con el cual justificamos el uso de coberturas es para cubrir el riesgo ante una caída significativa de los precios de petróleo que ya se encuentra establecido en el Presupuesto General del Estado y como consecuencia pueda generar un mayor déficit.

De acuerdo con los principios presupuestarios del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, los ingresos petroleros son clasificados como ingresos no permanentes. Cuando existe disminución de ingresos petroleros se genera un mayor déficit, lo que obliga al Estado a buscar financiamiento externo para poder cubrir sus gastos no permanentes.

Debido a que se quiere asegurar los ingresos por la venta de petróleo, el tipo de contrato que se va a utilizar son opciones PUT sobre futuros de petróleo. Este contrato nos da derecho y no la obligación de vender el petróleo a un precio determinado, por lo que dependerá del vendedor si ejerce o no la opción de venta. Cabe mencionar que estos contratos se negocian en mercados regulados y son estandarizados, por lo que existe una bolsa de valores, una cámara de compensación, el bróker (intermediario) y la parte vendedora y compradora de la opción.

El precio strike se tomó de una serie de contratos de opciones, negociados en la bolsa NYMEX (CME Group), por lo cual se consideró tomar un contrato con un precio strike cercano al estimado en el PGE y tomando la expectativa de precios promedios durante el año, de diversos organismos internacionales especializados.

El costo de la prima de la opción PUT ya se encuentra establecido para todos los contratos dentro de la bolsa NYMEX, este costo varía si compramos contratos bajo diferentes precios strikes. Cabe mencionar que este costo no es fijo, y se encuentra en constante cambio. Si compramos contratos para un mismo precio strike en diferentes días o dentro del mismo día a diferentes horarios, el costo de la prima puede ser diferente. Entre los principales factores que afectan la prima, está el nivel del precio de ejercicio con respecto al nivel del precio de los futuros, el tiempo remanente hasta el vencimiento, la volatilidad del contrato futuro, la tasa de interés, la liquidez para cada contrato de acuerdo a la oferta y demanda de cada uno de los contratos futuros.

Para el caso de los años 2019 y 2020 se realizará una simulación de varios escenarios hipotéticos que hubieran ocurrido si el Ecuador utilizaba estos contratos tomando como precio strike la expectativa que había sobre el precio del petróleo para esos años, para el caso del año 2021 se tomó un contrato futuro de acuerdo con lo que se negociaba en el mercado a noviembre del 2020.

Para el establecimiento de los precios strike y valor de la prima en los contratos PUT para los años 2019 y 2020, se revisaron los contratos futuros negociados que iban a regir para los años mencionados, se ubicó a finales de octubre del 2018 y octubre del 2019 y se evaluó los contratos negociados que se mantenían para los siguientes años. Se consideró las expectativas de precios del petróleo en esa fecha de acuerdo con diversas fuentes especializadas.

En cada escenario el valor de la prima difiere ya que depende de los valores que tome cada variable antes indicada para cada uno de los años que presentamos. Se determinó como estrategia escoger un mismo precio strike para todos los meses de los años 2019 y 2020, para el caso del año del 2021 se aplicará la estrategia de escoger un precio para el primer y segundo semestre del año.

Cabe mencionar que como estrategia se pueden escoger múltiples escenarios, un precio diferente para cada mes, o un precio para todo el año, un precio por trimestres o una combinación de éstos; también es parte de la estrategia establecer la cantidad de la producción se van a negociar mediante estos instrumentos de cobertura y qué cantidad se va a comercializar mediante ventas spot o ventas a plazo. Esto dependerá de la evaluación de riesgo que realice la institución al escoger lo que más le convenga de acuerdo a sus intereses.

Para la presentación de los escenarios se tomó en consideración hacer una simulación de los resultados para la producción no comprometida mediante preventas petroleras, es decir, la cantidad de barriles de petróleo que el Ecuador comercializó mediante ventas spot; y el otro escenario que se presenta es la simulación de los resultados tomando en consideración la totalidad de barriles producidos de petróleo para cada período de análisis.

4.1.1 Escenario 1: Opciones sobre futuro de la producción no comprometida de barriles de petróleo para el año 2019

Para la simulación de los resultados para este ejercicio, se tomó en consideración la producción petrolera no comprometida, es decir, aquella que fue comercializada como ventas spot desde enero a noviembre por la totalidad de 13,320,000 barriles.

En el punto 2.3.6 de este proyecto se detalla las especificaciones de los contratos de opciones sobre futuros, los mismos que fueron tomados de la página de la bolsa NYMEX (CME Group). Simultáneamente se consideró los siguientes supuestos:

- Precio strike de USD\$50 (Valor más aproximado al mercado a la fecha de negociación en octubre del 2018).
- El costo de la prima es de USD\$0.69 por barril, se consideró que el precio es fijo para todo el año, ya que se aplicó como estrategia realizar una sola negociación para todo el año.

En la tabla No. 6 muestra un comparativo entre los precios de mercado del petróleo en la fecha que se realizaron las ventas spot y el precio strike de la opción. El precio de la prima se multiplicó por 1,000 barriles para saber el precio de un contrato y luego se multiplicó por la cantidad de contratos comercializados para determinar el costo de la operación.

Tabla 6: Detalle de precios de cierre escenario 1 del año 2019

Fecha	Precio de cierre	Precio strike	Ganancia o pérdida	Ingreso neto (Strike - Prima) (miles)	Precio promedio Ecuador	Castigo promedio	Total ingreso no percibido (miles)
Ene	53.74	50	No se ejerce	-	-	-	-
Feb	55.93	50	No se ejerce	-	-	-	-
Mar	57.27	50	No se ejerce	-	-	-	-
Abr	58.73	50	No se ejerce	-	-	-	-
May	56.75	50	No se ejerce	-	-	-	-
Jun	52.86	50	No se ejerce	-	-	-	-
Jul	54.57	50	No se ejerce	-	-	-	-
Ago	51.57	50	No se ejerce	-	-	-	-
Sept	52.30	50	No se ejerce	-	-	-	-
Oct	51.40	50	No se ejerce	-	-	-	-
Nov	53.42	50	No se ejerce	-	-	-	-
Dic	55.26	50	No se ejerce	-	-	-	-

Elaborado por: Los autores

En este escenario no se ejecuta la opción, ya que los precios del petróleo se mantuvieron estables en todo el año y superior al precio strike definido, por lo que no se ejerce la posición.

Tabla 7: Costo operación escenario 1

Barriles	Cantidad de contratos	Prima	Costo por contrato	Costo total operación	Porcentaje del PGE del año
13,320,000	13,320	0.69	690.00	9,190,800	0.026%

Elaborado por: Los autores

El costo total de la operación por asegurar 13,320,000 barriles de petróleo suman el importe de USD\$9,190,800 que corresponde a 13,320 contratos, cabe indicar que los contratos negociados son estandarizados con 1000 barriles de petróleo cada uno.

4.1.2 Escenario 2: Opciones sobre futuro de la producción no comprometida de barriles de petróleo para el año 2020

Se considera que en el gobierno central de los periodos 2007 – 2017, la base fundamental de la política petrolera fueron las ventas anticipadas de barriles de petróleo hasta el año 2024 para las petroleras Petrochina International Co. Ltda., Unipecc Asia Co. Ltd., y PTT International Trading Pte. Ltd (Petrotailandia). A partir de julio del 2009, hasta el 2016 el Gobierno del Econ. Rafael Correa firmó 13 contratos de ventas anticipadas en total.

Diario El Universo el día 11 de diciembre del 2017 reveló detalles de estos contratos indicando que Ecuador recibió de forma anticipada \$18,020 millones, y, a cambio comprometió la entrega de 1,310 millones de barriles de crudo.

De acuerdo con declaraciones del exministro de energía Carlos Pérez García, la fórmula estipulada en los contratos de preventa tomaban el referencial del precio unos días antes de la transacción cuando el precio estaba al alza y, en cambio, cuando el precio estaba a la baja, unos días después. Luego de una renegociación realizada en el año 2020, se cambió la fórmula para tomar el precio referencial un día antes o un día después para tener un número mucho más real del mercado.

En el gobierno de Lenín Moreno que empieza a partir del 2017 se pone en práctica la política petrolera de ventas spot como un mecanismo para captar mayores ingresos, pero con la cantidad de barriles no comprometidos como ventas anticipadas.

Para la simulación del escenario, se tomó la información de la cantidad de barriles de petróleo incorporados para ventas spot en el año 2020 y poder analizar la metodología de opciones sobre futuros de dicha cantidad.

En el gráfico No. 5 se detallan las ventas spot realizadas en el año 2020, en base al detalle expuesto, se procede a la aplicación de compra de opciones americanas PUT de petróleo. Asumimos que estos contratos fueron ejercidos en los meses que se han realizado las ventas Spot.

La tabla No. 9 detalla el contrato ejercido considerando los precios de cierre del WTI a la fecha de embarque de cada cargamento durante el período mencionado. A su vez

estos precios son comparados con el precio strike de USD\$52, generando una ganancia al ejercer el contrato.

Se consideró para el escenario presentado los siguientes supuestos:

- Precio strike de USD\$52 (Valor más aproximado al mercado a la fecha de negociación en octubre del 2019).
- El costo de la prima es de USD\$3.19 por barril, se consideró que el precio es fijo para todo el año, ya que se aplicó como estrategia realizar una sola negociación para todo el año.

En la tabla No. 9 muestra un comparativo entre los precios de mercado del petróleo en la fecha que se realizaron las ventas spot y el precio strike de la opción. El precio de la prima se multiplicó por 1,000 barriles para saber el precio de un contrato y luego se multiplicó por la cantidad de contratos comercializados para determinar el costo de la operación.

Tabla 8: Presentación de resultados "Escenario 2"

Fecha	Precio de cierre	Precio strike	Ganancia o pérdida	Ingreso neto (Strike - Prima) (millones)	Precio promedio Ecuador	Castigo promedio	Total ingreso no percibido (millones)
Mar	33.77	52.00	18.23	52.38	23.17	6.72	20.10
Jul	41.58	52.00	10.42	69.84	36.48	4.27	11.16
Ago	43.24	52.00	8.76	69.84	38.17	4.19	8.85
Sep	40.77	52.00	11.23	139.69	36.02	3.59	25.62
Oct	38.83	52.00	13.17	261.93	36.01	3.52	48.47
Nov	40.88	52.00	11.12	192.08	37.08	4.44	27.66
Dic	46.67	52.00	5.33	52.38	43.29	3.76	1.57
	Total			838.18			143.45

Elaborado por: Los autores

En la tabla No. 9 se evidencia que los precios promedio del WTI durante los distintos meses del 2020 fueron menores que el precio strike asegurado.

Como consecuencia de no haber contratado una cobertura con contratos de opciones sobre futuros por un precio strike de USD\$52, se dejó de percibir la suma de USD\$143.45 millones para los ingresos del Estado, lo que impide que se alcance a cubrir los ingresos y los gastos considerados en el Presupuesto General del Estado, debido a la caída abrupta en los precios del petróleo durante el 2020.

Tabla 9: Costo operación escenario 2

Barriles	Cantidad de contratos	Prima	Costo por contrato	Costo total operación	Porcentaje del PGE del año
17,280,000	17,280	3.19	3,190.00	55,123,200	0.155%

Elaborado por: Los autores

El costo total de la operación por asegurar 17,280,000 barriles de petróleo suman el importe de USD\$55,123,200 que corresponde a 17,280 contratos, cabe indicar que los contratos negociados son estandarizados con 1000 barriles de petróleo cada uno.

4.1.3: Escenario 3: Opciones sobre futuro de la producción total de barriles de petróleo para el año 2019

Para la simulación de los resultados para este ejercicio, se tomó en consideración la totalidad de la producción petrolera. Durante el año 2019, se produjo la cantidad de 193.82 millones de barriles.

Para dicha cobertura se consideró los siguientes supuestos:

- Precio strike de USD\$50 (Valor más aproximado al mercado a la fecha de negociación en octubre del 2018).
- El costo de la prima es de USD\$0.69 por barril, se consideró que el precio es fijo para todo el año, ya que se aplicó como estrategia realizar una sola negociación para todo el año.

En la tabla No. 11 muestra un comparativo entre los precios promedios mensuales de mercado del petróleo y el precio strike de la opción.

Tabla 10: Presentación de resultados escenario 3

Fecha	Precio de cierre	Precio strike	Ganancia o pérdida	Ingreso neto (Strike - Prima) (miles)	Precio promedio Ecuador	Castigo promedio	Total ingreso no percibido (miles)
Ene	53.74	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Feb	55.93	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Mar	57.27	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Abr	58.73	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
May	56.75	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Jun	52.86	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Jul	54.57	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Ago	51.57	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Sep	52.30	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Oct	51.40	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Nov	53.42	50.00	No se ejerce	-	-	-	-
Dic	55.26	50.00	No se ejerce	-	-	-	-

Elaborado por: Los autores

En este escenario no se ejecuta la opción, ya que los precios del petróleo se mantuvieron estables y superior al precio strike definido, por lo que no se ejerce la posición. En este caso el Presupuesto General del Estado no tiene una afectación negativa por los ingresos petroleros, ya que el precio del petróleo se cotizó dentro del rango esperado. Sin embargo, la contratación de la cobertura si genera un costo el cual se detalla a continuación:

Tabla 11: Costo operación escenario 3

Barriles	Cantidad de contratos	Prima	Costo por contrato	Costo total operación	Porcentaje del PGE del año
193,820,000	193,820	0.69	690.00	133,735,800	0.376 %

Elaborado por: Los autores

El costo total de la operación por asegurar 193,820,000 barriles de petróleo suman el importe de USD\$133,735,800 que corresponde a 193,820 contratos.

4.1.4: Escenario 4: Opciones sobre futuro de la producción total de barriles de petróleo para el año 2020

La producción petrolera mundial se vio afectada durante el 2020 y Ecuador no fue la excepción. Si se compara la producción del 2020 de enero a diciembre, la producción total ha disminuido alrededor del 13,3%. En el año 2019 la producción promedio fue de 534.5 mil barriles de petróleo por día mientras que el 2020 el promedio descendió a 463 mil barriles de petróleo por día. Es decir que hubo una reducción de 71 mil barriles en promedio.

El cuarto escenario presenta la ganancia que ha dejado de percibir el Ecuador si hubiera considerado la comercialización de la producción total de petróleo bajo esta política. Es decir, no se considera que una gran parte de barriles de petróleo está comprometida con ventas anticipadas.

En la tabla No. 13 se detallan los datos principales de estas ventas en donde la primera fue realizada en el mes de marzo y así para los meses siguientes. Para cada venta del 2020 se aplica el diferencial, que para el caso del Ecuador representa un castigo basado a los grados API. Estos contratos fueron ejercidos a partir de marzo considerando los precios de cierre del WTI a la fecha de embarque de cada cargamento.

Tabla 12: Presentación de resultados "Escenario 4"

Mes	Precio de cierre	Precio Strike	Ingreso Neto (Precio Strike - Pirna)(millones)	Precio Promedio Ecuador	Castigo promedio	Total ingreso no percibido (millones)
Enero	54.22	52.00	No se ejerce	50.99	6.57	-
Febrero	50.89	52.00	47.42	44.60	6.00	-
Marzo	36.99	52.00	52.51	23.17	6.72	242.82
Abril	32.42	52.00	50.81	14.04	2.48	514.37
Mayo	33.15	52.00	52.51	25.37	3.20	333.17
Junio	39.33	52.00	52.51	34.54	3.76	173.01
Julio	41.53	52.00	50.81	36.48	4.27	128.39
Agosto	43.47	52.00	52.51	38.17	4.19	106.17
Septiembre	40.41	52.00	50.81	36.02	3.59	146.55
Octubre	39.55	52.00	52.51	36.01	3.52	152.76
Noviembre	41.13	52.00	50.81	37.08	4.44	116.13
Diciembre	47.01	52.00	52.51	43.29	3.76	28.97
Total			9,460.11			1,946.36

Elaborado por: Los autores

Si se hubiese aplicado contratos de opciones sobre futuros, se hubiera obtenido un ingreso neto total de USD\$9,460.11 millones ejercidos a partir de marzo hasta diciembre. Se evidencia que los precios de cierre del WTI durante el 2020 fueron menores que el precio strike asegurado.

Como consecuencia de no haber contratado una cobertura con contratos de opciones sobre futuros por un precio strike de USD\$52, se dejó de percibir la suma de USD\$1,946.36 millones para los ingresos del Estado.

Tabla 13: Costo operación escenario 4

Barriles	Cantidad de contratos	Prima	Costo por contrato	Costo total operación	Porcentaje del PGE del año
193,820,000	193,820	3.19	3,190.00	618,285,800	1.742%

Elaborado por: Los autores

El costo total de la operación por asegurar 193,820,000 barriles de petróleo suman el importe de USD\$618,285,800 que corresponde a 193,820 contratos.

4.2 Estimación del Escenario Petrolero para el 2021

De acuerdo con estudios del FMI efectuados en octubre del 2020, se estimó que los precios de petróleo en el 2021 no incrementarían significativamente, sin embargo, se mantendrían en un rango entre \$40 y \$50. Es decir que, en el 2021 los precios no volverían al rango entre \$60 y \$65 que se encontraba al inicio del 2020, pero tampoco volverían a caer a precios negativos o inferiores a \$40, ya que la producción mundial se encuentra controlada y las medidas sanitarias tomadas por todos los países evitan un cierre total de las actividades económicas.

En la siguiente tabla, de acuerdo a un estudio del Banco Mundial, pronosticó que al cierre del 2020 la economía mundial caerá en un 5.2% y prevé que para el 2021 se incremente en un 4.2%. Por lo que se espera una recuperación en las actividades económicas y demanda mundial de petróleo.

Para el caso de Ecuador, se pronosticó que la economía caería un 7.4% en el 2020 y para el 2021 se espera un incremento del 4.1%.

Tabla 14: Pronóstico crecimiento económico 2021

<i>PIB réel (%)¹</i>	2017	2018	2019e	2020f	2021f
Mundo	3.3	3.0	2.4	-5.2	4.2
Economías avanzadas	2.5	2.1	1.6	-7.0	3.9
Economías emergentes y en desarrollo	4.5	4.3	3.5	-2.5	4.6
Asia oriental y el Pacífico (EAP)	6.5	6.3	5.9	0.5	6.6
Europa y Asia central (ECA)	4.1	3.3	2.2	-4.7	3.6
América Latina y el Caribe (LAC)	1.9	1.7	0.8	-7.2	2.8
Ecuador	2.4	1.3	0.1	-7.4	4.1
Oriente Medio y Norte de África (MNA)	1.1	0.9	-0.2	-4.2	2.3
Asia meridional (SAR)	6.5	6.5	4.7	-2.7	2.8
África al sur del Sahara (SSA)	2.6	2.6	2.2	-2.8	3.1









Fuente: Global Economics Prospects June 2020 - International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank

En el año 2020, los precios alcanzaron su punto más bajo en el mes de abril como una consecuencia de la paralización de las actividades económicas luego de que la mayoría de países declararan restricciones de movilidad, confinamientos para la población, cierre de actividades económicas no esenciales, etc. Este hecho provocó una sobreoferta de petróleo provocando una caída a sus precios a un punto mínimo.

Los países que conforman la OPEP y otros países petroleros afectados llegaron a un acuerdo de disminuir la oferta mundial de petróleo en un 10% y a partir de mayo del 2020 los precios empezaron a incrementar. En la actualidad existen rebotes en todos los países, sin embargo, se encuentran mejor controlados que al inicio de la pandemia, por lo que en el corto plazo se espera que los precios vayan incrementando hasta que la economía logre recuperarse.

De acuerdo con las estimaciones realizadas por el FMI, se espera que los precios se recuperen y permanezcan estables durante el 2021. A continuación, en el gráfico No. 8 se detalla el precio de mercado de los contratos futuros petroleros para todos los meses del 2021:

Gráfico 8: Precios de futuros del petróleo para 2021: Datos a noviembre 2020

MONTH	OPTIONS	CHARTS	LAST	CHANGE	PRIO SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
DEC 2020	OPT		41.49	-0.33	41.82	41.61	41.79	41.39	1,668	22:14:05 CT 18 Nov 2020
JAN 2021	OPT		41.79	-0.31	42.01	41.97	41.91	41.49	19,548	22:18:01 CT 18 Nov 2020
FEB 2021	OPT		41.92	-0.32	42.24	42.06	42.14	41.73	1,497	22:09:39 CT 18 Nov 2020
MAR 2021	OPT		42.19	-0.39	42.49	42.31	42.39	41.99	1,955	22:14:05 CT 18 Nov 2020
APR 2021	OPT		42.49	-0.23	42.72	42.55	42.59	42.22	253	22:07:09 CT 18 Nov 2020
MAY 2021	OPT		42.68	-0.24	42.92	42.77	42.81	42.42	393	22:14:05 CT 18 Nov 2020
JUN 2021	OPT		42.79	-0.29	43.08	42.92	42.96	42.57	1,331	22:14:04 CT 18 Nov 2020
JUL 2021	OPT		-	-	43.18	-	-	-	48	20:57:03 CT 18 Nov 2020
AUG 2021	OPT		42.92	-0.35	43.27	43.12	43.13	42.91	57	21:48:55 CT 18 Nov 2020
SEP 2021	OPT		42.88	-0.45	43.33	42.89	42.88	42.88	71	21:32:59 CT 18 Nov 2020
OCT 2021	OPT		42.99	-0.47	43.37	42.99	42.99	42.99	25	21:48:55 CT 18 Nov 2020

Fuente: NYMEX (CME Group)

Escenario para el primer semestre del 2021

Bajo las estimaciones para la economía previstos por diferentes organismos multilaterales, se plantea un precio de barril de petróleo strike de USD\$42 para el primer semestre del 2021. Esta estimación se encuentra de acuerdo con los contratos futuros negociados en la bolsa NYMEX.

La capacidad de producción del Ecuador es aproximadamente 545 mil barriles de petróleo diarios por lo que en el escenario ideal se contrataría una opción sobre futuros PUT para la producción de 98.1 millones de barriles para el primer semestre del siguiente año.

Tabla 15: Resumen contrato opciones sobre futuro 2021

Cantidad de barriles	96.9 millones
Cantidad de contratos	96,900
Costo de Prima	\$3.70
Precio strike	\$42
Precio spot (aproximado)	\$42.79

En este escenario se propone un precio strike de USD\$42, ya que se espera que los precios incrementen para el siguiente año. El costo de la prima para este escenario es de \$3.70

Escenario para el segundo semestre del 2021

Las tormentas de nieve que están afectando desde mediados de febrero del 2021 a EEUU, han provocado un colapso de su red de energía, dada las bajas temperaturas inusuales en la región. Este hecho conllevó a una afectación en el suministro petrolero mundial, incrementado su demanda y afectando el abastecimiento mundial.

A causa de esta situación, el Banco de Inversión Goldman Sachs calcula que el crudo Brent llegará a 75 dólares por barril, frente a una previsión anterior de 65 dólares para el tercer trimestre del 2021.

El banco de inversión estima que la demanda mundial de petróleo alcance los 100 millones de barriles diarios (bpd) a finales de julio de este año, frente a su expectativa anterior que esperaba dicha demanda para el mes de agosto.

A continuación, en el gráfico No. 9 se detalla el precio de mercado de los contratos futuros petroleros a partir de abril del 2021:

Gráfico 9: Precios de futuro del petróleo para 2021: Datos a marzo 2021

MONTH	OPTIONS	CHARTS	LAST	CHANGE	PRIO SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
APR 2021			59.63	-0.12	59.75	59.55	59.79	59.24	16,805	19:40:22 CT 02 Mar 2021
MAY 2021			59.46	-0.11	59.57	59.40	59.53	59.00	3,589	19:45:19 CT 02 Mar 2021
JUN 2021			59.09	-0.08	59.17	58.98	59.13	58.69	9,030	19:44:58 CT 02 Mar 2021
JUL 2021			58.57	-0.08	58.65	58.43	58.63	58.21	914	19:44:13 CT 02 Mar 2021
AUG 2021			57.93	-0.15	58.08	57.96	57.97	57.68	783	19:42:45 CT 02 Mar 2021
SEP 2021			57.48	-0.03	57.51	57.13	57.48	57.11	648	19:42:06 CT 02 Mar 2021
OCT 2021			56.81	-0.16	56.97	56.68	56.81	56.68	198	19:24:31 CT 02 Mar 2021
NOV 2021			56.42	-0.07	56.49	56.39	56.46	56.09	113	19:42:06 CT 02 Mar 2021
DEC 2021			55.99	-0.07	56.06	55.94	56.05	55.62	1,314	19:45:11 CT 02 Mar 2021
JAN 2022			55.31	-0.34	55.65	55.33	55.55	55.29	71	19:14:07 CT 02 Mar 2021
FEB 2022			-	-	55.29	-	-	-	16	19:38:07 CT 02 Mar 2021
MAR 2022			54.64	-0.31	54.95	54.61	54.64	54.61	44	19:08:49 CT 02 Mar 2021
APR 2022			-	-	54.64	-	-	-	8	18:23:54 CT 02 Mar 2021

Fuente: NYMEX (CME Group)

A inicios del 2021 se esperaba un crecimiento moderado para los precios del petróleo, sin embargo, por efecto de las condiciones climáticas en EE. UU. que no fueron previstas, provocaron una recuperación más agresiva de los precios del petróleo y de acuerdo con estimaciones de organismos especializados los precios oscilarían en el rango entre \$60 y \$70.

Tabla 16: Resumen contrato opciones sobre futuro II semestre 2021

Cantidad de barriles	96.9 millones
Cantidad de contratos	96,900
Costo de Prima	\$2.89
Precio strike	\$55
Precio spot (aproximado)	\$59

Calculo escenario de producción no comprometida para el 2021

Para la simulación de los resultados para este ejercicio, se tomó en consideración la producción petrolera no comprometida para el primer semestre del 2021.

Para dicha cobertura se consideró los siguientes supuestos:

- Precio strike de USD\$42 para el primer semestre. (Ver gráfico 9)
- Precio strike de USD\$55 para el segundo semestre. (Ver gráfico 10).
- El costo de la prima es de USD\$3.70 por barril para el primer semestre y \$2.89 para el segundo semestre.
- Cantidad de barriles no comprometidos son similares a las ventas en el 2020, debido que en el corto plazo no existen inversiones realizadas por el Estados o concesiones a privados que permitan incrementar la producción petrolera.

Tabla 17: Costo de operación escenario 5

Barriles	Cantidad de contratos	Prima	Costo por contrato	Costo total operación	Porcentaje del PGE del año
8,640,000	8,640	3.70	3,700.00	31,968,000	0.100%
8,640,000	8,640	2.89	2,890.00	24,969,600	0.078%
17,280,000	17,280		6,590.00	56,937,600	0.178%

Elaborado por: Los autores

El costo total de la operación por asegurar 17,280,000 barriles de petróleo suman el importe de USD\$56,937,600 que corresponde a 17,280 contratos.

Calculo escenario de producción total para el 2021

Se asume que la cantidad de barriles totales que se van a vender mediante esta política será de 193,820,000. Tanto el precio strike como el costo de la prima será similar al escenario anterior.

Tabla 18: Costo de operación escenario 6

Barriles	Cantidad de contratos	Prima	Costo por contrato	Costo total operación	Porcentaje del PGE del año
96,910,000	96,910	3.70	3,700.00	358,567,000	1.12%
96,910,000	96,910	2.89	2,890.00	280,069,900	0.87%
193,820,000	193,820		6,590.00	638,636,900	1.99%

Elaborado por: Los autores

El costo total de la operación por asegurar 193,820,000 barriles de petróleo suman el importe de USD\$638,636,900 que corresponde a 193,820 contratos.

Capítulo V: Resultados y conclusiones sobre la estrategia propuesta

5.1 Conclusiones

El objetivo principal de este trabajo de investigación fue el de diseñar la aplicación de una cobertura contra el riesgo de cambio del precio del petróleo y aplicarlo al Ecuador. Este objetivo nació en primer lugar debido a la alta dependencia que tiene el Ecuador con la comercialización del petróleo que, a su vez es volátil y difícil de pronosticar, trayendo graves consecuencias a la economía ecuatoriana.

Para el caso particular de Ecuador, el petróleo es muy importante pues es la segunda fuente de ingresos del país. Gracias a los ingresos petroleros se puede cumplir con el Presupuesto General del Estado, así como cumplir con la balanza de pagos, inversión pública para distintos proyectos de desarrollo y aportar con un alza en la tasa de crecimiento para la economía.

Los instrumentos de cobertura se asemejan a un seguro que permite cubrirse contra eventos no deseados, para el caso particular de este proyecto, asegurar recibir un monto ante la caída de los precios petroleros para un pequeño país exportador. Este mecanismo está basado en los precios futuros de un determinado bien y sirve para prevenir pérdidas por caídas en los precios. Su valor depende directamente del activo subyacente y se pueden negociar en mercados organizados y en mercados no organizados.

La solución que se ha propuesto en este proyecto es la utilización de opciones de venta sobre futuros de petróleo para que, en el caso de una caída como la del 2020, el Ecuador no se vea afectado nuevamente. Cabe indicar que, no siempre va a ser necesaria la ejecución de las opciones.

Se recrearon 6 escenarios posibles para los años 2019 – 2020 - 2021 con la producción total de barriles y con la producción no comprometida como ventas anticipadas. Se demostró que en el año 2020 se dejó de percibir el importe de USD\$1,946 millones,

debido a la caída abrupta en los precios del petróleo durante el 2020. Esto como consecuencia de no mantener un seguro o cobertura contra la caída de los precios del petróleo.

En el año 2019 el escenario fue distinto, no fue necesaria la ejecución de la opción porque el precio promedio de exportación fue mayor al presupuestado. El precio para el cual se calculó el Presupuesto General del Estado fue de USD\$50.05, sin embargo, el precio promedio de exportación del año fue de USD\$55.16. En este caso particular no se ejecuta la opción.

Al momento de firmar un contrato sobre futuros la pérdida máxima que se tendrá es el valor de la prima en el caso de que no se ejecute la opción, producto de los resultados planteados de cada escenario, el valor representaría dentro de un rango del 0.02% al 2% de acuerdo con la cantidad asegurada para cada año. Siendo un costo mínimo en el que se incurre frente a proteger el presupuesto del país. Mediante esta alternativa se logrará proteger al país de posibles colapsos en sus finanzas públicas.

Ecuador continúa siendo dependiente de la venta y exportación petrolera y es por este motivo que es fundamental asegurar el precio de venta de este commodity, y controlar los déficits que se presentan anualmente en el Presupuesto, y así evitar las contrataciones de deuda en condiciones no favorables como son los préstamos de China con tasas altas y atados a ventas petroleras con castigos sobre el precio.

5.2 Recomendaciones

Para un proyecto tan interesante como este, se recomienda estudiar la utilización de estrategias de coberturas con derivados sintéticos que permitan utilizar la opción óptima para maximizar los beneficios para el país.

Se debe establecer una política de comercialización de petróleo, en dónde se definan en qué porcentajes de la producción nacional pueda ser comercializados mediante la utilización de opciones sobre futuros petroleros, comercialización mediante ventas spot, comercialización mediante contratos a mediano plazo. La diversificación es fundamental

para tener una cartera con bajo riesgo sin tener que sacrificar la rentabilidad que se pueda obtener.

A criterio de los autores, sería una buena práctica que la comercialización anual pueda ser diversificada mediante el uso de opciones de ventas sobre futuros, ventas spot, ventas a mediano y largo plazo, realizando un estudio para escoger la combinación más óptima.

Se debe realizar el estudio recreando un nuevo escenario en dónde también se tome en cuenta la producción comprometida para ventas internas, ya que ésta tampoco podrá ser utilizada para la venta con contratos de futuros.

Esta política de comercialización debe tomarse en conjunto con otras medidas que adoptan prácticas internacionales como el establecimiento de un Fondo de Estabilización de Precios de Petróleo, que consiste en crear un Fideicomiso que administre los ingresos excedentes en la comercialización de petróleo frente al Presupuesto.

A continuación, indicamos reglas mínimas que deberá implementar este Fondo de Estabilización a criterio de los autores:

- Los recursos del este Fondo se deberán utilizar para compensar la disminución de los ingresos públicos por una baja en los precios del petróleo o cualquier otra disminución de ingresos del Estado.
- Los gastos de contratación de la cobertura e instrumentos financieros deben ser con cargo a este Fondo y así evitar que salgan de los recursos del Presupuesto General del Estado.
- Los ingresos de este Fondo estarán conformados por el valor excedente entre el valor asegurado y el precio incluido en el Presupuesto General del Estado.
- Está prohibida la utilización de estos recursos para otros fines que no sean los antes expuestos por lo que deberán ser manejados de manera independiente a la Cuenta Única del Tesoro Nacional.

Se recomienda agregar a esta investigación un estudio de la implementación de un fondo de estabilización que permita medir el efecto en el gasto fiscal ante cambios en los ingresos provenientes de las exportaciones de commodities.

Bibliografía

- Andrade, F. (2016). *Dependencia del presupuesto general del estado ecuatoriano en los ingresos petroleros. Análisis y alternativas.*
- Banco Central del Ecuador. (2020). *Evolución de la Balanza Comercial Enero - Diciembre 2019.*
- Bernanke, B., Gertler, M., & Watson, M. (2004). Oil shocks and aggregate macroeconomic behavior. The role of monetary policy. *Journal of Money, Credit and Banking*, 36(2), 287-291.
- Bloomberg. (2020). Obtenido de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-12-02/while-opeclights-mexico-wins-over-2-billion-with-oil-hedge>
- British Petroleum. (2020). *Statistical Review of World Energy.*
- Burbidge, J., & Harrison, A. (1984). Testing for the effects of oil-price rises using vector autoregressions. *International Economic Review*, 25(2), 459-484.
- Carruth, A., Hooker, M., & Oswald, A. (1998). Unemployment equilibria and input prices: Theory and evidence from the united states. *Review of Economics and Statistics*, 4(4), 621-628.
- Claessens, S., & Varangis, P. (1991). *Hedging crude oil imports in developing countries.* World Bank Policy Research Working Paper No 755.
- CME Group. (2011). *Guía de Futuros para los Operadores.*
- Daniel, J. (2001). *Hedging government oil price risk.* (IMF Working Papers No. 01/185). International Monetary Fund.
- Darby, M. R. (1982). The price of oil and world inflation and recession. *American Economic Review*, 72(4), 738-751.
- Davis, J., Ossowski, R., Daniel, J., & Barnett, S. (s.f.). Oil funds: Problems posing as solutions? *Finance and Development*, 38(4).
- Deaton, A. (1999). Commodity Prices and Growth in Africa. *The Journal of Economic Perspectives*, 13(3), 23-40.
- Deaton, A., & Miller, R. (1995). *International Commodity Prices, Macroeconomic Performance, and Politics in Sub-Saharan Africa.* International Finance Section, Dept. of Economics, Princeton University Princeton, NJ.
- Dehn, J. (2000). *The Effects on Growth of Commodity Price Uncertainty and Shocks.* World Bank Policy Research Working Paper No 2455.
- El Universo. (12 de Abril de 2020). Obtenido de <https://www.eluniverso.com/noticias/2020/04/12/nota/7812168/paises-productores-petroleo-acuerdan-forma-unanime-historico>
- EP Petroecuador. (2012). *40 Años Construyendo el desarrollo del país.*
- EP Petroecuador. (2020). Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=6944>

- FIRA. (2011). *Mercado de Futuros y Opciones*.
- Foro Economía Ecuador. (2015). *Los booms petroleros: ¿Qué cambió en los últimos 40 años?*
- García Albán, F., González Astudillo, M., & Vera Albán, C. (2020). *Good Luck or Good Policy? An Analysis of the Effects of Oil Revenue and Fiscal Policy Shocks: The Case of Ecuador*. MPRA Paper No. 102592.
- Grace, S., & Place, J. (2003). *Derivados financieros*.
- Hamilton, J., & Herrera, A. (2004). *Oil shocks and aggregate macroeconomic behavior: The role of monetary policy*. *Journal of Money, Credit & Banking*, 36(2), 265-287.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2014). *Metodología de la Investigación*.
- Ilahi, N., & Shabsigh, G. (2007). *Looking beyond the fiscal: Do oil funds bring macroeconomic stability?*. (IMF Working Papers No. 07/96). International Monetary Fund.
- Instituto Belisario Domínguez. (2017). *Las coberturas petroleras como medio de protección para las finanzas públicas*.
- International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank. (2020). *Global Economic Prospects*.
- Jimenez-Rodríguez, R., & Sánchez, M. (2005). Oil price shocks and real GDP growth: empirical evidence for some OECD countries. *Applied Economics*, 37(2), 201–228.
- Kozikowski, Z. (2013). *Finanzas Internacionales*.
- Mork, K. (1989). Oil and the macroeconomy when prices go up and down: An extension of hamilton's results. *Journal of Political Economy*, 97(3), 740-744.
- Mork, K., Olsen, O., & Mysen, H. (1994). Macroeconomic Responses to Oil Price Increases and Decreases in Seven OECD Countries. *The Energy Journal*, 15(4), 19–35.
- Primicias. (2020). Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/produccion-petrolera-ecuador-cae-375-mayo/>
- Puyana Mutis, A. (2015). *La economía petrolera en un mercado politizado y global. México y Colombia*.
- Rasche, R., & Tatom, J. (1977). Energy resources and potential gnp. Federal Reserve Bank of St. Louis Review. 59(6), 10-24.
- Rotemberg, J., & Woodford, M. (1996). Imperfect competition and the effects of energy prices increases on economy activity. *Journal of Money, Credit & Banking*, 28(4).
- Venegas Martínez, F. (2008). *Riesgos financieros y económicos. Productos derivados y decisiones económicas bajo incertidumbre*.

Anexos:

Modelo de Valuación de Opciones: Black & Scholes

En 1973 Fisher Black y Myron Scholes publicaron un modelo de valuación de opciones, conocido como BSOPM por sus siglas en inglés. Fue el adelanto más importante de la economía financiera del siglo pasado.

Con estas variables se define la fórmula para determinar el valor de una Opción según su naturaleza, C para el caso de una Call y P si estamos tratando de una Opción Put.

. La fórmula es la siguiente:

$$C_0 = S_0 * N(d_1) - K * e^{-rT} * N(d_2)$$

$$P_0 = K * e^{-rT} * N(-d_2) - S_0 * N(-d_1)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{K}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right) * T}{\sigma \sqrt{T}}, \quad d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{T}$$

Donde: S_0 = precio del activo subyacente (acción)

K = precio de ejercicio

r = tasa de interés libre de riesgo

σ = desviación estándar de los rendimientos del activo subyacente

T = número de años hasta el vencimiento (fracción)

$N(.)$ = valor de la función de distribución normal estándar acumulativa

Si la probabilidad de expiración en el dinero es cercana a cero, la opción no vale nada. Si existe la certeza de que la opción expirará en el dinero, el valor de la opción es simplemente su valor intrínseco.

Los supuestos hechos por Black y Scholes cuando derivaron su fórmula de valoración de opciones fueron los siguientes:

1. El comportamiento de los cambios porcentuales del precio de las acciones corresponde a una distribución normal.
2. No hay costos de transacción o impuestos. Todos los activos financieros son perfectamente divisibles.
3. No hay dividendos sobre las acciones durante la vida de la opción.
4. No hay oportunidades de arbitraje libres de riesgo.
5. La negociación de valores financieros es continua.

6. Los inversores pueden prestar o pedir prestado a la misma tasa de interés libre de riesgo.
7. La tasa de interés libre

Caso de adopción de coberturas petroleras por parte de México

De acuerdo con una publicación de prensa por el portal web Bloomberg, México cobrará su póliza de seguro de precio del petróleo en este año, la misma ha sido ejercida por cuarta vez en los últimos veinte años, recibiendo un pago de alrededor de \$ 2.5 mil millones de su cobertura de petróleo soberano de 2020. (Bloomberg, 2020)

Durante las últimas dos décadas, México ha asegurado sus ingresos petroleros a través de contratos de opciones que compra a un pequeño grupo de bancos de inversión y compañías petroleras en lo que se considera el acuerdo petrolero anual más grande y mejor protegido de Wall Street. Las contrapartes de México en el acuerdo han incluido en el pasado bancos como Goldman Sachs Group Inc. y JPMorgan Chase & Co., así como las unidades comerciales internas de grandes compañías petroleras como Royal Dutch Shell Plc y BP Plc. (Bloomberg, 2020)

Gracias a esta política petrolera, México abandonó el acuerdo OPEP + al proteger al país de la agitación del mercado petrolero. Este pacto de la OPEP+ y otras naciones petroleras incluyendo los EEUU, acordaron reducir la oferta mundial de petróleo en 10 millones de barriles por día hasta julio, luego 8 millones hasta fin de año y 6 millones durante 16 meses a partir de 2021. La cuota de reducción para México fue de 400 mil barriles por día, sin embargo, el gobierno mexicano consideraba excesivo el esfuerzo y acordó reducir solo 100 mil barriles por día.

La cobertura se ejecuta anualmente desde el 1 de diciembre hasta el 30 de noviembre, lo que activa el mecanismo de pago.

México garantizó su presupuesto con un precio del petróleo de 49 dólares el barril para 2020 a través de una combinación de su cobertura petrolera y el uso de un fondo de estabilización de ingresos presupuestarios. Tradicionalmente, el fondo de estabilización cubre un par de dólares del precio, y el resto se cubre mediante un trato masivo de derivados con varios bancos de Wall Street. Suponiendo que México cubrió alrededor de \$ 45 - \$ 47 por barril, y que obtuvo un volumen similar al de años anteriores, podría recibir un pago de más de \$ 2 mil millones. (Bloomberg, 2020)

Ese pago no tiene en cuenta el costo de adquirir la cobertura, que tampoco se ha revelado, pero que en años anteriores alcanzó alrededor de mil millones de dólares. Un grupo de personas con conocimiento del tema indicaron que la cobertura pagaría alrededor de \$ 2.5 mil millones. (Bloomberg, 2020)

La canasta de referencia del petróleo mexicano promedió solo \$ 12 el barril en abril durante los días más oscuros de la pandemia de coronavirus. Desde entonces, se ha recuperado para cotizar por encima de los 40 dólares el barril hasta finales de noviembre. (Bloomberg, 2020)

La cobertura ha protegido a México en todas las recesiones durante los últimos 20 años: el país ganó \$ 5,1 mil millones cuando los precios se desplomaron en 2009 durante la crisis financiera mundial, y recibió \$ 6,4 mil millones en 2015, más otros \$ 2,7 mil millones en 2016 después de que Arabia Saudita provocó una caída en los precios luego de incrementar su oferta con el fin de desincentivar la producción de petróleo de esquistos que estaban al alza en EEUU. (Bloomberg, 2020)

Aunque México reveló detalles de su cobertura en el pasado, desde 2018 ha mantenido en secreto los datos más sensibles, incluido el precio de ejercicio exacto de las opciones de venta y el volumen cubierto. Además de su programa soberano, que es administrado por el Ministerio de Finanzas del país y ejecutado por el banco central, la compañía petrolera estatal Petróleos Mexicanos también administra una cobertura petrolera mucho más pequeña. (Bloomberg, 2020)