



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ECONOMÍA ♦ DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

PROGRAMA ÚNICO DE ESPECIALIZACIONES EN ECONOMÍA

*Coberturas y la dependencia de los ingresos
petroleros: 2001-2017*

ENSAYO

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
Especialista en Economía Monetaria y Financiera

PRESENTA:
Vania Díaz Ramírez

TUTOR:
Dr. Javier Galán Figueroa

Ciudad de México, MAYO DE 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Resumen

Este ensayo examina las coberturas petroleras contratadas por el gobierno federal de 2001 a 2017. Se consideró la dependencia del gobierno a los ingresos petroleros como la causa principal que ha perpetuado la contratación de las coberturas. En el caso mexicano, se realizó un análisis del costo total cubierto, volumen contratado, costo de la prima y fechas de las negociaciones. En el último capítulo se estimó un modelo ARCH y sus variantes GARCH, EGARCH y TARARCH para modelar la varianza condicional. Al final se hizo una comparación de la varianza condicional estimada y el costo de la prima.

Palabras clave: coberturas petroleras, opciones, ingresos petroleros, modelos ARCH, GARCH, EGARCH y TARARCH

Abstract

This study reviews the oil options contracted by the Federal Government from 2001 to 2017. The Government's dependence on oil revenues was considered the main reason that has perpetuated the hiring of the hedging options. In the Mexican case, it was performed an analysis of the total cost of the hedged, oil volume contracted, cost of the premium and dates of negotiation. In the last chapter an ARCH model and its GARCH, EGARCH and TARARCH variants were estimated to model the conditional variance. At the end, a comparison was made of the estimated conditional variance and the cost of the Premium.

Key words: hedging oil options, options, oil revenue, ARCH, GARCH, EGARCH and TARARCH models

Coberturas y la dependencia de los ingresos petroleros: 2001-2017

INTRODUCCIÓN.....	4
I. MERCADO DE LAS COBERTURAS	5
A) DETERMINANTES DEL PRECIO DEL PETRÓLEO.....	5
B) MERCADO DE FUTUROS	14
C) OPCIONES.....	22
II. COBERTURAS PETROLERAS	29
A) ANTECEDENTES.....	29
B) ¿OBLIGACIÓN O UN SEGURO?	38
C) CASO MEXICANO.....	44
III. ANÁLISIS EMPÍRICO	53
A) DESCOMPOSICIÓN $X(T)$	58
B) ARIMA	62
C) ARCH \rightarrow TARCH	66
CONCLUSIONES.....	74
BIBLIOGRAFÍA.....	76
ANEXOS	81

Introducción

En el año 2000 el gobierno federal emprendió una estrategia de compra de coberturas petroleras como medida de protección de las finanzas públicas contra la volatilidad del precio del petróleo. A partir de las bonanzas petroleras, reservas descubiertas en la década de los setenta, la economía mexicana aumentó gradualmente su dependencia a los ingresos petroleros.

La petrolización de las finanzas públicas se convirtió en un riesgo debido a la alta volatilidad del precio del crudo. Después de varias crisis vinculadas a esta inestabilidad, nace la propuesta de buscar protección financiera a través de instrumentos derivados como lo son las opciones tipo Put.

La primera parte de este ensayo describe los elementos que intervienen en la determinación del precio del petróleo, así como la explicación del funcionamiento de las opciones como instrumentos financieros.

La segunda parte explica los antecedentes que llevaron al país a optar por la compra de coberturas petroleras y el proceso que se llevó a cabo para su implementación. En esta sección se cuestiona si la prioridad de asegurar los ingresos petroleros se ha convertido en una obligación. Finalmente se presenta un balance del costo total de las coberturas así como los ingresos derivados de ejercer las opciones durante el periodo de 2001 a 2017.

Puesto que la volatilidad del precio del petróleo no es constante a través del tiempo, en el último capítulo se estima un modelo ARCH con sus variantes: GARCH, EGARCH y TARARCH para modelar la varianza condicional.

I. Mercado de las Coberturas

Esta sección se divide en tres tópicos. Se inicia con los elementos que intervienen en la determinación del precio del petróleo. Posteriormente se describe el funcionamiento del mercado de futuros. La última sección introduce el concepto y mecanismo de las opciones. Las opciones son los instrumentos que utiliza el gobierno como cobertura contra la volatilidad del precio del petróleo.

a) Determinantes del precio del petróleo

El comportamiento del precio del petróleo afecta las decisiones presentes y futuras de los productores y compradores de petróleo, por esta razón es importante revisar los componentes que influyen en su determinación. A continuación se mencionan los más relevantes:

Calidad del crudo, características físicas y químicas.

Una de las clasificaciones del petróleo más conocidas es el grado API (American Petroleum Institute) que mide el grado de densidad del crudo. La densidad se mide comparando el peso del combustible con el peso del agua a una temperatura específica de 60°F (15.56°C)¹. Entre mayor sea el grado API el crudo es más liviano. Esto se traduce en un precio más alto ya que facilita su refinación y puede ser utilizado en derivados como la gasolina. De acuerdo a su densidad el petróleo se clasifica en cuatro categorías: liviano, mediano, pesado y extra pesado.

¹ De la Cruz Amador, E.G: op.cit. pág.9

Cuadro 1 - Tipos de petróleo crudo en función de su densidad

Crudo	Densidad (g/cm³)	Densidad Grados API
Extra-pesado	> 1.0	10.0
Pesado	1.0-0.92	10-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Súper-ligero	< 0.83	> 39

Fuente: De la Cruz Amador, E. G. *Análisis de las propiedades de calidad de un crudo*, Tesina licenciatura, Universidad Autónoma del Estado de México, Toluca de Lerdo, 2016, p9

Otra característica importante del crudo referente a su calidad es la cantidad de azufre que contiene. Un alto contenido de azufre eleva el costo del crudo ya que para eliminarlo requiere procesos adicionales y provoca mayor contaminación durante la combustión. Por el contenido de azufre (S) el crudo se clasifica en²: dulce (sweet), contenido de azufre inferior a 0.50% y agrio (sour), contenido de azufre superior a 0.50%.

Disponibilidad del petróleo (reservas)

Las reservas probadas son el factor más importante en la determinación del precio del petróleo. Para garantizar la producción y abastecimiento futuros es necesario restituir lo que se produce con descubrimientos de reservas. Es decir, adquirir nuevas reservas en la misma proporción que la producción. Las reservas pueden incrementarse con el descubrimiento de nuevos yacimientos, los cuales requerirán implementación de infraestructura para su extracción y transporte, esto es desarrollo de la capacidad productiva.

² *Ibidem*, pág. 8

Las reservas se clasifican en probadas y no probadas acorde a la certidumbre de su recuperación. Se consideran probadas cuando cuentan con infraestructura que garantiza su comercialización o cuando existe un proyecto de desarrollo en marcha³.

Las reservas dependen de las decisiones de inversión de las empresas productora. Se requiere inversión tanto para la exploración como para desarrollar la capacidad productiva. Para incentivar la inversión en el sector petrolero es necesario que los precios por barril sean lo suficientemente altos de tal manera que superen los costos de producción y que la expectativa de las tasas de interés sea bajas y/o estables. Como ambos factores son volátiles, el riesgo de recuperación es alto. De estos dos elementos: inversión y reservas, depende la producción sostenible las empresas.

A nivel macro o agregado el volumen de reservas de igual manera repercute en el nivel de precios. En 1973 se dio la primera crisis del petróleo a raíz de la guerra entre Egipto e Israel. Los árabes se unieron con Egipto mientras que Estados Unidos apoyo a Israel. Como represalia y arma económica Arabia Saudita prohibió embarques de petróleo a EEUU y la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) disminuyó en 25% su producción. Estas medidas provocaron una interrupción abrupta de petróleo en EUU y con esto una crisis en toda la economía. La mayoría de los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) se vieron afectados por los recortes de producción de la OPEP. La OCDE creó en 1974 la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en

³ Pemex Exploración y Producción, *Evaluación de reservas de hidrocarburos 1 de enero de 2016*, [en línea] 2016, pág 14-15, Disponible en: <http://www.pemex.com/>

inglés) con el objetivo de emprender medidas colectivas frente a futuras interrupciones en el suministro de petróleo⁴. Aunque la agencia ha evolucionado y ha expandido sus objetivos, aún mantiene entre sus prioridades la seguridad energética, que es “la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio razonable”⁵.

Para que la seguridad energética se satisfaga se consideran importantes las reservas a largo y corto plazo. En el corto plazo, los países miembros de la IEA deben contar con un inventario de petróleo equivalente a 90 días de importaciones netas. En el largo plazo se enfatiza la reducción de la dependencia del petróleo mediante energías sustitutas. De igual manera, se busca aumentar las reservas de los países que no pertenecen a la OPEP para diversificar y debilitar el poder de aquellos pocos países que concentran la mayor parte de las reservas probadas a nivel mundial.

Oferta y Demanda

El mercado petrolero no es un mercado competitivo, por lo que no existe como tal un precio de equilibrio determinado por la oferta y demanda. A su vez, los precios influyen las decisiones de inversión de largo plazo, no así, el nivel de producción ya que este se determina con anticipación según los requerimientos de ingreso de las empresas y su capacidad productiva⁶. Es por esto que una baja de los precios no repercute en la producción de corto plazo.

⁴ International Energy Agency [en línea], *Our Mission* Disponible en: <https://www.iea.org/>

⁵ Ídem

⁶ Puyana Mutis, A *La economía petrolera en un mercado politizado y global. México y Colombia*, 1ª ed. México: FLACSO-México, pág 68-69, 2015.

Aunque no se comporte como un mercado competitivo, existe una compleja interrelación entre la oferta y demanda. En el cuadro 2 se mencionan los principales factores que inciden en ambos componentes.

Cuadro 2 – Principales factores que influyen en la oferta y demanda del petróleo

Oferta	Demanda
Acervo de reservas probadas y su evolución	Dinámica y cambios estructurales de la economía
Oferta de sustitutos de energía	Crecimiento económico
Expectativa de crecimiento de la demanda doméstica de petróleo de los productores más importantes	Crecimiento y cambios demográficos
Preferencia por el cambio de hidrocarburos por fuentes alternativas	Precios internacionales de los combustibles fósiles
Decisiones de inversión para mantener la vida útil de las reservas probadas	Avances tecnológicos en el uso de energía en los distintos sectores económicos (industrial, transporte o residencial)
Capacidad productiva instalada	

Fuente: elaboración propia con base en: Puyana Mutis, A., op.cit. pág. 61 y 103

Todos los sectores de la economía requieren energía. Aunque se han incorporado fuentes alternas aún existe una fuerte dependencia de energía fósil en el mundo debido principalmente al alto consumo de gasolina en el sector transporte.

Principales mezclas de referencia

Las principales mezclas sirven de referencia para determinar los precios a nivel mundial como son: la mezcla Brent del Reino Unido, el crudo West Texas Intermediate (WTI) de Estados Unidos y el crudo Fateh de Dubai. Su influencia se deriva del volumen de ventas y contratos a futuros pactados en los mercados donde cotizan.

Cuadro 3 – Crudos de referencia

Benchmark	Zona de referencia	°API	Azufre (%en peso)
WTI	Estados Unidos	39.6	0.24
Brent Blend	Union Europea	38.3	0.37
Dubai	Asia-pacífico	31	2.04

Fuente: De la Cruz Amador, E; op.cit. pág. 10

- WTI: Es el precio de referencia utilizado para la mezcla mexicana. Cotiza en New York Mercantile Exchange (NYMEX). Crudo muy ligero y dulce ideal para la fabricación de gasolina⁷.
- Mezcla Brent: Precio de referencia en el mercado europeo. Es la mezcla de diferentes campos petroleros en el Mar del Norte y se utiliza mayormente en la producción de combustibles como gasolina y diésel. Es ligero y dulce aunque de menor calidad que el WTI. Cotiza en el International Petroleum Exchange (Londres) y a diferencia del WTI, los contratos de futuros no exigen la entrega del subyacente. Es el “benchmark” más utilizado, cerca del 60% del petróleo que se comercializa en el mundo tiene un precio diferencial de esta mezcla⁸.

⁷ De la Cruz Amador, E; op.cit. pág. 2 y 10

⁸ The Ice.com *ICE Crude & Refined Oil Products* [en línea] pág 1 Disponible en: <https://www.theice.com/>

- Dubai: Es el precio de referencia del crudo del golfo pérsico y su principal mercado es el asiático. Es pesado y ácido en relación al contenido de azufre por lo que se puede considerar de baja calidad y su precio es menor en comparación al Brent y WTI. Esta mezcla sólo permite entregas físicas⁹.

OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo fue fundada en 1960 por 5 países: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. Posteriormente se unieron Qatar, Indonesia, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Nigeria, Ecuador, Gabón, Angola, Guinea Ecuatorial y Congo. Actualmente cuenta con 14 miembros. Qatar salió en enero de 2019 e Indonesia en noviembre de 2016. El poder de mercado de la OPEP recae en nivel de producción y reservas con que cuenta. A finales de 2017 sus reservas representaban el 71.8% del total a nivel mundial. De igual manera su nivel de producción representaba el 42.7% de la producción mundial. Las decisiones que toman respecto al nivel de producción afecta las variables económicas de todo el mundo. En la guerra de 1973 entre Egipto e Israel, la OPEP disminuyó su producción en un 25%. De igual manera, Arabia Saudita prohibió los embarques de petróleo a Estados Unidos. La OPEP utilizó el petróleo como un “arma económica” en contra de sus enemigos. Derivado de este evento, nació la Agencia Internacional de Energía que entre sus objetivos primordiales es evitar que una situación similar vuelva a suceder. Sin lugar a duda, tanto el nivel de producción como los precios de referencia que establece la OPEP afectan al mercado mundial del petróleo.

⁹ Platts *The Structure of Global Oil Markets*, [en línea] McGraw-Hill Platts, Junio 2010 pág.2. Disponible en: <https://www.platts.com/>

Mercado presente (spot) y de futuros (a plazo)

Platts estima que cerca del 90-95% de la producción del crudo se venden en el mercado de entrega a futuro, es decir, contratos a plazo. Las negociaciones de los contratos a plazo son generalmente en bloques semestrales, mensuales o trimestrales. El remanente, 5-10% se negocia en el mercado spot (presente) y por ser una cantidad en la que su precio no está determinado de antemano este mercado se rige por la oferta y demanda. El mercado spot representa los excedentes que los productores no han comprometido en sus ventas, y compradores que igualmente sobreestimaron su demanda y venden parte de sus excedentes¹⁰. El volumen de ventas de contratos a largo plazo es muy grande en la industria, sin embargo la parte marginal es la responsable de definir el precio por oferta y demanda. Aun cuando el precio spot es el que se utiliza para determinar los precios en la industria¹¹, la interrelación de ambos mercados es complementaria. Muchos agentes utilizan el precio futuro como referencia para determinar el precio presente. En el caso de México, se toma en cuenta tanto precios históricos como precios futuros.

En las entregas físicas de petróleo, existe una modalidad de “precio flotante” independiente del mercado en el que se haya negociado el contrato, ya sea a plazo o spot, ya que minimiza el riesgo de mercado debido a fluctuaciones en el precio. Los precios flotantes se ligan al precio spot y es el efectivamente cobrado el día que la carga de crudo es entregada, esto les proporciona flexibilidad y reducción de riesgo a ambas partes.

¹⁰ Ídem

¹¹ Ibídem pág 4

Ambos mercados cuentan con diferentes funciones en la industria petrolera, las cuales se observan en el cuadro 4:

Cuadro 4 – Funciones del mercado spot y mercado de futuros en la industria petrolera

Mercado Spot Petróleo líquido	Mercado de futuros Petróleo de papel
<p>Proporcionar información a la industria sobre el petróleo y sus derivados. Información que proporciona el precio derivado de la oferta y la demanda. Indican el dinamismo de un mercado, si es flexible (grado de ajuste de la oferta) o tenso.</p>	<p>Protección empresarial contra riesgos. Pronosticar y controlar las operaciones financieras de una empresa mejor conocida como la administración de riesgos.</p>
<p>Permitir que los participantes transfieran o compartan el riesgo de mercado. A diferencia de los contratos de plazo donde los precios son rígidos, en este mercado ambas partes comparten el riesgo de mercado.</p>	<p>Asegurar el beneficio de las transacciones de presentes. El precio es menor en el mercado spot derivado de las primas de riesgo.</p>
<p>Canal de comercio alternativo para el petróleo. La capacidad u oferta excedente en la industria. En el pasado se creía que era importante asegurar el abastecimiento con los contratos a plazo, porque no había suficiente petróleo disponible en el mercado. Esta situación ha cambiado y ahora el mercado de presentes es relevante tanto para fijar precios como una fuente de abasto segura</p>	<p>Los precios de Futuros se utilizan como un precio de referencia en complejas fórmulas de comercialización basadas en las transacciones físicas. Los negociantes revisan los precios de futuros antes de realizar transacciones en el mercado spot.</p>

Fuente: elaboración propia con base en: Almeida Garza Galindo, A. *Determinación del precio del petróleo: opciones para México*. 1ª ed. México: Fondo de Cultura Económica, 1994, pág. 135-136.

b) Mercado de Futuros

En el mercado de derivados se pueden encontrar diferentes instrumentos financieros, los más comunes son: forwards, futuros, opciones y swaps. En este apartado se explicará el funcionamiento de los futuros y forwards así como su relación con el mercado petrolero.

Futuros y forwards

Los futuros y forwards son contratos en los que dos partes se comprometen a entregar cierta cantidad de un activo específico a un precio establecido en una fecha futura.¹² Este compromiso se entiende como una obligación de comprar o vender el activo en el futuro. Las condiciones de los contratos difieren dependiendo del mercado en el cual fueron pactados.

Los futuros se pactan en mercados organizados como son las bolsas de valores en el mundo. De igual manera las condiciones están predeterminadas como lo son la clase de activos, la cantidad de activo o tamaño del contrato y el lugar y fechas de entrega. En este mercado existe una cámara de compensación en la que se realizan liquidaciones diarias de las ganancias o pérdidas de tal manera que no existe riesgo de crédito.

Los forwards se contratan entre particulares ya sea directamente o a través de medios telefónicos o electrónicos. Este tipo de operaciones en las que no existe un mercado organizado se conocen como Over-the-counter (OTC). Las ventajas de las operaciones OTC es que los contratos se pueden ajustar de acuerdo a las necesidades de ambas partes, es decir se adaptan en lo

¹² Forner Rodríguez, C. *Apuntes de Ingeniería Financiera Tema 1: Forwards y Futuros I: Introducción*. [en línea] Universidad de Alicante pág 1,3 Disponible en: <https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/16066/2/Tema%201%20Forwards%20y%20Futuros%20I.pdf>

que respecta al tipo de activo, cantidad, fecha y lugar de entrega. La principal ventaja de los forwards es que la liquidación se realiza hasta la fecha de entrega por lo que no se requiere un desembolso de efectivo inmediato, esto es, no se requiere liquidez para este tipo de contrato. La desventaja es que al no existir una cámara de compensación puede existir riesgo de crédito.

Cuadro 5 – Comparación entre contratos futuros y forwards

Forwards	Futuros
Contrato privado entre dos partes	Negociados en mercados organizados
No estandarizado	Estandarizado
Normalmente una fecha de entrega	Rango de fecha de entrega específica
Ajustado al finalizar el contrato	Ajustado a diario
Normalmente tiene lugar una entrega o pago final	El contrato se suele cerrar antes del vencimiento
Existe cierto riesgo de crédito	Virtualmente no existe riesgo de crédito

Fuente: Hull, John. *Options futures and other derivatives* 9th ed. University of Toronto, 2015, pág. 43.

Contratos de forwards

Existen dos posiciones cuando se contratan instrumentos forwards:

- a) posición larga o comprador: parte que adquiere la obligación de comprar el activo subyacente a un precio establecido en una fecha futura. Obtiene un beneficio cuando el precio del activo se incrementa más de lo esperado

- b) posición corta o vendedor: parte que adquiere la obligación de vender el activo subyacente a un precio establecido en una fecha futura. Obtiene un beneficio cuando el precio del activo disminuye más de lo esperado

Los contratos forward se liquidan al vencimiento por lo que hasta esa fecha se puede definir si hubo beneficio o pérdida. La liquidación se puede realizar de dos maneras: en efectivo, que es la diferencia entre el precio spot y el precio pactado o en especie que es el pago del precio pactado a cambio de la entrega del subyacente¹³.

Para calcular el beneficio bruto al vencimiento definimos:

T = fecha de vencimiento

S_T = precio spot del activo en la fecha T

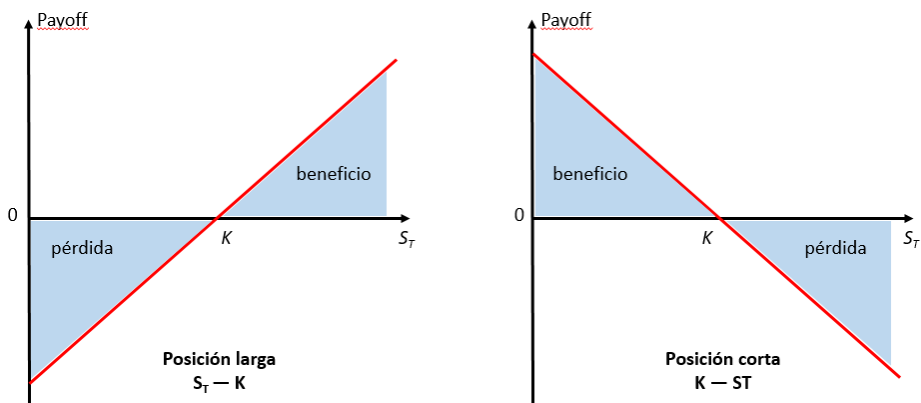
K = precio pactado el día de la entrega

El beneficio bruto en la posición larga es la diferencia entre el precio spot y el precio pactado ($S_T - K$), el comprador tiene un beneficio cuando el precio pactado es menor al de mercado en la fecha de entrega. En la posición corta, el beneficio bruto es la diferencia entre el precio pactado y el precio spot ($K - S_T$), es decir, el vendedor tiene una ganancia cuando el precio pactado es mayor al precio de mercado.

En la siguiente figura se muestran el beneficio bruto de ambas posiciones.

¹³ Moreno Cortés, A. *Forwards parte 1*. Mercado de Derivados. Facultad de Economía, UNAM. Fecha de clase: 7 febrero 2018.

Figura 1 – **Beneficio bruto de contratos forwards**



Fuente: elaboración propia con base en: Hull, John, op.cit. pág. 7

Contratos de futuros

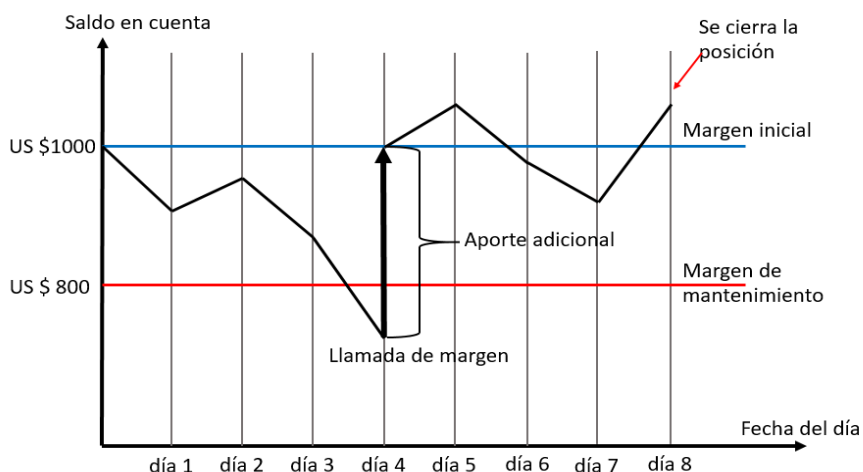
A diferencia de los forwards, en los contratos de futuros los beneficios o pérdidas se liquidan diariamente mediante una cámara de compensación. Este mecanismo llamado Mark-to Market proporciona al inversor garantía de pago, a continuación se describe su funcionamiento.

Mark to Market

Al iniciar el contrato futuro, la cámara exige al inversor un depósito de fondos en una cuenta de margen, este depósito usualmente es en efectivo y se llama margen inicial. Previamente se fija un margen de mantenimiento, que es el nivel mínimo de la cuenta de margen. Si la cuenta cae por debajo de esa cantidad debido a las liquidaciones diarias, entonces los agentes llaman al inversor (llamada de margen) para que realice un depósito y el saldo en la cuenta retorne al margen inicial. Al finalizar cada día, la cuenta de margen es ajustada para reflejar las pérdidas o ganancias del inversor dependiendo de su posición. Cada día se toma la diferencia entre el precio de cierre de

ese día contra el cierre del día anterior y se realiza la liquidación, esto es el mark to market. La liquidación es la ganancia o pérdida multiplicada por la cantidad de activos contratados y se acumula en la cuenta de margen. En la siguiente figura se muestra gráficamente cómo se desarrolla este mecanismo.

Figura 2 – Mecanismo gráfico del mark-to-market



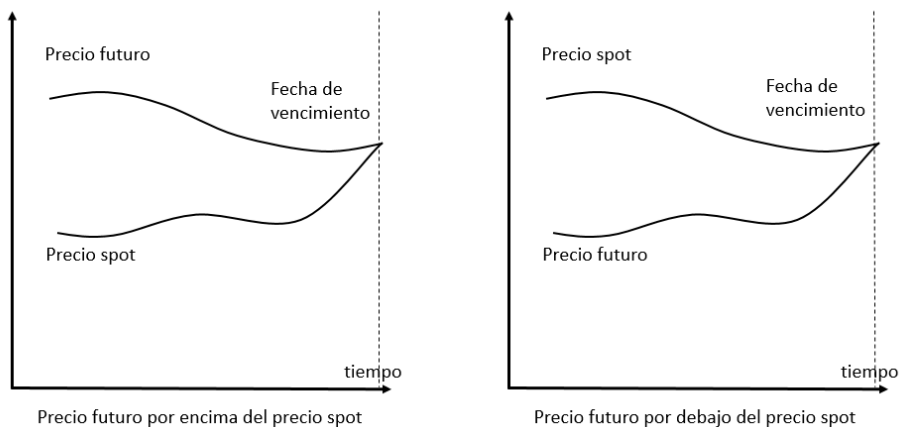
Fuente: réplica con base en: Rey Tovar, R. *Funcionamiento de los mercados forward, futuros y opciones*. [en línea] Universidad de Lima pág. 31. Disponible en: https://es.slideshare.net/raphaelrey/derivados-financieros-rrey?from_action=save

Convergencia de precios futuros hacia precios spot

A medida que se acerca el periodo de entrega, el precio futuro vigente converge al precio spot vigente. En la fecha de entrega se espera que ambos precios (futuro y spot) sean iguales o marginalmente diferentes. Es importante recalcar que el comportamiento de los precios futuros distantes no es igual a los precios futuros cercanos (a la fecha de vencimiento), la diferencia entre ellos se atribuye a la prima de riesgo.

Los precios futuros distantes implícitamente cargan esta prima y es el diferencial de los precios futuros cercanos y los precios spot. En la figura 3 se puede observar que aunque el precio futuro se encuentre por encima o debajo del precio spot en un inicio, en la fecha de vencimiento ambos escenarios muestran la convergencia hacia el precio spot.

Figura 3 – Relación entre precio futuro y precio spot a medida que se acerca la fecha de entrega.



Fuente: réplica con base en: Hull, John, op.cit. pág. 29.

Prima de Riesgo

Los precios futuros incluyen una prima de riesgo, esta prima se puede atribuir a 2 causas:

1.-Diferencia entre precio futuro y expectativa de precio spot

En este caso la prima de riesgo se define como la diferencia entre el precio futuro a la fecha de vencimiento, y la expectativa del precio spot a la misma fecha. El monto de la prima de riesgo refleja la posibilidad de que el precio spot a la fecha de entrega sea mayor o menor al pactado en el contrato de

futuro.¹⁴ Este concepto se puede clarificar con el siguiente ejemplo de Hamilton¹⁵ en el que se explica el motivo de la prima de riesgo en los precios futuros del petróleo. Suponemos que se omiten costos de transacción y comisiones. El día de hoy se adquiere un contrato de futuros para comprar petróleo en un año a un precio pactado (F_t). Si el precio spot en un año (P_{t+1}) es mayor que el precio futuro pactado $F_t < P_{t+1}$ hará que se obtengan ganancias fácilmente. Se podrían comprar hoy contratos de futuros y vender el petróleo en un año recibiendo la diferencia como ganancia. Si las expectativas del precio spot en un año ($E_t P_{t+1}$) fueran mayores que el precio futuro $F_t < E_t P_{t+1}$ todos comprarían contratos de futuros y provocarían que el precio F_t se incremente debido a la mayor demanda. Por este motivo el equilibrio requiere que el precio futuro sea igual a la expectativa del precio spot en un año más la prima de riesgo que incluye los posibles diferenciales entre precios ($F_t = E_t P_{t+1} + H_t^{\#}$ → en donde $H_t^{\#}$ es la prima de riesgo). En el mundo real el precio spot al día de hoy (P_t) y el precio futuro (F_t) difieren, pero regularmente no por cantidades grandes. Cuando los precios spot aumentan o disminuyen por cualquier circunstancia, los precios futuros a cualquier horizonte, se mueven en la misma dirección que los cambios en el precio spot.

2.-Costo de almacenamiento

Otra causa de diferencia entre los precios futuros y spot es el costo de mantenimiento o almacenaje. En el sector petrolero este costo incluye:

¹⁴ Wu, T; McCallum, A. *Do oil futures prices help predict future oil prices?* [en línea] FRBSF Economic Letter, number 2005-38, December 30, 2005 pág 1 Disponible en: <https://www.frbsf.org/economic-research/files/el2005-38.pdf>

¹⁵ Hamilton, J. *Understanding crude oil prices* [en línea] NBER working paper N° 14492, November 2008 pág. 7-9 Disponible en: <http://www.nber.org/>

almacenamiento y seguro, intereses¹⁶ y costos similares, y la pérdida de producto debido a evaporación, volatilidad e inflamabilidad.¹⁷

Nuevamente se utilizará un ejemplo de Hamilton¹⁸ para clarificar este concepto. Se pide un préstamo hoy (tiempo t) para comprar Q cantidad de barriles a precio (P_t) por barril. Se paga una cuota por almacenar el crudo de C_t por barril, por el periodo de un año. El costo del préstamo será de $(P_t+C_t)Q$ de dólares. El próximo año se tendrá que pagar la cantidad de $(1+i_t)(P_t+C_t)Q$ ya que el préstamo tiene una tasa de interés de i_t . Este costo de almacenaje e intereses se anotará en $C_t^\# = i_t P_t + (1+i_t)C_t$. Si las expectativas del precio spot futuro son mayores al precio del barril al día de hoy más el costo de almacenaje e interés $E_t P_{t+1} > P_t + C_t^\#$, entonces se ganaría mucho dinero comprando hoy petróleo, almacenándolo y vendiéndolo un año después. Igualmente sucede si el precio spot futuro es mayor: $P_{t+1} > P_t + C_t^\#$. Si se da a conocer que las compras de hoy se conservan en inventarios, esto provocaría que el precio spot futuro esperado $E_t P_{t+1}$ tienda a disminuir. Si la situación es inversa $E_t P_{t+1} < P_t + C_t^\#$, implicaría que almacenar crudo provoca pérdidas. Por este motivo el equilibrio requiere que la expectativa del precio spot en un año sea igual al costo del precio por barril al día de hoy más el costo e intereses de almacenarlo durante un año ($E_t P_{t+1} = P_t + C_t^\# \rightarrow$ en donde $C_t^\#$ implica los costos netos de almacenaje que se incluye en la prima de riesgo). Si no existiera el costo de almacenaje o el riesgo del diferencial de precios entonces los precios futuros serían iguales a los precios spot $F_t = P_t$.

¹⁶ Intereses no percibidos por el dinero invertido en el bien

¹⁷ Almeida Garza Galindo, A; op.cit. pág. 137

¹⁸ Hamilton, J; op.cit. pág 5-7

c) Opciones

Las opciones son los instrumentos financieros que utiliza el gobierno federal como cobertura contra el riesgo de la volatilidad del precio del petróleo. En este apartado se explicará su funcionamiento.

Las opciones otorgan al comprador el derecho de comprar o vender un determinado activo en el futuro a un precio pactado al inicio del contrato. Para adquirir el derecho se requiere el pago de una prima, ésta representa el costo del contrato. Es importante mencionar que a diferencia de los futuros y/o forwards, en este tipo de instrumentos no existe la obligación de ejercer la opción. Si las condiciones son inconvenientes de tal manera que representen una pérdida, simplemente no se ejerce el derecho adquirido.

Existen 2 versiones de opciones relacionadas con el periodo de vigencia: europeas y americanas. Una opción americana puede ser ejercida en cualquier momento hasta su fecha de vencimiento mientras que una opción europea sólo puede ser ejercida en la fecha de vencimiento¹⁹.

Posiciones de opciones

Los compradores (posición larga) pagan una prima por el costo del contrato y adquieren el derecho de comprar (call option) o vender (put option) un activo a un precio determinado en el futuro. La contraparte que son los emisores (posición corta), reciben el pago de la prima y adquieren la obligación de comprar o vender el activo en caso de que los compradores ejerzan las opciones. Para analizar los beneficios brutos, primero se iniciará con las posiciones largas y posteriormente las posiciones cortas.

¹⁹ Hull, John, op.cit. pág. 213

Posiciones largas (holders):

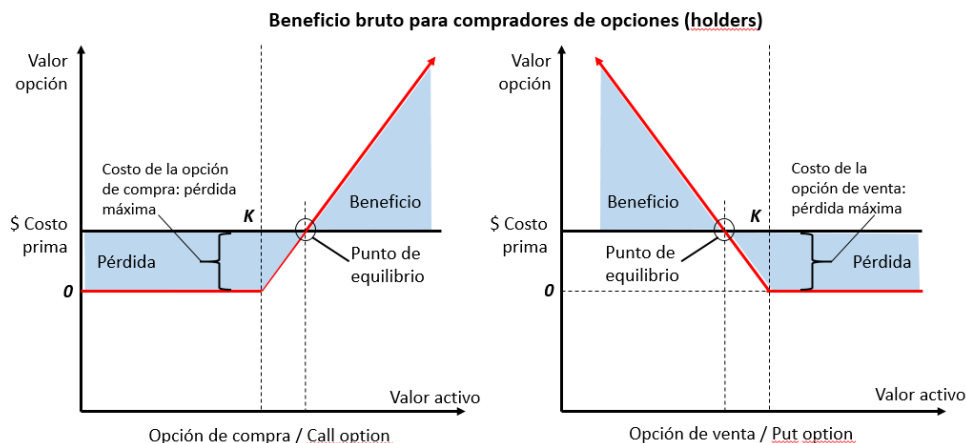
Los compradores de opciones realizan el pago de una prima que les otorga el derecho de comprar (call option) o vender (put option) un activo a un precio pactado en una fecha futura. Al referirse a un derecho y no una obligación, implica que les otorga la opción de elegir ejercer o no su derecho, de ahí que el nombre del instrumento se denomine opción. Las pérdidas para ambas posiciones se limitan al pago de la prima mientras que los beneficios pueden ser ilimitados. En el cuadro 6 se detallan los beneficios brutos de cada posición.

Cuadro 6 – Diferentes escenarios de los compradores de opciones

Posiciones largas (holders)	Derecho de compra / Call option	Derecho de venta / Put option
Escenario conveniente	Será ejercida cuando el precio spot es mayor que el precio pactado $(S_T > K)$	Será ejercida cuando el precio spot es menor que el precio pactado $(S_T < K)$
Escenario inconveniente	No será ejercida si el precio spot es menor o igual que el precio pactado $(S_T \leq K)$	No será ejercida si el precio spot es mayor o igual que el precio pactado $(S_T \geq K)$
Beneficios brutos	$\max(S_T - K, 0)$	$\max(K - S_T, 0)$
Punto de equilibrio	Cuando las ganancias cubren el costo de la prima	
Beneficios	Pueden ser ilimitados	
Pérdidas	Limitadas al costo de la prima	

Fuente: elaboración propia con base en: Hull, John, op.cit. pág. 217

Figura 4 – Beneficio bruto para compradores de opciones tipo europeas



Fuente: réplica con base en: Gitman, L; Joehnk, M, *Fundamentos de inversiones*, 10ª ed. México: Pearson Educación, pág. 588, 2009.

Posiciones cortas (writers):

Los vendedores o emisores de opciones reciben el pago de una prima y están obligados a comprar (put option) o vender (call option) el activo en caso de que el comprador ejerza su opción al precio pactado inicialmente. A diferencia de los compradores, los emisores adquieren una obligación y no tienen opción de salir en caso de un escenario inconveniente. Ambas posiciones reciben el beneficio al inicio del contrato, que se limita al pago de la prima mientras que las pérdidas pueden ser ilimitadas. En el cuadro 7 se detalla el beneficio bruto de cada posición.

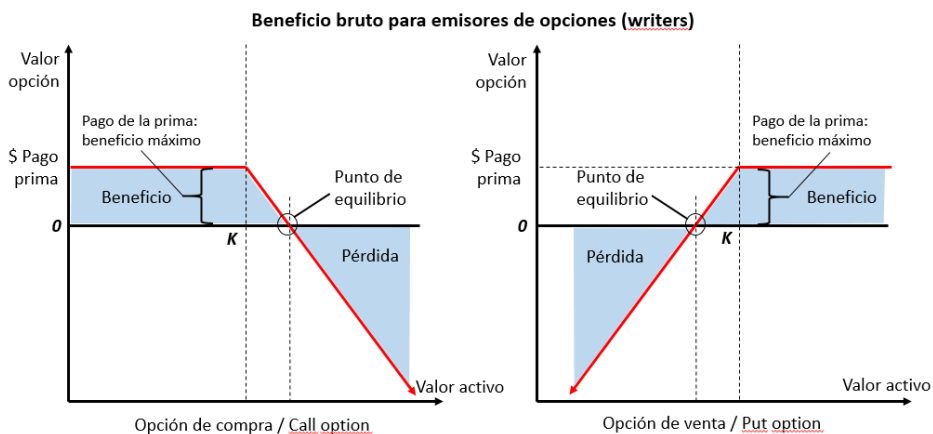
Cuadro 7 – Diferentes escenarios de los emisores de opciones

Posiciones cortas (writers)	Obligación de vender / Call option	Obligación de comprar / Put option
--	---	---

Escenario conveniente	El precio spot es menor o igual que el precio pactado ($S_T \leq K$)	El precio spot es mayor o igual que el precio pactado ($S_T \geq K$)
Escenario inconveniente	El precio spot es mayor que el precio pactado ($S_T > K$)	El precio spot es menor que el precio pactado ($S_T < K$)
Beneficios brutos	$-\max(S_T - K, 0) = \min(K - S_T, 0)$	$-\max(K - S_T, 0) = \min(S_T - K, 0)$
Punto de equilibrio	Cuando las pérdidas se igualan al costo de la prima	
Beneficios	Limitados al pago de la prima	
Pérdidas	Pueden ser ilimitadas	

Fuente: elaboración propia con base en: Hull, John, op.cit. pág. 217

Figura 5 – Beneficio bruto para emisores de opciones tipo europeas



Fuente: elaboración propia con base en: Gitman, L; Joehnk, M, op.cit. pág. 588

Cuadro 8 – Ventajas y desventajas de invertir en opciones según la posición.

Posición	Posición larga (holders)	Posición corta (writers)
Ventajas	Ofrece alto grado de apalancamiento en el que sólo existe el pago de la prima	No realizan ninguna inversión inicial
	Limita la exposición al riesgo, se pierde únicamente el costo de la prima	Los beneficios aunque son limitados son seguros
	Los beneficios pueden ser ilimitados	
Desventajas	No obtienen ingresos por intereses o dividendos	Las pérdidas pueden ser ilimitadas
	Duración limitada	
	Estrategias de negociación complejas	

Fuente: elaboración propia con base en: Gitman, L; Joehnk, M, op.cit. pág. 581-582

Valuación de Opciones – Modelo Black & Scholes

Para valorar opciones europeas se utiliza comúnmente el modelo Black & Scholes²⁰. Las fórmulas para calcular el precio de las opciones son las siguientes:

Opción de compra (call option)

$$c = S_0 N(d_1) - Ke^{-rT} N(d_2)$$

²⁰ Hull, John, op.cit. pág. 335-337

Opción de venta (put option)

$$p = Ke^{-rT}N(-d_2) - S_0N(-d_1)$$

Donde:

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

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

S_0 = precio del subyacente en el tiempo cero

K = precio pactado

r = tasa libre de riesgo

σ = volatilidad del subyacente

$\sigma\sqrt{T}$ = volatilidad del periodo

T = tiempo de maduración de la opción

El término (Nd_2) en la opción de compra y $(N-d_2)$ en la opción de venta, es la probabilidad de ejercer la opción. Cuando el precio S_0 es alto en una opción de compra, aumenta la probabilidad de ejercer la opción. En una opción de venta cuando K es grande aumenta la probabilidad de ejercer.

La volatilidad se refiere a la variabilidad de las fluctuaciones de una variable incierta. Normalmente en activos financieros, la volatilidad es la desviación estándar de los rendimientos. La varianza, que es el cuadrado de la desviación estándar también se utiliza como una medida de volatilidad²¹.

²¹ Poon, Ser-Huang, *A Practical Guide to Forecasting Financial Market Volatility*, John Wiley & Sons, Ltd, 2005

La volatilidad está relacionada con el riesgo, pero no es exactamente lo mismo. El riesgo está asociado con un resultado indeseable, mientras que la volatilidad como medida estrictamente para la incertidumbre podría deberse a un resultado positivo. Esta importante diferencia es a menudo pasada por alto²².

Entre mayor sea la volatilidad el precio de la opción aumenta ya que la probabilidad de ejercer también aumenta.

En la práctica los negociadores o traders utilizan la volatilidad implícita en lugar del precio de las opciones. La volatilidad implícita es el valor de la volatilidad que iguala el valor de mercado de la opción al valor teórico de dicha opción obtenida mediante el modelo Black & Scholes.²³

²² Ídem

²³ Bahi, Claudia, *Modelos de medición de la volatilidad en los mercados de valores: aplicación al mercado bursátil argentino*, Universidad Nacional de Cuyo, pág. 7, 2007

II. Coberturas Petroleras

a) Antecedentes

Bonanzas petroleras

Las bonanzas son incrementos no programados de la riqueza de un país.²⁴ El ingreso no programado resulta de un incremento en los precios de productos agrícolas o minerales y ocurren cuando existen cosechas extraordinarias o descubrimientos de reservas en los minerales.

Las bonanzas en México iniciaron con el descubrimiento en 1971 de Cantarell, uno de los más grandes yacimientos de crudo en el mundo. Este descubrimiento permitió que las reservas probadas se incrementaran de 6338 millones de barriles (MMb) en 1975 a 72,500 MMb a finales de 1983, el mayor cúmulo de reservas en la historia de Pemex (gráfica anexo 1). Las inmensas reservas le dieron una nueva perspectiva económica al país. El gobierno no solamente dispondría de un incremento en los ingresos sino que además éstas contaban con una expectativa de vida mayor a 50 años²⁵. En 1979 se comenzó a explotar Cantarell. Este campo ha sido el que más ha aportado a la producción nacional de crudo, un aproximado del 40% (cuadro anexo 1).

La renta petrolera es la diferencia entre el ingreso de la producción a precios de mercado y el costo de extracción. Se considera “maná del cielo” ya que no es resultado de inversiones ni avances tecnológicos²⁶. Cantarell fue descubierto por un pescador llamado Rudecindo Cantarell y no como resultado de un proyecto de exploración o inversión. Este evento reitera que las bonanzas en México fueron una divina casualidad, o como se mencionó anteriormente: maná del cielo.

²⁴ Puyana Mutis, A., *op.cit.* pág. 195

²⁵ Según nivel de producción promedio en la década de los ochenta (cociente de reservas probadas entre producción anual)

²⁶ *Ibidem*, pág. 218

Crisis económicas relacionadas con el precio del petróleo

A pesar del panorama favorecedor que significó el descubrimiento de Cantarell, el gobierno ha experimentado varias crisis económicas relacionadas con la volatilidad del precio del petróleo. La raíz de las crisis ha sido la fuerte dependencia que el gobierno comenzó a tener de la renta petrolera. A partir de 1980 la economía mexicana se “petrolizó” y la volatilidad implicó un grave problema para las finanzas públicas.

1982 – La crisis de la deuda

En 1977, López Portillo asumió la presidencia y recibió un gobierno sumamente endeudado. La administración anterior había impulsado el crecimiento económico con gasto público. Crearon 108 empresas públicas y heredaron una deuda externa aproximada de 30,000 millones de dólares, lo que apunta a que gran parte del gasto fue financiado con deuda. Esta administración recibió los primeros ingresos de la producción en Cantarell. La nueva situación dio una percepción de alivio a los problemas de deuda que tenían. En los años posteriores el país experimentó una fuerte recuperación económica gracias a la producción petrolera. De 1978 a 1981 la producción anual de crudo así como las exportaciones petroleras tuvieron un crecimiento significativo (Cuadro 9). Aunado a esto el precio del petróleo aumentó de tal manera que llegó a duplicarse para 1980²⁷.

Pese a las circunstancias convenientes se asumieron dos situaciones erróneamente: 1) que se daría un aumento sostenido a largo plazo del precio del petróleo y 2) que el incremento de las tasas de interés de la deuda

²⁷ Moreno-Brid, JC, y Ros Bosch, J. *Desarrollo y crecimiento de la economía mexicana: una perspectiva histórica*, 1ª ed, México: FCE, pág. 179-180, 2010.

externa sería temporal²⁸. Bajo esta concepción, se tomaron decisiones que profundizaron la mala situación de la deuda. En 1981 el panorama cambió, el precio del crudo comenzó a disminuir a causa de la recesión en Estados Unidos y con ello los ingresos derivados. Se consideró una situación temporal y por tanto, se adquirió mayor deuda para contrarrestar el choque en la balanza de pagos. La deuda externa creció de 31.2 mil millones de dólares en 1977 a 78.2 mil millones en 1981. Un crecimiento acelerado teniendo en cuenta que fue un lapso de 4 años. El desmesurado financiamiento a México se explica por dos razones: tenían como colateral las reservas de petróleo y debido al alza de las tasas de interés los bancos facilitaban el acceso a sus créditos. A mediados de 1981 comenzó un ataque especulativo y con ello una fuga de capitales que se prolongó por un periodo de 18 meses. En agosto de 1982, cuando las reservas del Banco de México estaban casi agotadas y el acceso a préstamos extranjeros fue negado, el gobierno suspendió los pagos de la deuda externa dando inicio a la crisis de la deuda.²⁹ En resumen, esta crisis fue causada por las malas decisiones del gobierno, mientras que el descenso del precio del petróleo sólo profundizó el problema de la deuda.

Cuadro 9 – Indicadores económicos 1977-1982

Año	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Producción Anual de Petróleo (miles de barriles)	358,090	442,607	536,566	708,593	844,241	1,003,084

²⁸ *Ibíd*em, pág. 179

²⁹ *Ibíd*em pág. 188

Exportaciones Petroleras (miles de barriles)	73,736	133,247	194,485	302,956	400,778	544,614
Precio Crudo (índice 1970=100)	215	194	293	402	384	357
Deuda Externa (millones de dólares)	\$31,189	\$35,712	\$42,774	\$57,378	\$78,215	\$86,081

Fuente: elaboración propia con base en: PEMEX, *Anuario Estadístico 1988*, [en línea] México, 1988, pág. 38, 115 Disponible en: <http://www.pemex.com/> y MOxLAD, *Base de Datos Oxford América Latina*, [en línea] Disponible en: <http://moxlad-staging.herokuapp.com/home/es#>

1986 – El derrumbe de los precios del petróleo

A diferencia de la crisis anterior esta fue consecuencia de una inesperada reducción del precio del petróleo. A principios de 1986 el precio del petróleo comenzó una caída que alcanzó precios mínimos históricos (gráfica 1). El precio por barril disminuyó de \$24.73 dólares en diciembre de 1985 a \$8.54 dólares en julio de 1986, un deterioro del 64%. Los ingresos de las exportaciones petroleras disminuyeron más del 50%, situación que impactó los ingresos presupuestarios. Esta vez el gobierno tomó medidas distintas a la crisis previa. En primer lugar el banco central permitió una fuerte devaluación del peso. El tipo de cambio controlado tuvo un incremento de 148% en el lapso de un año (cuadro 10). Esta acción contribuyó a que la inflación alcanzara cifras mayores al 100%. De igual manera, la devaluación permitió que los ingresos de las exportaciones petroleras en moneda nacional tuvieran mayor poder adquisitivo³⁰. En segundo lugar, el gobierno recortó rápidamente el gasto público. Redujeron el gasto total de tal manera que se mantuvo un superávit primario a pesar de la reducción de ingresos.

³⁰ BANXICO, *Informe Anual 1986*, [en línea] México D.F., 1987 pág. 19 Disponible en: <http://www.banxico.org.mx/>

Esto es, la diferencia entre ingresos totales y gastos totales excluyendo intereses tuvo un saldo positivo. Por último realizaron ajustes fiscales, y elevaron las tasas de los impuestos especiales a la producción y servicios (IEPS), venta de coches nuevos y a los ingresos de las personas físicas³¹. Estos ajustes resultaron en un aumento de los ingresos tributarios que compensaron la reducción de los ingresos por exportaciones petroleras. Pese a que en esta crisis las causas que la originaron fueron externas, las decisiones del gobierno se adaptaron al recorte de ingresos y evitaron un mayor impacto en la economía del país.

Cuadro 10 – Indicadores económicos 1982-1988

Año	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Exportaciones Petroleras (millones de dólares)	16,477	16,017	16,602	14,767	6,307	8,630	6,711
Tipo de cambio Controlado / pesos por dólar al 31 diciembre	\$96.3	\$143.0	\$192.0	\$368.2	\$915.1	\$2,209.7	\$2,281.0
Precio Promedio Anual Petróleo Crudo (dólares por barril)	28.81	26.46	26.82	25.38	12.01	16.00	12.22
Inflación acumulada anual (%)	98.8	80.8	59.2	63.7	105.7	159.2	51.7
Balance Primario del Sector Público (% PIB) Superavit(+) Déficit (-)	-3.6%	4.9%	5.5%	3.7%	2.6%	5.7%	7.9%

³¹ *Ibidem* pág. 19

Fuente: elaboración propia con base en: Banxico, *Sistema de Información Económica*, [en línea] Ciudad de México Disponible en: <http://www.banxico.org.mx/> e INEGI, *Banco de Información Económica*, [en línea] Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/>

Propuesta de 1990

El inicio de la compra de coberturas petroleras se llevó a cabo en el gobierno de Carlos Salinas, gracias a la propuesta de Agustín Carstens. En 1990 la guerra en el golfo pérsico generó un aumento en el precio del petróleo, no obstante consideraron que la situación sería temporal. La propuesta que se presentó fue la compra de “futuros” de petróleo, con la que protegerían los ingresos en caso de que el precio se desplomara. Salinas de Gortari menciona que hicieron pública esta iniciativa el 20 de diciembre de 1990 y que mantuvieron este instrumento el resto de la administración,³² aunque no se cuenta con información pública que respalde esta declaración. Por su parte, Maritza González³³ menciona que el Gobierno Federal instrumentó por primera vez una cobertura en 1990 en medio de la guerra del Golfo Pérsico, pero que no lo volvió hacer hasta años después. Ella refiere que la compra de coberturas está vinculada con la creación del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros en el año 2000.

Creación de Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros

Los fondos soberanos de riqueza son vehículos de inversión propiedad de los gobiernos, que acumulan los ingresos excedentes procedentes de alguna bonanza, cuyo principal objetivo es distribuir la riqueza entre

³² Salinas De Gortari, C. *Aliados y adversarios TLCAN 1988-2017*, 1ª ed Digital, México: Penguin Random House Grupo Editorial, 2017.

³³ Rosales Reyes, M. *Las coberturas petroleras como medio de protección para la finanzas públicas* [en línea] Instituto Belisario Domínguez, Diciembre 2017, pág. 2 Disponible en: <http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx/>

generaciones presentes y futuras, es decir, prolongar la vida de los ingresos temporales a través de inversiones a largo plazo.³⁴

En el año 2000 fue creado el Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros en México (FEIP). El objetivo principal de este fondo era aminorar el efecto de los cambios en el nivel de ingresos sobre las finanzas públicas, derivado de movimientos abruptos en los precios del petróleo.³⁵ Este fue el primer fondo soberano de riqueza del país (FSR) y bajo la administración de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público realizaba la compra de las coberturas petroleras. Los ingresos del fondo se conformaron por los siguientes rubros: recursos establecidos por el PEF sobre ingresos excedentes de cada año; los rendimientos propios del fondo y los ingresos por coberturas. En 2007 se incorporó el ingreso sobre dos derechos de hidrocarburos. Los egresos se conformaron por: compensar la disminución de los ingresos públicos, costos de operación y el costo de los contratos de coberturas. Si bien, entre sus objetivos principales se incluía compensar la disminución de los ingresos resultado de una baja en el precio del petróleo, este se limitaba al 50% de los recursos acumulados del fondo. No se utilizarían recursos si el precio del crudo era superior al de referencia. Si el monto del fondo superaba los 4 mil millones de dólares, el excedente se destinaría a amortizar pasivos del sector público.

Aunque fue muy claro el objetivo del fondo y sus reglas de operación, no existía como tal un plan que involucrara el ahorro a largo plazo. Los

³⁴ Del Río Monges, J.A.; Rosales Reyes, M, *Implementación de un fondo soberano de riqueza vinculado al petróleo en México*, [en línea] Instituto Belisario Domínguez, Diciembre 2015, pág. 6 Disponible en: <http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx/>

³⁵ Diario Oficial de la Federación, *Acuerdo 00097*, [en línea] Diciembre 2000, (DOF) Disponible en: <http://dof.gob.mx/>

excedentes se destinarían a reducir la deuda pública, pero no se cumplió la premisa de distribuir la riqueza actual a generaciones futuras.

Reforma Energética y cambio del FEIP

En diciembre de 2013 se llevó a cabo la reforma energética. La reforma principal fue permitir que la iniciativa privada participara en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. A raíz de los cambios realizados en 2014 se creó el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED). Este fondo es administrado por un Comité de siete miembros entre los cuales se encuentran los titulares de la SHCP y la SENER, así como el gobernador del BANXICO. Tiene como objetivo “recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos”³⁶, ya sea con PEMEX o con empresas privadas que lleven a cabo actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Además de los ingresos por contratos y asignaciones, los recursos del fondo incluyen las ganancias de las inversiones que realice y donaciones o aportaciones que reciba de personas físicas o morales. Sus egresos son progresivos, esto es, en cuanto se pague íntegramente un concepto entonces se procede al siguiente según las prioridades establecidas. En primer lugar se debe cubrir los pagos correspondientes a contraprestaciones pactadas en los contratos y asignaciones.

Posteriormente el FMPED deberá realizar transferencias ordinarias a la Tesorería de la Federación hasta alcanzar una cantidad equivalente al 4.7% del PIB³⁷, parte de estas contribuciones se destinarán a cinco fondos

³⁶ Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *Nueva ley DOF 11-08-2014*, [en línea] Agosto 2014, pág. 1 y 8. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/>

³⁷ PIB nominal de los Criterios Generales de Política Económica.

dirigidos a actividades relacionadas con la prevalencia de la actividad petrolera. El objetivo es que los ingresos petroleros del Gobierno Federal mantengan un porcentaje mínimo del 4.7% del PIB y se asignen al Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). Después de cubrir dicho porcentaje los ingresos excedentes se destinarán al ahorro de largo plazo. El fondo cuenta con un plan que considera el ahorro a largo plazo, sin embargo es importante enfatizar que este ahorro se llevará a cabo si, y solo si se superan los ingresos establecidos por el gobierno.

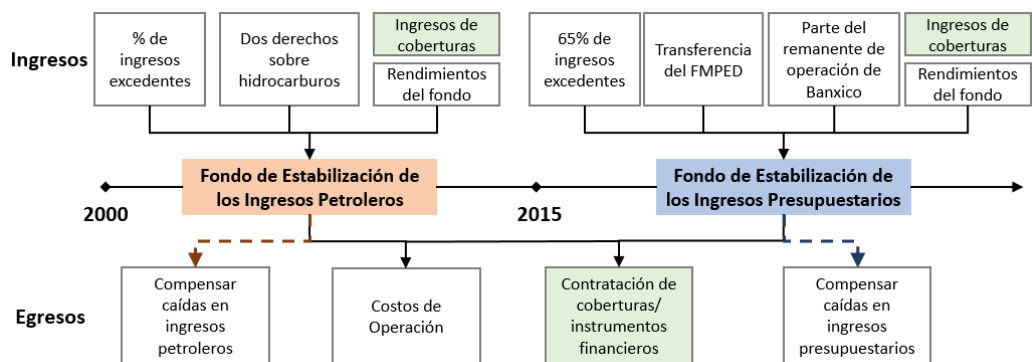
Otro cambio a raíz de la reforma energética fue la reestructuración del FEIP. Éste cambio su denominación a Fondo de Estabilización de Ingresos Presupuestarios. Ahora su objetivo es “aminorar el efecto sobre las finanzas públicas [...] cuando ocurran disminuciones de los ingresos del Gobierno Federal, con respecto a los estimados en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate, ...”.³⁸ Aunque el FEIP sigue siendo el encargado de la compra de las coberturas petroleras, la diferencia más relevante respecto a su función anterior es que aminora cualquier tipo de disminución de los ingresos del gobierno, es decir, no se limita a la volatilidad del precio del petróleo sino que se extiende a cualquier circunstancia. Esto implica que la compra de las coberturas se suma a la prioridad de cubrir el presupuesto de ingresos, esto es, dos fondos para un mismo riesgo.

Los ingresos del FEIP provienen de los siguientes rubros: la cantidad que establezca el PEF sobre ingresos excedentes de cada año, las ganancias

³⁸ Diario Oficial de la Federación, *Acuerdo por el que se establecen las reglas de operación del Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios*, [en línea] Marzo 2015, Disponible en: <http://www.dof.gob.mx/>

de las coberturas contratadas y las transferencias provenientes del FMPED. Los egresos incluyen: la cantidad necesaria para compensar la disminución de los ingresos estimados en la Ley de ingresos, el costo de la contratación de las coberturas petroleras y el reintegro de las aportaciones recibidas del PEF.

Figura 6 – Ingresos y egresos de los Fondos de Estabilización de los Ingresos Petroleros y Presupuestarios



Fuente: réplica con base en: Rosales Reyes, M, op.cit. pág 3

b) ¿Obligación o un seguro?

¿Es justificable la continuidad de la compra de las coberturas? ¿Es realmente un seguro contra la volatilidad del precio o se convirtió en una obligación? La causa principal que ha perpetuado las coberturas es la fuerte dependencia que tiene el gobierno con los ingresos petroleros. Aunque la dependencia por sí sola significa un alto riesgo, el verdadero problema radica en el agotamiento de las reservas de Pemex. No se puede descansar en un esquema que en el corto plazo caducará.

Bajo este contexto nace la reforma energética, como una propuesta para resolver la caída de la productividad de Pemex. Tanto la reforma como las coberturas forman parte de las estrategias que ha implementado el gobierno para blindarse de la inestabilidad del sector petrolero. Cuestionar la necesidad de utilizar coberturas debe conducirnos a la raíz del problema. En este apartado se consideran los dos temas que originan la inestabilidad: 1) la alta dependencia a los ingresos petroleros y 2) la decadencia de Pemex.

La insistente dependencia de los ingresos petroleros

La bonanza de Cantarell provocó que las finanzas públicas se “petrolizaran”, es decir, el crecimiento y desarrollo económico comenzó a depender del petróleo. Han transcurrido más de 30 años y no existe evidencia de que el gobierno pretenda revertir esta situación. Cuando llevaron a cabo la reforma energética dejaron claro el objetivo prioritario: “asegurar que los ingresos petroleros considerados en el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en 4.7% del PIB”³⁹. Una de las iniciativas propuestas en la reforma era reducir gradualmente la contribución al PEF 50% en un periodo de 10 años. Es decir, pasar de 4.7% del PIB en 2015 a 2.35% en 2025. La propuesta no formó parte de la reforma energética⁴⁰. El porcentaje establecido corresponde al promedio de los ingresos petroleros que el gobierno federal percibió de 1980 a 2013⁴¹. Aunque el ingreso petrolero en términos del PIB ha variado con el paso del tiempo, lo que se ha mantenido constante es el porcentaje que ha aportado al ingreso total del Sector Público. En promedio 30% de los ingresos totales (gráfica anexo 4).

³⁹ SENER, *Explicación ampliada de la reforma energética*, [en línea] Junio 2015, pág. 26 Disponible en: <https://www.gob.mx/>

⁴⁰ Del Río Monges, J.A; Rosales Reyes, M, op.cit. pág. 22

⁴¹ Puyana Mutis, A., op.cit. pág. 229

Las circunstancias han cambiado y cada vez se vuelve más complejo alcanzar el objetivo establecido. La debilidad de las estrategias creadas radica en que no existen las reservas adecuadas. Es difícil asumir que alcanzarán el objetivo cuando se trata de un recurso que caducará en el corto plazo. El diagnóstico fue correcto: “hay que atender de forma urgente [...] la caída de la producción y la necesidad de incrementar la inversión a nivel industria”.⁴² Sin duda alguna, permitir que la iniciativa privada invierta en el país aumenta y sostiene la productividad interna pero no soluciona el tema de las reservas. Aumentar la inversión no garantiza encontrar reservas. La entrada de la producción privada hará que las reservas se agoten más rápido.

Otra debilidad es que las empresas buscarán generar la mayor utilidad posible. ¿Cómo podrá el gobierno percibir el mismo ingreso si la carga fiscal es menor? Aunque ofrezcan las mejores condiciones económicas al país,⁴³ no van a igualar los ingresos impuestos a Pemex. La idea que se trata de difundir es que el sector recibirá la inversión necesaria para aumentar la productividad en tanto que el riesgo se traslada a otros agentes. En otras palabras, mantienen los ingresos mientras que se deshacen del riesgo. La realidad es que la participación del sector privado hará que se intensifique la concentración de ingresos⁴⁴ al mismo tiempo que se reducirá la renta percibida por el gobierno.

En los cuatro años de operación del FMPED no se ha logrado cubrir el 4.7% del PIB en transferencias al PEF. Aunque en 2017 se hizo una transferencia

⁴² SENER, op.cit. pág.4

⁴³ Ibídem pág.9

⁴⁴ Puyana Mutis, A., op.cit. pág. 190

extraordinaria por \$17,905.9 millones de pesos a la reserva de largo plazo, queda claro que el ahorro ha sido relegado a segundo plano. La prioridad de mantener estables los ingresos del gobierno supera la buena intención de distribuir la riqueza a futuras generaciones.

Es cuestionable que el gobierno no busque fuentes alternas para asegurar ingresos presupuestarios. El petróleo es un recurso no renovable y cualquier esquema o estrategia que empleen para asegurar ingresos caducará en el corto plazo. No hay que olvidar la “regla de oro” de las finanzas públicas: *el gasto corriente debe financiarse con ingresos corrientes provenientes de impuestos.*⁴⁵ En lugar de insistir en estrategias para asegurar ingresos derivados del petróleo, el gobierno podría enfocarse en aumentar la recaudación de impuestos. En la misma proporción que disminuya la dependencia en el petróleo, lo hará el efecto de la volatilidad de los precios. A su vez, disminuir la dependencia podría contribuir a prescindir de la compra de coberturas.

La decadencia de Pemex

El comentario que mejor describe la situación de Pemex lo hizo el expresidente Peña Nieto: *“la gallina de los huevos de oro [...] se nos fue acabando...”*⁴⁶. Aunque se refiere específicamente al yacimiento de Cantarell, sin duda describe toda la institución. La decadencia de Pemex fue un proceso sutil que inició en el sexenio de López Portillo. Tres factores

⁴⁵ Cordera Campos, R. *El destino de la renta petrolera y el desarrollo de México*, [en línea] Junio 2008, Instituto de Estudios para la Transición Democrática Disponible en: <http://www.ietd.org.mx/el-destino-de-la-renta-petrolera-y-el-desarrollo-de-mexico/>

⁴⁶ Aristegui Noticias *“La gallina de los huevos de oro se nos fue secando... y acabando”*: EPN [video] 12 enero 2017, Disponible en: <https://www.youtube.com/>

contribuyeron a este proceso: agotamiento de reservas, baja inversión y la desmedida carga fiscal.

Para que la producción de una empresa petrolera sea sostenible debe reponer reservas en la misma proporción que la producción, es decir, contar con una tasa de restitución igual o mayor al 100%. La abundancia de Cantarell hizo que el tema de restitución fuera un asunto secundario. Uno de los objetivos fundamentales de la reforma energética fue lograr tasas de restitución superiores al 100%. No obstante, de 2014 a la fecha no se ha logrado el objetivo (cuadro anexo 2). Esto pone en evidencia que el descubrimiento de reservas es un asunto complejo. No sólo depende del nivel de inversión, sino de que efectivamente existan nuevas reservas.

Cuadro 11 – Reservas Petróleo Crudo Equivalente al 1° de enero de 2018

Reservas	PCE mmb		PCE (años)
Categoría	2017	2018	R/P 2018
1P	9,160.7	8,483.7	8.5
2P	16,769.3	16,162.0	16.1
3P	25,858.1	25,466.8	25.4

Fuente: CNH, *Reservas de hidrocarburos en México Conceptos fundamentales y análisis 2018*, Febrero 2019.

PCE – Petróleo Crudo Equivalente

Mmb – millones de barriles

R/P – Reservas/Producción

Otro indicador importante es la relación reservas-producción (R/P), el cociente de las reservas totales entre la producción del año. Cuantifica los años que las reservas pueden sostener el nivel de producción. A inicios de 2018, la relación R/P de Pemex fue de 8.5 años para reservas probadas

(1P). Para las reservas posibles y probables (3P) la relación aumentó a 25.4 años (cuadro 11). Si se modifica el nivel de producción la relación puede cambiar. En México la producción ha disminuido al igual que las reservas por lo que la relación R/P sigue un curso en picada.

El nivel de reservas está directamente vinculado al nivel de inversión. Si la tasa de restitución es baja se infiere que el nivel de inversión también lo fue. Para mantener estable la vida útil de las reservas, se estima que se debe invertir al menos 20% del valor de las ventas brutas de crudo⁴⁷. Sin duda, el nivel de inversión de Pemex ha sido muy bajo debido a la carga fiscal impuesta. En la reforma se identificó este problema pero se optó por permitir la entrada de empresas privadas en lugar de arreglar la deficiencia de Pemex:

“De acuerdo con estimaciones de Pemex, desarrollar el potencial de la industria nacional de exploración y extracción requeriría de aproximadamente 60 mil millones de dólares al año dado el portafolio de inversión que se tiene identificado. Sin embargo, hoy Pemex sólo cuenta en su presupuesto anual con alrededor de 27 mil millones de dólares. Incluso un régimen fiscal más atractivo para Pemex sería insuficiente para desarrollar el portafolio identificado”⁴⁸.

Ahora bien, los dos problemas previos: agotamiento de reservas y baja inversión son consecuencia de la desmedida carga fiscal impuesta a Pemex. De 1980 a 2013, en promedio la renta captada por el gobierno federal fue del 55% de los ingresos brutos de la empresa o el 106% de las utilidades

⁴⁷ Puyana Mutis, A., op.cit. pág. 160

⁴⁸ SENER, op.cit. pág.4

netas⁴⁹(cuadro anexo 6). Después de explotar por más de 30 años a una empresa productiva decidieron no proporcionar la inversión necesaria para extender su vida útil ni reducir la carga fiscal. La insistencia en depender de los ingresos petroleros no da un margen para reparar el daño ocasionado a Pemex.

Continuidad de las coberturas.

¿Existe fecha límite a la estrategia de las coberturas? Un inconveniente de las coberturas es que no se ha establecido una fecha límite al periodo contemplado para utilizarlas. Se asume que el mecanismo permanecerá en el largo plazo. Si se considera el gasto acumulado a largo plazo de las coberturas entonces la perspectiva costo-beneficio cambia. El costo de oportunidad puede ser alto. Imaginemos un panorama en el que todo el dinero que se ha gastado en coberturas se invierte en un fondo de inversión de largo plazo similar al FMPED. Si se reinvierten las ganancias y se añade cada año el monto presupuestado, al cabo de 50 años los ingresos por intereses y el acumulado puede superar los beneficios percibidos por ejercer las coberturas. Desde esta perspectiva se considera que continuar con el mecanismo puede resultar aún más costoso que cualquier reducción del precio por barril en un periodo determinado.

c) Caso Mexicano

México es el único país como gobierno, no empresa, que adquiere coberturas petroleras. A pesar de ser un acuerdo costoso se tiene poca información acerca de las condiciones pactadas. La única información disponible se encuentra en los informes anuales de la Auditoría Superior de

⁴⁹ Puyana Mutis, A., op.cit. pág. 229

la Federación (ASF) y resulta limitada. En este apartado se analizará el costo y beneficio que se han obtenido de las coberturas durante el periodo 2000-2017. De igual manera las variables relevantes en la contratación como son el precio, volumen y volatilidad.

Precio y volumen pactado

Las coberturas petroleras son opciones tipo put, en las que a cambio de una prima se otorga el derecho de vender un activo a un precio pactado en una fecha futura. La valuación de las opciones depende de la probabilidad de ejercer la opción. En el caso de México, entre mayor sea la probabilidad de que el precio caiga por debajo del precio pactado, mayor será el costo de la prima por contrato. Por este motivo, la determinación del precio es un elemento fundamental de las coberturas contratadas.

Ya que la prioridad es cubrir el presupuesto de egresos, el precio pactado está vinculado a los Criterios Generales de Política Económica. La Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH) establece que el precio por barril se determine de la siguiente manera:

El promedio entre los métodos siguientes:

- 1) El promedio de los siguientes 2 componentes:
 - a. Promedio del precio mensual de la mezcla mexicana (MME) en los 10 años anteriores a la fecha de estimación
 - b. Promedio de los precios a futuro, de cuando menos 3 años del crudo WTI cotizado en la bolsa de NYME, ajustado por el diferencial entre la MME y el WTI.

- 2) El resultado de multiplicar los siguientes 2 componentes:
 - a. Precio futuro promedio del año fiscal que se está presupuestando del WTI ajustado por el diferencial con la MME.
 - b. Un factor de 84⁵⁰

La diferencia entre el precio pactado en las coberturas y el precio establecido en la Ley de Ingresos es mínima. Se puede inferir que con base en el precio por barril de los criterios generales definen el precio de las coberturas. En el cuadro 12 se puede observar que los precios difieren poco, incluso en 3 años el precio fue el mismo. Hay tres aspectos que vale la pena destacar en la metodología que utiliza la LFPRH: 1) utiliza el promedio de precios futuros del año que se va a presupuestar, añade la expectativa que tienen los compradores 2) utiliza precios cotizados en bolsa (NYME) que garantiza la influencia de la oferta y demanda y 3) utiliza un diferencial al precio de referencia. De esta manera la mezcla mexicana es afectada en la misma proporción por la volatilidad del mercado mundial.

En el periodo previo a la reforma energética no existe información específica respecto al método utilizado para definir la cantidad de barriles cubiertos. No obstante, en varios informes se menciona que se autorizaba un presupuesto. Posteriormente se definía la cantidad máxima de barriles que cubrirían. La contratación final dependía del costo de la prima, en donde la cantidad de barriles era el límite establecido o agotar el presupuesto. En el informe de 2014, la ASF le solicitó a la SHCP la fórmula utilizada para determinar el número de barriles a cubrir. La información proporcionada fue la siguiente:

⁵⁰ Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria *Última Reforma* DOF 30-12-2015 [en línea] Diciembre 2015, Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/>

“..el nivel de compra de opciones sobre barriles de petróleo con el cual se aproxima la sensibilidad de la función de ingresos satisface que, cuando el precio del petróleo termina por debajo del precio presupuestado, las pérdidas generadas en los ingresos del GF deben aproximarse a las ganancias resultantes de la contratación de la cobertura”⁵¹

Fórmula de SHCP para determinar cantidad de barriles por cubrir

$$(P^* - P) \frac{\partial I_{GF}}{\partial P} = (P^* - P)(Barriles)$$

$(P^* - P) \frac{\partial I_{GF}}{\partial P}$ = pérdidas presupuestales por la caída del precio

$(P^* - P)(Barriles)$ = Ganancias de la cobertura

Fuente: Auditoría Superior de la Federación, op.cit. pág. 5

$(P^* - P)$ = precio promedio observado

$\partial I_{GF} / \partial P$ = sensibilidad de los ingresos petroleros del Gobierno Federal

$(Barriles)$ = el número de opciones de venta sobre barriles de petróleo.

Aunque se solicitó que especificaran la fórmula para calcular la sensibilidad de los ingresos, la información que proporcionaron no se pudo replicar. De 2010 a 2017 se ha cubierto un promedio de 223 millones de barriles por año. Respecto a la plataforma de exportación el promedio fue del 53%.

⁵¹ Auditoría Superior de la Federación, *Auditoría Financiera y de Cumplimiento GB049*, [en línea] 2016 Disponible en: <https://www.asf.gob.mx/>

Volatilidad y costo de la prima por barril

El costo coberturas depende de la probabilidad que se ejerza la opción. Si existe alta volatilidad la probabilidad aumenta y se traduce en una prima más costosa. Un precio pactado alto también aumenta la probabilidad de ejercer las coberturas. Por tanto, la volatilidad y el precio pactado son los dos elementos que influyen en el costo de la prima por contrato. Dado que las opciones son contratadas anticipadamente se debe calcular la volatilidad futura del precio del petróleo. Se puede utilizar tanto precios históricos como precios futuros. Sin embargo no existe información de la metodología que utilizan para valuar las opciones.

El costo de la prima por barril nos da información acerca de la volatilidad que estimaron por año. De los 14 años que abarca el estudio, sólo en 6 años se publicó el costo promedio de la prima en los informes de la ASF. En 2 años no se encontró información suficiente. El resto se calculó dividiendo el costo total en millones de dólares entre la cantidad de barriles cubiertos.

En 2009 se puede observar (cuadro 12) que el costo de la prima aumentó de 1.5 dólares por barril (dpb) a 4.23 dpb. El aumento se puede atribuir a que esperaban alta volatilidad o al aumento del precio pactado que pasó de 46.8 a 70 dpb. Recordemos que en 2008 estalló la crisis en Estados Unidos y provocó que el precio del crudo llegara a un máximo histórico de 120 dpb en el mes de julio. En 2015 el costo de la prima fue de 3.39 dpb. Si se consideran los 3 años previos se puede observar que el costo de la prima fue bajando hasta llegar a 2.52 en 2014. En los informes se explica que en 2014 la volatilidad implícita fue la más baja registrada debido a la persistente

sobreoferta proveniente de Estados Unidos.⁵² El precio pactado en esos años fue mayor a 80 dólares y en ningún año se ejercieron las coberturas.

El único año que revelaron el nivel de volatilidad implícita fueron las contratadas para el año 2015 y fue de 43.66%. Ese año se obtuvo el mayor ingreso en la historia de las coberturas un total de \$6,284.1 millones de dólares. La proporción ingreso/costo fue 8.12, es decir, las ganancias fueron equivalentes a más de 8 veces el costo de las coberturas. En este caso, el costo de la prima no capturó el nivel correcto de volatilidad o bien, se puede deducir que la contraparte no pudo prever la caída abrupta del precio. La volatilidad continuó en 2016. A pesar de que el precio por barril disminuyó y que el costo de la prima aumentó, se obtuvieron beneficios.

En el informe de 2014 la ASF solicitó a la SHCP la fórmula y datos históricos que utilizaron para calcular la volatilidad implícita en las primas contratadas. SHCP se limitó a informar que los datos se obtienen de la plataforma Bloomberg y que ellos no realizan ningún cálculo.⁵³

Balance del costo y beneficio de las coberturas 2001-2017

En el cuadro 12 se muestra un resumen del costo total en millones de pesos de las coberturas contratadas de 2001-2017. El costo total asciende a \$151,115.5 millones de pesos (mdp) mientras que los ingresos percibidos en el periodo fueron de \$161,250.0 mdp. El balance nos arroja un beneficio de \$10,134.4 mdp. Con este simple cálculo aritmético se podría concluir que vale la pena la contratación de coberturas. Sin embargo hay que considerar que aún no se ha limitado el tiempo que se llevará a cabo la estrategia. Esto

⁵² Auditoría Superior de la Federación, op.cit. pág. 19

⁵³ *Ibídem* pág. 20

nos reitera que a largo plazo el costo de oportunidad de invertir la misma cantidad en algún fondo puede superar por mucho los beneficios alcanzados.

Si incluimos el gasto efectuado en 2018 y 2019, el acumulado del costo total excede los ingresos percibidos. Es interesante observar que en los últimos 5 años, es decir de 2015-2019 el monto representa el 47% del costo total (cuadro anexo 4). Con el paso del tiempo, cada vez se vuelve más caro asegurar los ingresos petroleros. Este comportamiento se puede atribuir a que el tipo de cambio también incrementó en el periodo. Los últimos dos años, 2018 y 2019 reportan las coberturas más caras de toda la historia. No se cuenta con información completa para saber si fue a causa de un aumento en el costo de la prima, por un incremento en el tipo de cambio o si la cantidad de barriles aumentó respecto al porcentaje de la plataforma de exportación.

Las fechas de contratación influyeron en los años que se registraron beneficios. En esos periodos la caída del precio fue abrupta y desmesurada. En 2008 el precio pasó de \$120.25 dpb en julio a \$33.70 dpb en diciembre. Una pérdida de 71.98%. Las coberturas contratadas en 2009 se negociaron en julio de 2008 a un precio de \$70dpb. El periodo que abarcó fue de diciembre de 2008 a noviembre de 2009. En el momento que se hizo la contratación, aún no había estallado la crisis de 2008. El panorama era distinto y favorecedor para la contraparte. Una situación similar sucedió con las coberturas de 2015. El precio pasó de \$98.79 dpb en junio de 2014 a \$41.70 en enero de 2015. Una pérdida de 57.79%. Las negociaciones para la coberturas de 2015 iniciaron el 1° de septiembre de 2014 y emitieron un comunicado de prensa el 13 de noviembre de 2014 informando que habían

concluido⁵⁴. En el momento que hicieron las negociaciones, el precio promedio por barril fue de \$80.53 dpb. El declive inició en noviembre de ese año, posterior a la negociación. El precio promedio del periodo cubierto fue de \$45.16 dpb mientras que el precio pactado fue de \$76.4 dpb. La contratación de 2016 se hizo del 9 junio al 14 de agosto de 2015. El precio promedio por barril durante el periodo de negociación fue de \$46.71 dólares y el precio pactado fue de \$49 dpb. Durante el periodo de cobertura que abarca de diciembre de 2015 a noviembre de 2016 el precio promedio por barril fue de \$34.20 dólares. El declive del precio inició en agosto de 2015 cuando ya habían pactado las coberturas. En los tres casos que se ejercieron las opciones sucedió que el precio cayó justo después de finalizar las negociaciones y durante el periodo cubierto.

⁵⁴ Secretaría de Hacienda y Crédito Público, *Comunicado de prensa 097/2014*, [en línea] noviembre 2014, Disponible en: <https://www.gob.mx/shcp/>

Cuadro 12 – Coberturas petroleras 2001-2017

Año	Millones de barriles	% Plataforma Exportación	Precio de contratación (dpb)	Costo total (millones de pesos)	Costo total (millones de dólares)	Costo Prima (dpb)	Precio en LIF (dpb)	Diferencia Precio pactado y LIF	Ingresos (millones de pesos)
2002	200	n.d.	20.5	2,029.5	217.3	1.086*	15.5	-5.0	
2005	n.d.	n.d.	30	7,149.8	637.9	n.d.	27	-3.0	
2006	n.d.	n.d.	n.d.	7,372.6	675.9	n.d.	36.5	n.d.	
2007	454.4	77%	40	5,690.8	522.1	1.149*	42.8	2.8	
2008	435	84.9%	46.8	7,122.0	653.4	1.502	49.0	2.2	
2009	330	74.0%	70	15,497.0	1,396.1 ^a	4.231*	70.0	0.0	64,353.1
2010	230	46.3%	56.7	15,555.0	1,171.6	5.082	59.0	2.3	
2011	222	45.5%	63	10,354.2	812.4	3.659	65.4	2.4	
2012	211	46.0%	85	14,421.0	1,163.0 ^b	5.512*	85.0	0.0	
2013	217	50.0%	86	11,729.0	897.3	4.135	86.0	0.0	
2014	215	51.6%	81	7,208.3	543.4	2.527	85.0	4.0	
2015	228	53.3%	76.4	10,467.3	773.4	3.392	79.0	2.6	107,512.4
2016	212	48.6%	49	17,503.0	1,089.7	5.140*	50.0	1.0	53,737.6
2017	250	88.4%	38	19,016.0	1,028.5	4.114*	42.0	4.0	
Total				151,115.5	11,581.9				161,250.0

Fuente: elaboración propia con base en: Auditoría Superior de la Federación, *Informes de auditoría (varios años)*

dpb dólares por barril

a Cifra calculada con el tipo de cambio promedio de 2008: \$11.1 / **b** Cifra calculada con el tipo de cambio promedio de 2011: \$12.4

* Cifra calculada dividiendo el costo total en millones de dólares entre la cantidad de barriles cubiertos

III. Análisis Empírico

Muchos modelos econométricos asumen que la varianza es constante (homoscedasticidad), por lo que no son adecuados para series de tiempo financieras. Casas y Cepeda describen 5 características de la volatilidad que se deben de considerar para modelar este tipo de series temporales⁵⁵:

- Persistencia de la volatilidad.- en ciertos periodos muestran alta volatilidad seguidas de lapsos de relativa tranquilidad. Esta característica se atribuye a que los choques de hoy en la volatilidad influyen en varios periodos en el futuro.
- Reversión a la media.- los clusters de alta y baja volatilidad tienden a volver al nivel normal de volatilidad. Los pronósticos de largo plazo convergen al nivel medio de volatilidad.
- La volatilidad es asimétrica.- la volatilidad se comporta diferente frente a noticias positivas que frente a noticias negativas.
- Influencia de variables exógenas.-variables exógenas influyen en el nivel de volatilidad.
- Distribución de probabilidad.- la distribución de probabilidad de los rendimientos es leptocurtica, es decir, la curtosis es alta.

Modelos ARCH y GARCH

El modelo de heteroscedasticidad condicional autorregresiva (ARCH) propuesto por Engle en 1982, fue diseñado para capturar la persistencia⁵⁶ de la volatilidad en la inflación⁵⁷. Posteriormente, se descubrió que el modelo

⁵⁵ Casas, Marta; Cepeda, Edilberto, *Modelos ARCH, GARCH y EGARCH: aplicaciones a series financieras*, Cuadernos de Economía v XXVII n°48, Bogotá 2008

⁵⁶ Un período volátil tiende a persistir por algún tiempo antes de que el mercado regrese a la normalidad

⁵⁷ Poon, Ser-Huang, op.cit. pág. 37

se ajustaba a muchas series de tiempo financieras, lo que llevó a Engle a obtener el premio Nobel de Economía en 2003.⁵⁸

Los modelos ARCH no utilizan las desviaciones estándar históricas, sino que formulan la varianza condicional⁵⁹ (h_t), de los rendimientos de los activos a través de procedimientos de máxima verosimilitud.

Poon explica este proceso de la siguiente manera⁶⁰: primero define los rendimientos,

$$r_t = \mu + \varepsilon_t$$
$$\varepsilon_t = \sqrt{h_t} Z_t$$

Donde $Z_t \sim D(0,1)$ es un ruido blanco. La distribución D se toma regularmente como normal. El proceso Z_t está escalado por h_t , la varianza condicional, que a su vez es una función de los términos de error pasados al cuadrado. En el proceso ARCH (q) propuesto por Engle (1982),

$$h_t = \omega + \sum_{j=1}^q \alpha_j \varepsilon_{t-j}^2$$

donde $\omega > 0$ y $\alpha_j \geq 0$, para garantizar que h_t sea estrictamente positiva. Generalmente, (q) es de alto orden debido al fenómeno de la persistencia de la volatilidad en los mercados financieros. Por la forma en que se construye la volatilidad, h_t se conoce en el tiempo $t - 1$. Por tanto, el pronóstico de un paso adelante se puede estimar fácilmente. Los pronósticos de pasos múltiples se pueden formular asumiendo que

$$E[\varepsilon_{t+\tau}^2] = h_{t+\tau}$$

⁵⁸ Ídem

⁵⁹ En literatura ARCH $\sigma_t^2 = h_t$

⁶⁰ Poon, Ser-Huang, op.cit. pág. 37

En 1986 Bollerslev propone el modelo GARCH, donde generaliza el modelo ARCH. Este modelo, además de los rezagos de los errores agrega la dependencia de p rezagos de la varianza condicional h_t :

$$h_t = \omega + \sum_{i=1}^p \beta_i h_{t-i} + \sum_{j=1}^q \alpha_j \varepsilon_{t-j}^2$$

donde $\omega > 0$. Para el modelo GARCH (1,1) las restricciones $\alpha_1 \geq 0$ y $\beta_1 \geq 0$ son necesarias para asegurar que h_t sea estrictamente positivo. Para modelos GARCH de mayor orden las restricciones en β_i y α_j son más complejas⁶¹. Si se representa el error en el valor esperado de la variable al cuadrado como $v_t = \varepsilon_t^2 - h_t$ y se sustituye $h_t = \varepsilon_t^2 - v_t$ en la ecuación del modelo GARCH (1,1) se obtiene:

$$\begin{aligned} \varepsilon_t^2 - v_t &= \omega + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 \varepsilon_{t-1}^2 - \beta_1 v_{t-1} \\ \varepsilon_t^2 &= \omega + (\alpha_1 + \beta_1) \varepsilon_{t-1}^2 + v_t - \beta_1 v_{t-1} \end{aligned}$$

Por consiguiente, el término de error al cuadrado sigue un proceso ARMA con parámetros autorregresivos $(\alpha_1 + \beta_1)$. Si $\alpha_1 + \beta_1$ es cercano a 1, el proceso autorregresivo se debilita lentamente⁶².

Modelos con asimetría: EGARCH y TARCH

El modelo GARCH exponencial o EGARCH fue propuesto por Nelson en 1991. El modelo EGARCH (p, q) especifica la varianza condicional en forma logarítmica, lo que implica que no hay necesidad de imponer restricciones de estimación para evitar la varianza negativa;

$$\log(h_t) = \alpha_0 + \beta_1 \log(h_{t-j}) + \gamma \frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}} + \alpha \left[\left| \frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}} \right| - \sqrt{2\pi} \right]$$

⁶¹ Poon, Ser-Huang, op.cit. pág. 38

⁶² Ídem

La ecuación de la varianza condicional tiene una forma log-lineal. Independientemente de la magnitud de $\log(h_t)$, el valor implícito de h_t nunca puede ser negativo. Por esto es permisible que los coeficientes sean negativos. En lugar de utilizar el valor de los rezagos del error al cuadrado ε_{t-1}^2 , el modelo utiliza el nivel estandarizado del valor de ε_{t-1} (es decir ε_{t-1} dividido por $\sqrt{h_{t-1}}$). Nelson argumenta que esta estandarización permite una interpretación más natural del tamaño y persistencia de los choques.

El modelo EGARCH permite los efectos asimétricos. Si $\frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}}$ es positivo, los efectos del shock en el logaritmo de la varianza condicional es igual a $\gamma + \alpha$. Si $\frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}}$ es negativo, los efectos del shock en el logaritmo de la varianza condicional es igual a $\alpha - \gamma$.⁶³ Este modelo captura el hecho estilizado de que un choque negativo conduce a una varianza condicional mayor en el periodo posterior que un choque positivo⁶⁴.

En 1994 Glosten, Jaganathan y Runkle propusieron el modelo umbral-GARCH, conocido como TARCH. Este modelo permitió mostrar que los shocks de buenas y malas noticias tienen diferentes efectos en la volatilidad. En este sentido el término $\varepsilon_{t-1} = 0$ es un umbral tal que los choques mayores a este tienen un efecto diferente a los choques por debajo de él. La ecuación de TARCH (1,1) es la siguiente:

$$h_t = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \lambda_1 d_{t-1} \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 h_{t-1}$$

Donde d_{t-1} es una variable dummy. Equivale a uno ($d_t = 1$) si el término de error es negativo ($\varepsilon_{t-1} < 0$) y equivale a cero ($d_t = 0$) si el término de error

⁶³ Enders, Walter, *Applied econometrics time series*, 2008, 3rd edition, John Wiley & Sons, USA.

⁶⁴ Poon, Ser-Huang, op.cit. pág. 41

es mayor o igual a cero ($\varepsilon_{t-1} \geq 0$). Valores negativos del error se interpretan como malas noticias y valores positivos del error se interpretan como buenas noticias. El impacto de las buenas noticias es de α_1 y el impacto de las malas noticias es de $\alpha_1 + \lambda_1$.⁶⁵ Si $\lambda_1 > 0$, los choques negativos tendrán un efecto mayor en la volatilidad que los choques positivos⁶⁶.

El cuadro 13 resume las especificaciones de los modelos mencionados.

Cuadro 13 – Especificaciones de los modelos ARCH y variantes

Año	Nombre	Autor-es	Especificación de la varianza	Aportación principal
1982	ARCH	Engle	$h_t = \omega + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2$	Primera especificación y desarrollo
1986	GARCH y GARCH en Media	Bollerslev	$h_t = \omega + \beta_1 h_{t-1} + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2$	Método generalizado sin restricciones para la estimación de los parámetros ARCH con infinitos retardos
1989	EGARCH	Nelson	$\log(h_t)$ $= \alpha_0 + \beta_1 \log(h_{t-j})$ $+ \gamma \frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}}$ $+ \alpha \left[\left \frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}} \right - \sqrt{2\pi} \right]$	Modelos ARCH para procesos no normales (funciones de densidad exponenciales). Carácter asimétrico de las respuestas a shocks positivos o negativos.
1994	TARCH	Glosten, Jaganathan y Runkle	h_t $= \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2$ $+ \lambda_1 d_{t-1} \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 h_{t-1}$	Introduce diferentes efectos en la volatilidad de shocks negativos y positivos mediante el uso de un umbral.

Fuente: réplica con base en: De Arce Borda, R. *20 años de modelos ARCH: una visión de conjunto de las distintas variantes de la familia*, Estudios de Economía Aplicada, Vol. 22-1, 2004.

⁶⁵ Galán, J; Villalba, F. op.cit. pág. 186.

⁶⁶ Enders, Walter op.cit. pág. 156

a) Descomposición $x(t)$

Como análisis empírico y por la naturaleza de los datos se estima un modelo ARCH con sus variantes: GARCH, EGARCH y TARARCH, para modelar la varianza condicional. El propósito es estimar las ecuaciones que mejor expliquen la varianza del precio del petróleo. La variable que se utiliza es el precio de la mezcla mexicana de exportación (MME) en dólares americanos obtenida de la base de datos de Banxico. Los datos abarcan del 2 de enero de 2015 al 08 de marzo de 2019 con periodicidad diaria. Se cuenta con un total de 1000 observaciones. Sólo se utilizaron los datos de los días que hubo negociación. Se empleó el programa de STATA y Excel para realizar los cálculos econométricos y gráficas.

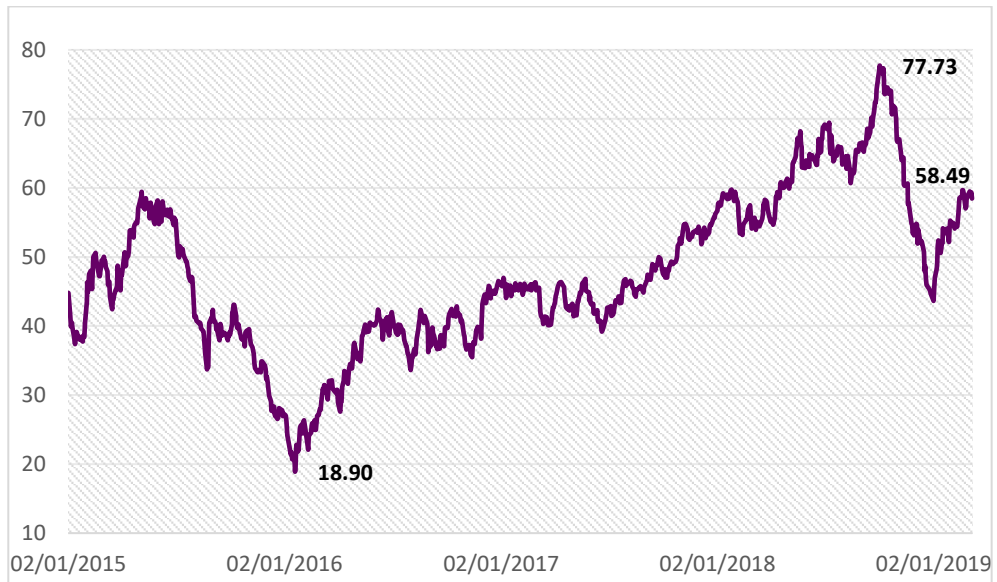
Cuadro 14 – Estadística descriptiva de la serie Oil_Mx

Variable	Obs	Media	Desv. est.	Min	Max
oil_mx	1000	47.4517	11.48859	18.9	77.73

Fuente: elaboración propia

En la gráfica 1 se muestra el comportamiento que el precio ha tenido en el periodo analizado. El valor mínimo es de \$18.9 dólares y se presentó el día 20 de enero de 2016. El valor máximo fue de \$77.73 el día 03 de octubre de 2018. El precio promedio de la muestra es de \$47.45 dpb. La desviación estándar es de 11.48. La serie incluye 2015 y 2016, dos años consecutivos en los que se ejercieron coberturas y se presentó alta volatilidad. La caída del precio del petróleo en esos dos años fue inesperada y desmesurada. En 2016 se llegó a un mínimo de \$18.90, precio que no se presentaba desde marzo de 2002.

Gráfica 1 – Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) 2015-2019 en dólares americanos



Fuente: elaboración propia con base en: datos Banxico

A la serie se le aplicó una transformación logarítmica y primera diferencia para trabajar con rendimientos. Esta nueva serie se nombró *dloil_mx*. Se realizaron pruebas de raíz unitaria Dickey-Fuller Ampliado (DFA) para verificar que la serie sea estacionaria. Las hipótesis son: a) hipótesis nula.- la serie de tiempo es no estacionaria e b) hipótesis alternativa.- la serie es estacionaria.

$$dloil_mx = \ln\left(\frac{oil_mx_t}{oil_mx_{t-1}}\right)$$

En las pruebas, el estadístico DFA $Z(t)$ debe ser mayor en términos absolutos al valor crítico al 1%, 5% y 10% para rechazar la hipótesis nula de que la serie es no estacionaria. Las tres pruebas son: sin intercepto ni tendencia, con tendencia y con intercepto.

Cuadro 15 – Resultados pruebas Dickey Fuller Ampliada serie dloil_mx

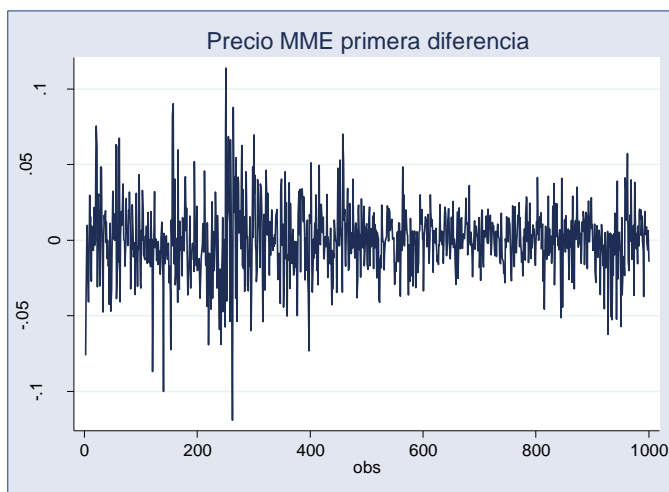
Prueba DFA	Z(t)	1%	5%	10%	Coef L1	P> t
Sin intercepto ni tenendencia	-27.412	-2.580	-1.950	-1.620	-0.8541	0.000
Con tendencia	-27.391	-3.960	-3.410	-3.120	-0.8544	0.000
Intercepto	-27.404	-2.330	-1.646	-1.282	-0.8543	0.000

Fuente: elaboración propia

En el cuadro 15 el estadístico DFA es mayor en términos absolutos a todos los valores críticos de las pruebas. Se verifica que el coeficiente del primer rezago sea negativo y que su probabilidad sea menor de 0.05. Por las razones antes expuestas se rechaza la hipótesis nula y se concluye que la serie dloil_mx es estacionaria

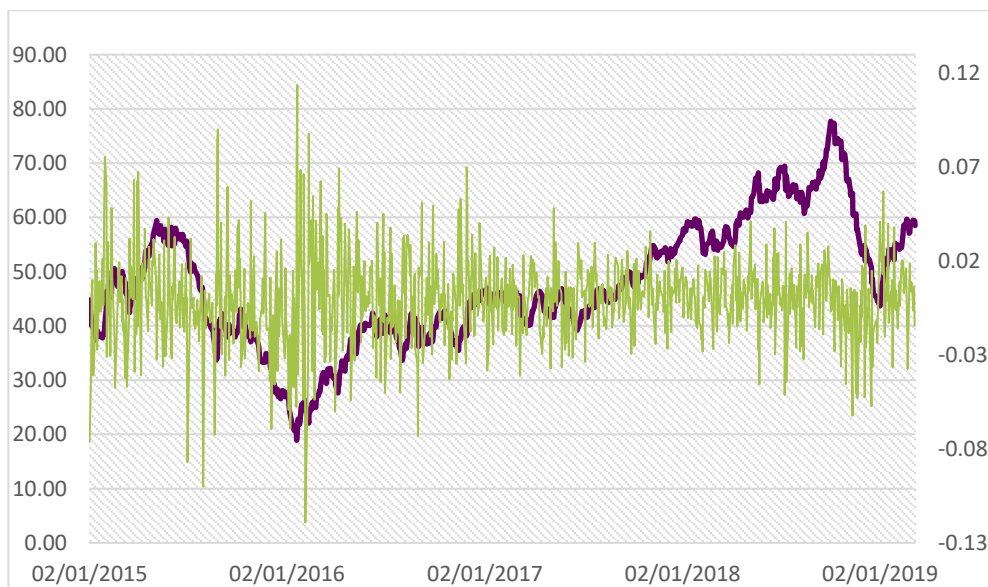
La gráfica 2 muestra los rendimientos del precio del petróleo. Se puede apreciar que existen agrupamientos de alta y baja volatilidad. En periodos de baja volatilidad la variable dloil_mx oscila en una banda de $\pm 3.0\%$. En periodos de alta volatilidad la variable oscila entre $\pm 12.0\%$. La gráfica 3 muestra una comparación de la serie en nivel y la variable dloil_mx, el periodo de mayor volatilidad coincide con la mayor caída del precio.

Gráfica 2 – Precio MME en primera diferencia



Fuente: elaboración propia

Gráfica 3 – Precio MME (USD) y su rendimiento 2015-2019



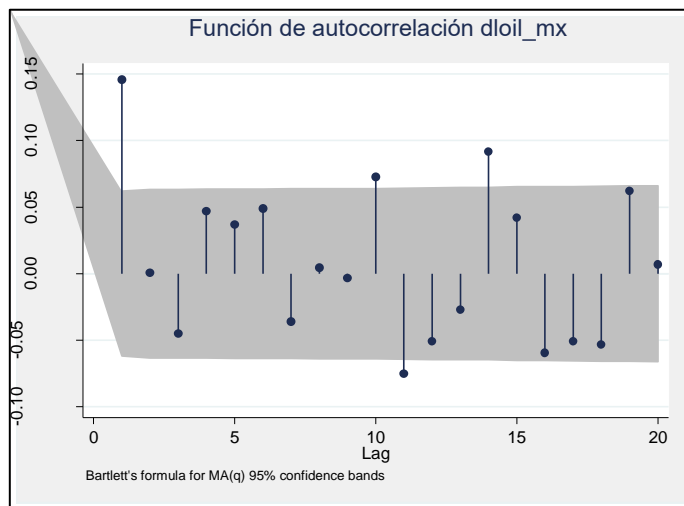
Fuente: elaboración propia

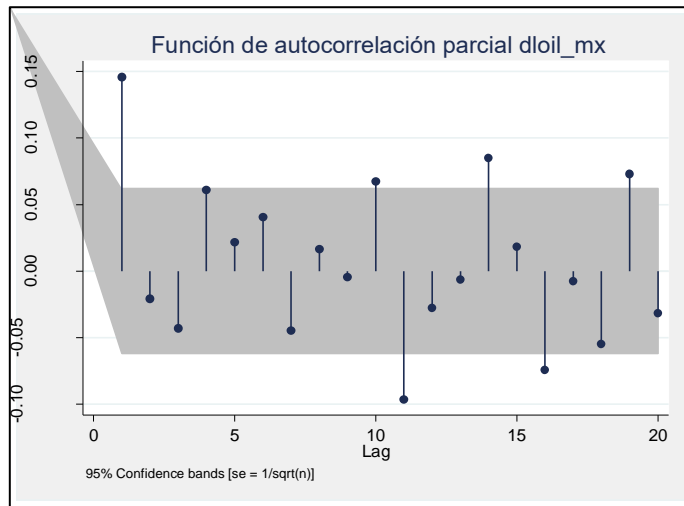
Ahora se procede a estimar el modelo ARIMA.

b) ARIMA

Para estimar el modelo ARIMA se requiere que la serie de tiempo sea estacionaria. Puede convertirse en estacionaria después de una o varias diferencias. Para estimar los valores de los parámetros de los autorregresivos (AR) y medias móviles (MA) se hacen las pruebas de función de auto correlación (FAC) y función de auto correlación parcial (FACP).

Figura 8 – Función de auto correlación / Función de auto correlación parcial serie dloil_mx





Fuente: elaboración propia

Al revisar la gráfica de FAC los rezagos 1, 10, 11, 14 no son estadísticamente significativos y están fuera del límite de 95% de confianza.

En la gráfica de FACP los rezagos 1, 10, 11, 14, 16 y 19 no son estadísticamente significativos. Estas dos gráficas nos ayudan a estimar el modelo ARIMA con los siguientes rezagos AR (1, 10, 14, 19) y MA (11, 16).

Al correr la regresión del proceso ARIMA todos los rezagos resultan significativos a excepción del término constante. Se vuelve a correr la regresión sin el término constante y los resultados se muestran en el cuadro 16.

**Cuadro 16 – Proceso ARIMA dloil_mx sin constante – AR (1 10 14 19)
MA (11 16)**

dloil_mx	Coef.	Std. Err.	z	P>z	[95% Conf. Interval]	
ar						
L1.	0.1592137	0.0240911	6.61	0.000	0.1119960	0.2064313
L10.	0.0960844	0.0266543	3.60	0.000	0.0438429	0.1483259
L14.	0.0860542	0.0291851	2.95	0.003	0.0288525	0.1432559
L19.	0.0656958	0.0259388	2.53	0.011	0.0148568	0.1165349
ma						
L11.	-0.098593	0.0273266	-3.61	0.000	-0.152153	-0.045034
L16.	-0.060817	0.0258673	-2.35	0.019	-0.111516	-0.010118
/sigma	0.0223464	0.0003683	60.68	0.000	0.0216246	0.0230682

Fuente: elaboración propia

Se procede a verificar que los residuos del modelo ARIMA tengan un comportamiento de ruido blanco. Las hipótesis planteadas son: a) hipótesis nula.- los residuos se distribuyen como una normal e b) hipótesis alternativa.- los residuos no se distribuyen como una normal. Se realizan las pruebas de normalidad. La primera prueba es el histograma de los residuos.

En la Figura 11 se muestra el histograma y se puede observar a simple vista que la distribución es leptocúrtica. Al revisar los estadísticos, el valor de la curtosis es de 5.14, mayor a 3 por lo que se rechaza la hipótesis nula. El valor del sesgo (skewness) es 0.0565, cifra distinta a cero que indica los residuos se distribuyen ligeramente hacia la derecha. Con los resultados previos, el proceso ARIMA es candidato para modelarse mediante un modelo ARCH.

**Cuadro 17 – Pruebas de normalidad de sesgo/curtosis residuos
modelo ARIMA**

Variable	Obs	Pr(Sesgo)	Pr(Curtosis)	adj chi2(2)	Prob>chi2
error	999	0.4629	0.0000	44.52	0
	mean	Std. Dev.	Variance	Skewness	Kurtosis
Residual	.0001931	.0223677	.0005003	.0565212	5.144046

Fuente: elaboración propia

Figura 11. – Histograma de los residuos modelo ARIMA

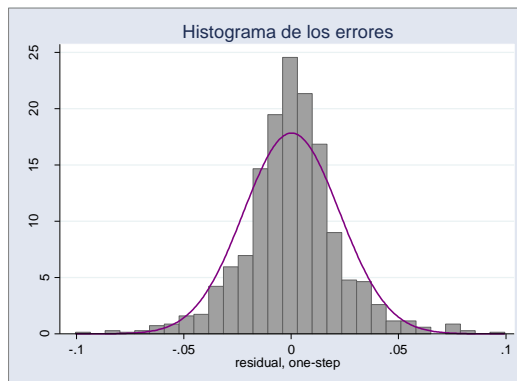
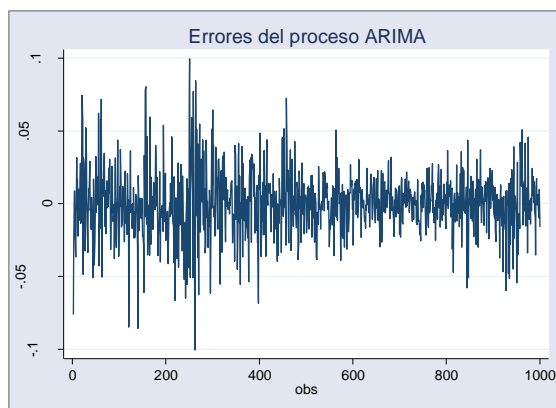


Figura 12. – Gráfica de los errores del proceso ARIMA



Fuente: elaboración propia

c) ARCH → TARCH

Modelo ARCH

Para estimar el modelo ARCH, se inicia el cálculo con un rezago de los errores al cuadrado. Se verifica que los coeficientes sean positivos y que el p-value sea menor a 0.05, es decir significativo al 95%. Posteriormente se añaden rezagos hasta que uno de los dos criterios no se cumpla. Al añadir el sexto rezago este no resultó significativo por lo que el modelo se limitó a 5 rezagos. En el cuadro 18 se muestran los resultados de la estimación con los que se construye la ecuación de la varianza condicional del modelo.

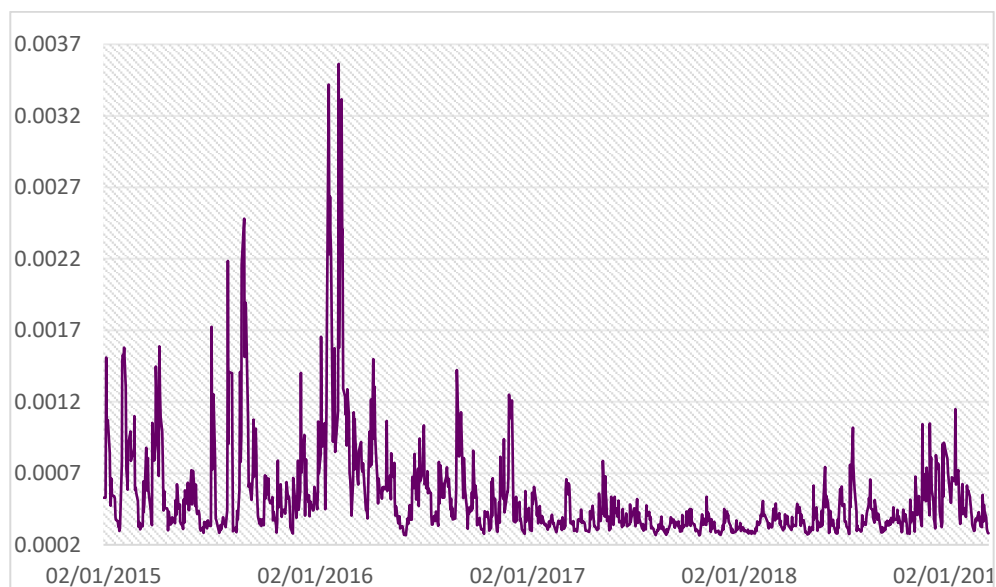
$$h_t = 0.00026 + 0.185\varepsilon_{t-1}^2 + 0.054\varepsilon_{t-2}^2 + 0.105\varepsilon_{t-3}^2 + 0.103\varepsilon_{t-4}^2 + 0.061\varepsilon_{t-5}^2$$

Cuadro 18 – Modelo ARCH 5 rezagos.

dloil_mx	Coef.	Std. Err.	Z	P> z	[95% Conf. Interval]	
arch						
L1.	0.1855837	0.0324746	5.71	0.000	0.1219347	0.2492328
L2.	0.0543295	0.0259976	2.09	0.037	0.0033751	0.1052838
L3.	0.1054942	0.0297773	3.54	0.000	0.0471318	0.1638565
L4.	0.1036918	0.0368910	2.81	0.005	0.0313867	0.1759969
L5.	0.0610594	0.0294255	2.08	0.038	0.0033865	0.1187324
_cons	0.00026	0.0000182	14.29	0.000	0.0002244	0.0002957

Fuente: elaboración propia

Gráfica 4 – Varianza condicional de la ecuación ARCH (5)



Fuente: elaboración propia

Modelo GARCH

El modelo GARCH además de los rezagos de los errores al cuadrado, añade rezagos de la varianza condicional. Al igual que el modelo ARCH, no se aceptan coeficientes negativos. Al hacer los cálculos y añadir rezagos, los coeficientes no fueron significativos y algunos fueron negativos por lo que la mejor estimación se limitó a un rezago de los errores al cuadrado y un rezago de la varianza condicional. La suma de los coeficientes del modelo es de 0.994, lo que indica persistencia a la volatilidad y que en el largo plazo converge al nivel medio de volatilidad⁶⁷. En el cuadro 19 se muestran los resultados de la estimación con los que se construye la ecuación de la varianza condicional.

$$h_t = 0.00000248 + 0.036\varepsilon_{t-1}^2 + 0.957h_{t-1}$$

⁶⁷ Galán, J; Villalba, F. op.cit. pág. 197

Cuadro 19 – Modelo GARCH (1/1) sin constante (media)

dloil_mx	Coef.	Std. Err.	Z	P> z	[95% Conf. Interval]	
arch						
L1.	0.03693040	0.0058551	6.31	0.000	0.0254547	0.0484062
Garch						
L1.	0.95778510	0.0062597	153.01	0.000	0.9455163	0.9700539
_cons	0.00000248	0.0000013	1.91	0.056	-0.0000000602	0.00000503

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 5 – Varianza condicional de la ecuación GARCH (1/1)



Fuente: elaboración propia

Se procede a estimar los modelos EGARCH y TARCH que incorporan la asimetría de la volatilidad.

Modelo EGARCH

Para estimar el modelo EGARCH, se añaden rezagos de la varianza condicional en forma logarítmica y rezagos de los errores en su forma estandarizada. Este último es el término que añade el efecto de asimetría.

El modelo acepta coeficientes negativos por lo que solamente se verifica que sean significativos al 95%. Se calcularon varios rezagos, y en la estructura EGARCH (1/1) todos los coeficientes fueron significativos. En el cuadro 20 se muestran los resultados de la estimación con los que se construye la ecuación de la varianza condicional logarítmica. El impacto de las buenas noticias es: $\alpha_1 + \gamma_1 = -0.0167104$. El impacto de las malas noticias es: $\alpha_1 - \gamma_1 = -0.1152252$.

$$\log(h_t) = -0.063 - 0.065 \left[\left| \frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}} \right| - \sqrt{2\pi} \right] + 0.049 \left(\frac{\varepsilon_{t-1}}{\sqrt{h_{t-1}}} \right) + 0.991 \log(h_{t-1})$$

Cuadro 20 – Modelo EGARCH (1/1)

dloil_mx	+	Std. Err.	Z	P> z	[95% Conf. Interval]	
_cons	0.0003439	0.0006003	0.57	0.567	-0.0008327	0.0015205
Earch						
L1.	-0.0659678	0.009705	-6.80	0.000	-0.0849893	-0.0469462
earch_a						
L1.	0.0492574	0.015214	3.24	0.001	0.0194385	0.0790763
Egarch						
L1.	0.9916621	0.0025306	391.88	0.000	0.9867023	0.9966219
_cons	-0.0638824	0.019251	-3.32	0.001	-0.1016138	-0.0261511

Fuente: elaboración propia

Gráfica 6 – Varianza condicional de la ecuación EGARCH (1/1)



Fuente: elaboración propia

Modelo TARCH

El modelo TARCH incorpora una dummy para añadir el efecto de asimetría. Al estimar el modelo TARCH (1/1) todos los coeficientes resultaron significativos al 95%. En el cuadro 21 se muestran los resultados de la estimación con los que se construye la ecuación de la varianza condicional.

El impacto de las buenas noticias es: $\alpha_1 = 0.0567055$. El impacto de las malas noticias es: $\alpha_1 + \lambda_1 = -0.0042834$.

$$h_t = 0.000025 + 0.056\varepsilon_{t-1}^2 - 0.0609\varepsilon_{t-1}^2 d_{t-1} + 0.9680h_{t-1}$$

Cuadro 21 – Modelo TARCH (1/1)

dloil_mx	Coef.	Std. Err.	Z	P> z	[95% Conf. Interval]	
_cons	0.0002569	0.0006113	0.42	0.674	-0.0009411	0.0014550
Arch						
L1.	0.0567055	0.0099514	5.70	0.000	0.0372012	0.0762098
Tarch						
L1.	-0.0609889	0.0110675	-5.51	0.000	-0.0826809	-0.039296
Garch						
L1.	0.9680932	0.0072143	134.19	0.000	0.9539533	0.9822330
_cons	0.00000229	0.000000923	2.48	0.013	0.00000048	0.0000041

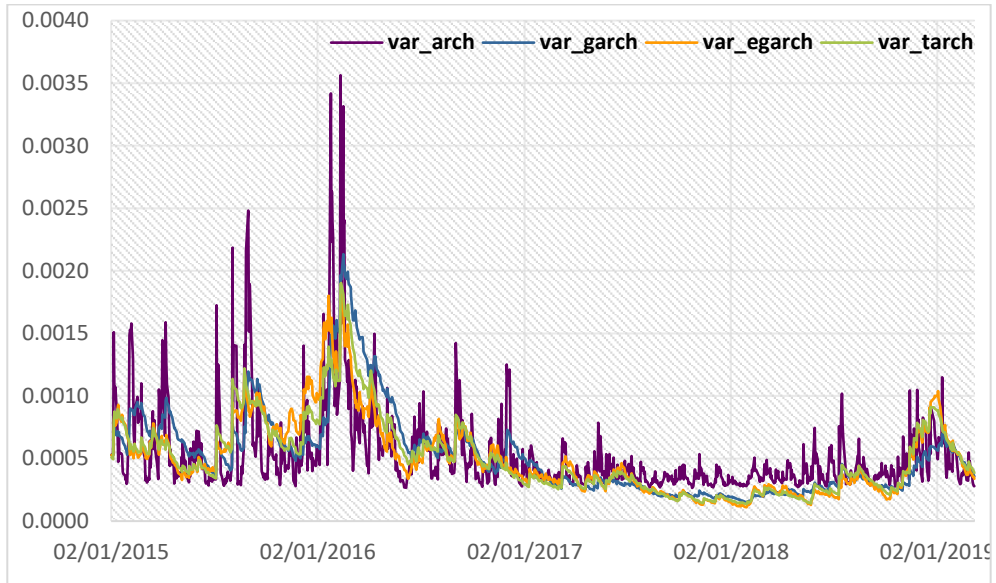
Fuente: elaboración propia

Gráfica 7 – Varianza condicional de la ecuación TARCH (1/1)



Fuente: elaboración propia

Gráfica 8 – Varianza condicional de la ecuación ARCH (5), GARCH (1/1), EGARCH (1/1) y TARCH (1/1)

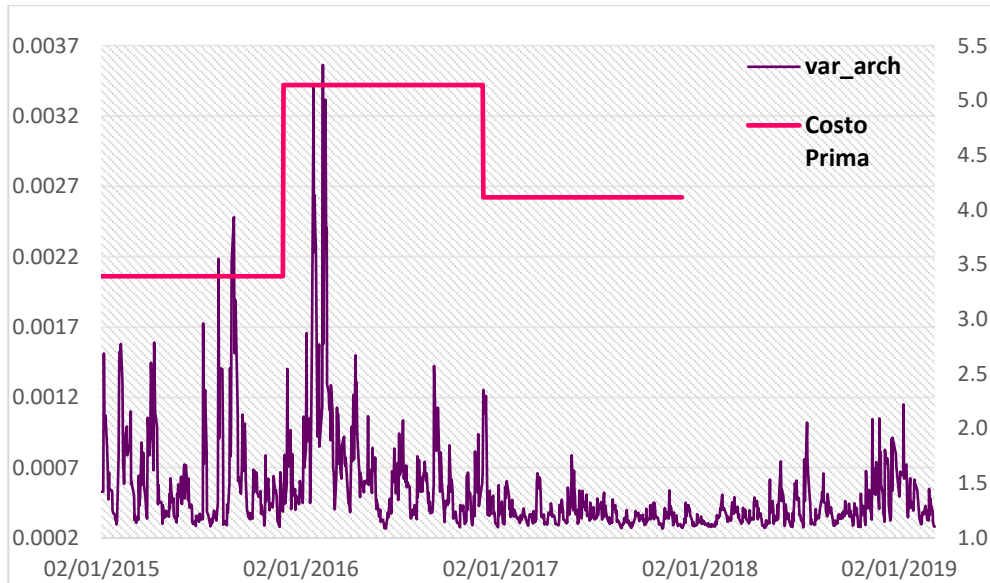


Fuente: elaboración propia

Este apartado finaliza con una comparación entre el costo promedio de la prima y la varianza condicional estimada en el modelo ARCH(5). El modelo abarca el periodo de 2015 a 2019 en tanto que del costo de la prima sólo se cuenta con información hasta 2017. En la gráfica 9 se puede apreciar que 2015 y 2016 fueron los años que presentaron mayor volatilidad. En 2015 se obtuvo el mayor ingreso en la historia de las coberturas. Este año el costo de la prima fue de \$ 3.39 dpb. El precio no capturó totalmente la volatilidad esperada. Recordemos que las opciones de 2015 se contrataron en 2014 lo que infiere que la contraparte no pudo prever el escenario inconveniente. En 2016 el costo de la prima fue de \$ 5.14 dpb. El precio alto coincide con la alta volatilidad. Este año también se ejercieron las opciones. El costo de la prima en 2017 fue de \$ 4.11 dpb. Un precio alto comparado al costo de 2015

considerando que la volatilidad fue mucho menor. Aunque no se cuenta con información suficiente para calcular el costo de las primas de 2018 y 2019, se conoce que en moneda nacional han sido las más caras en la historia de las coberturas. El nivel de volatilidad fue bajo y el precio pactado fue de \$46 y \$55 dpb respectivamente. Si se consideran las variables mencionadas, éstas no corresponden a un costo elevado de la prima. Es posible que la estimación que hicieron de la volatilidad futura haya sido incorrecta.

Gráfica 9 – Comparación de la varianza condicional modelo ARCH(5) y costo promedio de la prima (dpb) 2015-2019



Fuente: elaboración propia

Conclusiones

Desde 1980 que inicio la petrolización de la economía en México, han existido periodos en los que el precio del petróleo ha bajado inesperadamente creando inestabilidad en las finanzas públicas. En tanto que se dependa de ingresos petroleros, se debe considerar la volatilidad. En los tres años que se ejercieron las opciones: 2009, 2015 y 2016 la caída del precio fue abrupta y desmesurada. Bajo esta perspectiva, las coberturas lograron el objetivo de evitar recortes en el presupuesto de egresos. Si solo se considera la volatilidad, las coberturas son el instrumento ideal para contrarrestar esta debilidad. Sin embargo, el verdadero problema de la dependencia radica en que es un modelo que caducará en el corto plazo. Las reservas probadas cuentan con una relación reservas / producción menor a 10 años. La reforma energética permitió la entrada de capital privado para participar en actividades de exploración y producción de hidrocarburos. A pesar del incremento de inversión derivada de la reforma no se ha logrado obtener una tasa de restitución del 100%. No alcanzar este porcentaje de restitución y aumentar el número de productores de crudo resultará en un agotamiento más rápido de las reservas probadas.

La prioridad de mantener los ingresos petroleros en una proporción del 4.7% del PIB ha dejado en segundo término el ahorro a largo plazo. En los cuatro años de operación del FMPED no se ha alcanzado este porcentaje, a pesar de que la inversión y productividad del sector han aumentado. Es difícil obtener el porcentaje establecido cuando por más de 30 años no hubo inversión suficiente que permitiera sostener la productividad de Pemex. El gobierno podría reconsiderar disminuir la meta establecida para dar lugar a un genuino fondo y ahorro a largo plazo. De esta manera generaciones futuras podrán beneficiarse de la riqueza actual de este recurso finito.

El valor de la prima de las coberturas depende de dos elementos fundamentales: el precio pactado y la volatilidad esperada del periodo. Debido a que la volatilidad de las series financieras no es constante a lo largo del tiempo, se estimó la varianza condicional del precio del petróleo con los modelos ARCH, GARCH, EGARCH y TARARCH. Al comparar la varianza condicional estimada y el costo de la prima por barril, se aprecia que el nivel de volatilidad no corresponde a las variaciones del costo de la prima. Se sugiere revisar la manera de estimar la volatilidad para mejorar el precio pactado de la prima en las coberturas.

En tanto continúe la dependencia de los ingresos petroleros se asume continuarán utilizando el mecanismo de las coberturas. El no establecer un límite al periodo de la estrategia representa una debilidad. En primer lugar por el costo de oportunidad de no invertir el acumulado en un fondo a largo plazo y en segundo lugar al crear una demanda segura anual a la contraparte que le otorga mayor poder al momento de negociar el costo de las coberturas. Si en un determinado año el nivel de volatilidad esperado es bajo se podría considerar prescindir de la compra de coberturas.

Bibliografía

Almeida Garza Galindo, A. *Determinación del precio del petróleo: opciones para México*. 1ª ed. México: Fondo de Cultura Económica, 1994.

Aristegui Noticias “*La gallina de los huevos de oro se nos fue secando... y acabando*”: EPN [video] 12 enero 2017, Disponible en: <https://www.youtube.com>

Auditoría Superior de la Federación, *Informe del Resultado de la Revisión y Fiscalización Superior de la Cuenta Pública (varios años)*, [en línea] Disponible en: <https://www.asf.gob.mx>

Bahi, Claudia, *Modelos de medición de la volatilidad en los mercados de valores: aplicación al mercado bursátil argentino*, Universidad Nacional de Cuyo, pág. 7, 2007

BANXICO, *Informe Anual (varios años)* [en línea] 1976-1990, México D.F; Disponible en: <http://www.banxico.org.mx/>

Banxico, *Sistema de Información Económica*, [en línea] Ciudad de México, Disponible en: <http://www.banxico.org.mx/>

Cattan, N y Blas, J. *Mexico said to take first steps in annual oil hedging program*, [en línea] 9 junio 2017, Bloomberg.com Disponible en: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-06-09/mexico-said-to-take-first-steps-in-annual-oil-hedging-program>

Casas, Marta; Cepeda, Edilberto, *Modelos ARCH, GARCH y EGARCH: aplicaciones a series financieras*, Cuadernos de Economía v XXVII n°48, Bogotá 2008, pág 287-319

CNH, *Reservas de hidrocarburos en México Conceptos fundamentales y análisis 2018*, Febrero 2019.

Cordera Campos, R. *El destino de la renta petrolera y el desarrollo de México*, [en línea] Junio 2008, Instituto de Estudios para la Transición Democrática Disponible en: <http://www.ietd.org.mx/el-destino-de-la-renta-petrolera-y-el-desarrollo-de-mexico/>

De Arce Borda, R. *20 años de modelos ARCH: una visión de conjunto de las distintas variantes de la familia*, Estudios de Economía Aplicada, Vol. 22-1, 2004.

De la Cruz Amador, E. G. *Análisis de las propiedades de calidad de un crudo*, Tesina licenciatura, Universidad Autónoma del Estado de México, Toluca de Lerdo, 2016

Del Río Monges, J.A; Rosales Reyes, M, *Implementación de un fondo soberano de riqueza vinculado al petróleo en México*, [en línea] Instituto Belisario Domínguez, Diciembre 2015, Disponible en: <http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx>

Diario Oficial de la Federación, *Acuerdo 00097*, [en línea] Diciembre 2000, (DOF), Disponible en: <http://dof.gob.mx/>

Diario Oficial de la Federación, *Acuerdo por el que se establecen las reglas de operación del Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios*, [en línea] Marzo 2015, Disponible en: <http://www.dof.gob.mx/>

Enders, Walter, *Applied econometrics time series*, 2008, 3rd edition, John Wiley & Sons, USA

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *Informe trimestral octubre-diciembre 2018*, [en línea] Enero 2019, Disponible en: <http://www.fmped.org.mx/>

Forner Rodríguez, C. *Apuntes de Ingeniería Financiera Tema 1: Forwards y Futuros I: Introducción*. [en línea] Universidad de Alicante; Disponible en: <https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/16066/2/Tema%201%20Forwards%20y%20Futuros%20I.pdf>

Gitman, L; Joehnk, M, *Fundamentos de inversiones*, 10ª ed. México: Pearson Educación, 2009

Hamilton, J. *Understanding crude oil prices* [en línea] NBER working paper N° 14492, November 2008, Disponible en: <http://www.nber.org/>

Hull, John. *Options futures and other derivatives* 9th ed. University of Toronto, 2015.

INEGI, *Banco de Información Económica*, [en línea] 1980-2017 Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/>

International Energy Agency [en línea], *Our Mission*, Disponible en: <https://www.iea.org/>

Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *Nueva ley DOF 11-08-2014*, [en línea] Agosto 2014, Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/>

Moreno-Brid, JC, y Ros Bosch, J. *Desarrollo y crecimiento de la economía mexicana: una perspectiva histórica*, 1ª ed, México: FCE, 2010.

Moreno Cortés, A. *Forwards parte 1*. Mercado de Derivados. Facultad de Economía, UNAM. Fecha de clase: 7 febrero 2018.

MOxLAD, *Base de Datos Oxford América Latina*, [en línea] Disponible en: <http://moxlad-staging.herokuapp.com/home/es#>

PEMEX, *Anuario Estadístico* [en línea] varios años, México Disponible en: <http://www.pemex.com/>

_____ *Base de datos Institucional* [en línea] México Disponible en:
<http://ebdi.pemex.com/>

Pemex Exploración y Producción, *Evaluación de reservas de hidrocarburos 1 de enero de 2016*, [en línea] 2016, pág 14-15 Disponible en:
<http://www.pemex.com/>

Platts *The Structure of Global Oil Markets*, [en línea] McGraw-Hill Platts, Junio 2010. Disponible en: <https://www.platts.com/>

Poon, Ser-Huang, *A Practical Guide to Forecasting Financial Market Volatility*, John Wiley & Sons, Ltd, 2005

Puyana Mutis, *A La economía petrolera en un mercado politizado y global. México y Colombia*, 1ª ed. México: FLACSO-México, 2015.

Rey Tovar, R. *Funcionamiento de los mercados forward, futuros y opciones*. [en línea] Universidad de Lima, Disponible en:
https://es.slideshare.net/raphaelrey/derivados-financieros-rrey?from_action=save

Rosales Reyes, M. *Las coberturas petroleras como medio de protección para la finanzas públicas* [en línea] Instituto Belisario Domínguez, Diciembre 2017, Disponible en: <http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx/>

Salinas De Gortari, C. *Aliados y adversarios TLCAN 1988-2017*, 1ª ed. Digital, México: Penguin Random House Grupo Editorial, 2017.

SENER, *Explicación ampliada de la reforma energética*, [en línea] Junio 2015, Disponible en: <https://www.gob.mx/>

SHCP *Ingresos Presupuestarios del Sector Público (1990-2018) Porcentajes del PIB* [en línea] Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas, Disponible en: <http://www.shcp.gob.mx/>

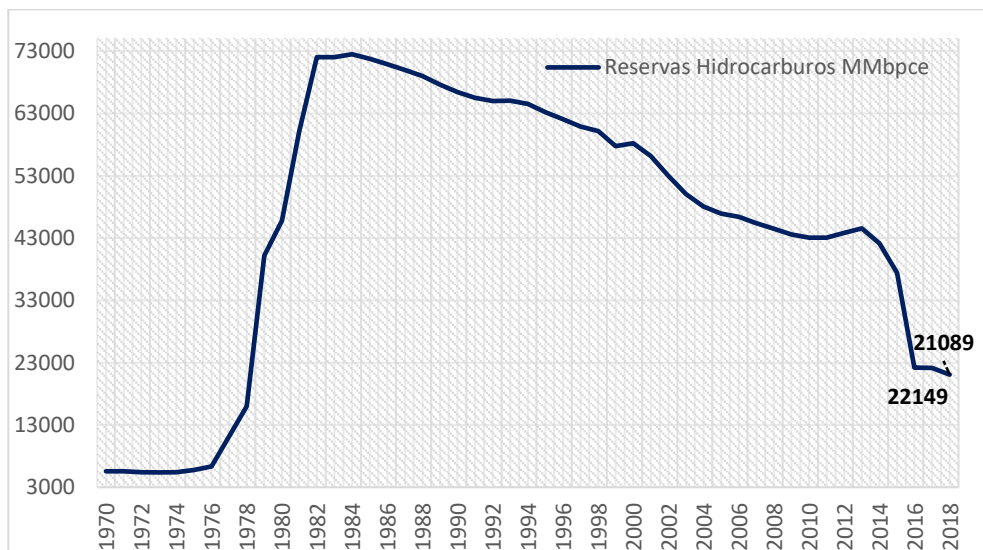
_____ *Comunicado de prensa 097/2014*, [en línea] noviembre 2014,
Disponible en: <https://www.gob.mx/>

The Ice.com *ICE Crude & Refined Oil Products* [en línea] Disponible en:
<https://www.theice.com/>

Wu, T; McCallum, A. *Do oil futures prices help predict future oil prices?* [en
línea] FRBSF Economic Letter, number 2005-38, December 30,2005,
Disponible en: <https://www.frbsf.org/economic-research/files/el2005-38.pdf>

Anexos

Gráfica Anexo 1 – Reservas totales de hidrocarburos (mmbpce)



Fuente: Elaboración propia con base en: PEMEX, *Anuario Estadístico*, [en línea], varios años, Disponible en: <http://www.pemex.com/>

Nota: para la estimación de las reservas probadas, desde 2003 se emplean las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos.

MMbpce: millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Cuadro Anexo 1 – Reservas y producción de hidrocarburos y crudo de Pemex 1990-2017

Año	Reservas totales Hidrocarburos ^a	Reservas de Crudo	Producción total de Hidrocarburos	Producción de Crudo ^b	Producción Cantarell Crudo	R/P ^c Hidrocarburos
Unidad	MMbpce	MMbpce	MMbpce	Miles de barriles diarios		años
1990	66,450	45,250	1,268	2,548.0	1,012	52
1991	65,500	44,560	1,310	2,675.8	1,079	50
1992	65,000	44,292	1,304	2,667.7	1,071	50
1993	65,050	44,439	1,316	2,673.4	1,045	49

1994	64,516	44,043	1,320	2,685.1	1,093	49
1995	63,220	43,127	1,293	2,617.2	1,011	49
1996	62,058	42,146	1,413	2,858.3	1,112	44
1997	60,900	42,072	1,504	3,022.2	1,237	40
1998	60,160	41,392	1,490	3,070.5	1,349	40
1999	57,741	41,064	1,434	2,906.0	1,266	40
2000	58,204	41,495	1,469	3,012.0	1,471	40
2001	56,154	39,918	1,494	3,127.0	1,731	38
2002	52,951	32,286	1,508	3,177.0	1,902	35
2003	50,032	36,266	1,587	3,371.0	2,123	32
2004	48,041	34,389	1,611	3,383.0	2,136	30
2005	46,914	33,312	1,604	3,333.0	2,035	29
2006	46,418	33,093	1,618	3,256.0	1,801	29
2007	45,376	31,909	1,603	3,076.0	1,490	28
2008	44,483	31,212	1,451	2,792.0	1,040	31
2009	43,563	30,930	1,378	2,601.0	685	32
2010	43,075	30,497	1,384	2,577.0	558	31
2011	43,074	30,560	1,359	2,553.0	501	32
2012	43,837	30,613	1,353	2,548.0	454	32
2013	44,530	30,817	1,333	2,522.0	440	33
2014	42,158	29,328	1,291	2,429.0	375	33
2015	37,405	25,825	1,193	2,267.0	273	31
2016	22,223	16,369	1,112	2,154.0	216	20
2017	22,149	16,882	999	1,948.0	177	22

Fuente: Elaboración propia con base en: PEMEX, *Anuario Estadístico (varios años)* y *Base de datos Institucional* [en línea] Disponible en: <http://www.pemex.com/>

MMbpce: millones de barriles de petróleo crudo equivalente

^aPara la estimación de las reservas probadas, desde 2003 se emplean las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos.

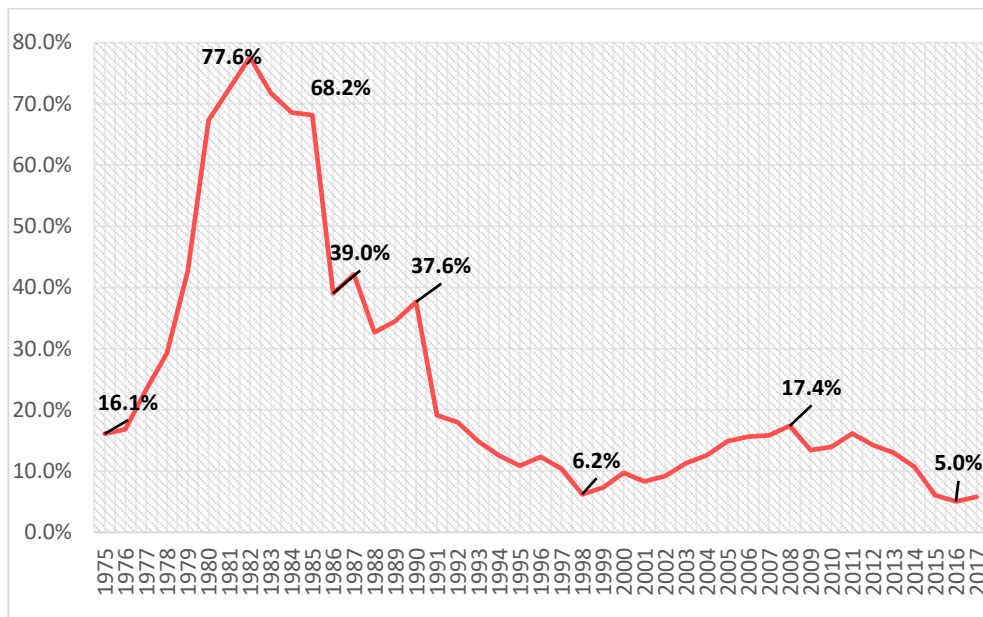
^bA partir de 2004, la estructura administrativa de PEMEX Exploración y Producción cambia a activos integrales, por lo que las cifras de años anteriores fueron ajustadas.
^cR/P = cociente de las reservas totales entre la producción anual de hidrocarburos.

Gráfica Anexo 2 – Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) 1980 – 2018



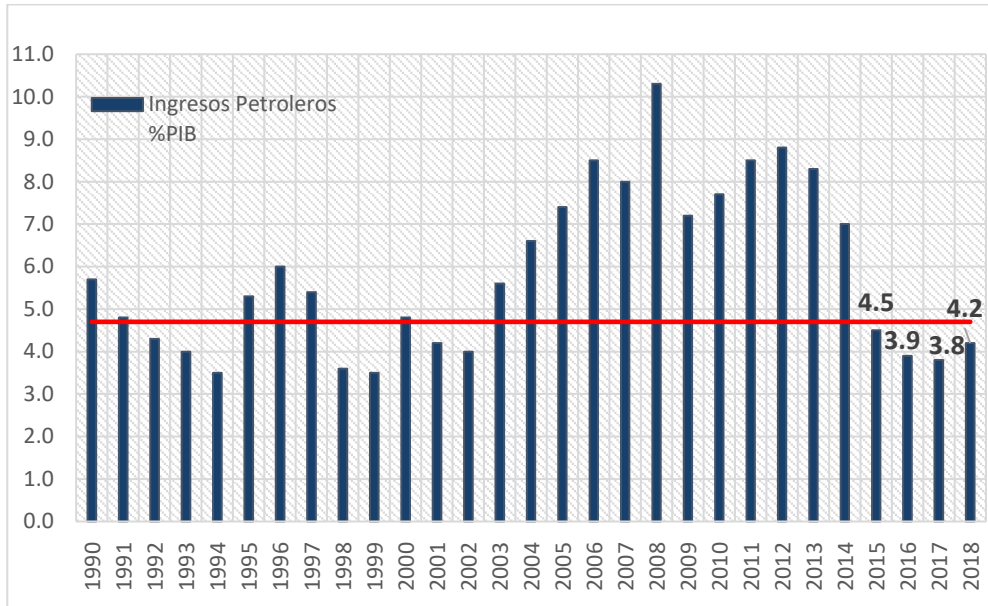
Fuente: elaboración propia con base en: INEGI, *Banco de Información Económica*, [en línea] 1980-2018 Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/>

Gráfica Anexo 3 – Participación de las exportaciones petroleras en exportaciones totales 1975 – 2017



Fuente: elaboración propia con base en: INEGI, *Banco de Información Económica*, [en línea] 1980-2017 Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/>
 BANXICO, *Informe Anual (varios años)*, [en línea] 1976-1980, México D.F, Disponible en: <http://www.banxico.org.mx/>

Gráfica Anexo 4 – Ingresos petroleros del sector público como porcentaje del PIB 1990 – 2018



Fuente: elaboración propia con base en: SHCP *Ingresos Presupuestarios del Sector Público (1990-2018) Porcentajes del PIB* [en línea] Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas Disponible en: <http://www.shcp.gob.mx/>

Nota: hasta 2014 incluye los ingresos propios de Pemex y los derechos sobre hidrocarburos. A partir de 2015 incluye los ingresos propios de Pemex, las transferencias del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y el impuesto sobre la renta de contratistas y asignatarios por explotación de hidrocarburos. / La información como porcentaje del PIB, se presenta utilizando el PIB anual con base al cálculo trimestral base 2013.

Cuadro Anexo 2 – Tasa de Restitución de Hidrocarburos (porcentaje) 2001-2017

Año	Tasa de Restitución Hidrocarburos (%)		
	1P	2P	3P
2001	1.8	10.2	22.0
2002	1.4	3.9	14.8

2003	8.5	23.3	41.6
2004	9.8	28.2	45.8
2005	15.0	28.8	57.0
2006	8.5	17.2	59.2
2007	11.3	25.5	59.7
2008	11.4	42.1	65.7
2009	25.1	63.0	102.4
2010	28.2	63.8	128.7
2011	16.7	39.2	103.9
2012	11.3	29.4	107.6
2013	9.9	37.6	128.3
2014	7.6	16.8	87.2
2015	6.6	13.5	64.8
2016	9.5	28.4	54.6
2017	7.3	21.0	61.5

Fuente: elaboración propia con base en: Pemex [en línea] 2017 México Disponible en: https://apps1.semarnat.gob.mx:445/dgeia/indicadores_verdes17/indicadores/archivos/03_captal/complementarias/IC_CN_2.1.1_B.xlsx

Cuadro Anexo 3 – Proporción Ingreso/Costo de los años que se obtuvieron ganancias por coberturas.

Año	Costo total	Ingresos	Proporción Ingreso/Costo
	(millones de dólares)		
2009	1,396.1	5,084.8	3.64
2015	773.4	6,284.1	8.13
2016	1,089.7	2,650.2	2.43

Fuente: elaboración propia con base en: ASF, *Informes de auditoría anuales (varios años)*

Cuadro Anexo 4 – Costo coberturas 2001-2019

Año	Costo total (mdp)	Precio pactado (dpb)
2002-2014	104,129.2	-
2015	10,467.3	76.4
2016	17,503.0	49
2017	19,016.0	38
2018	24,134.0	46
2019	23,489.0	55
Total	198,738.5	

Fuente: elaboración propia con base en: Auditoría Superior de la Federación, *Informes de auditoría (varios años)*, Rosales Reyes, M, op.cit. pág 6

Cuadro Anexo 5 – Transferencias del FMPED a la TESOFE como porcentaje del PIB

Transferencias como porcentaje del PIB	
2015	2.2%
2016	1.6%
2017	2.2%
2018	2.4%

Fuente: FMPED, *Informe trimestral octubre-diciembre 2018*, Ciudad de México, Enero 2019, pág. 8

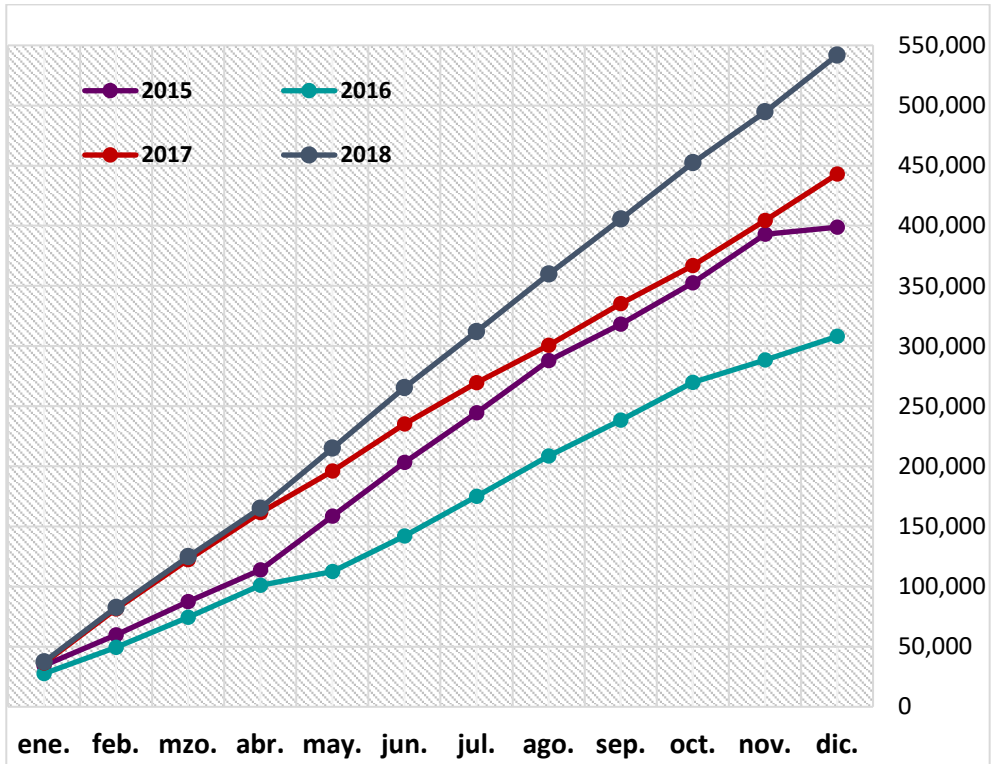
Cuadro Anexo 6 – Captación de renta y finanzas Pemex 1983 – 2013

	1983	1987	1990	1993	1997	2000	2004	2007	2010	2011	2012	2013**
Precio del crudo mexicano US\$/b	59.9	31.9	33.0	20.6	16.5	24.6	31.1	61.6	72.5	101.1	101.8	100.4
Precio programado US\$/b	26.4	16.0	19.1	13.2	14.5	15.5	29.3	42.5	53.9	63.0	84.9	86.0
Diferencia de precios	33.4	15.8	13.9	7.4	2.0	9.1	1.8	19.1	18.6	38.1	16.9	14.4
Ingresos totales de Pemex*	20.9	14.8	19.3	25.9	32.9	48.8	68.7	102.9	100.7	123.8	124.2	92.7
Pasivos como % activos Pemex	57.2	50.9	24.0	29.6	54.1	71.1	96.9	96.2	108.0	94.8	113.4	117.8
Utilidades antes de impuestos*	8.2	7.3	11.4	15.2	34.1	28.9	40.8	60.6	49.1	56.1	69.6	43.5
Impuestos federales a Pemex*	8.2	7.3	9.7	13.6	19.9	30.6	41.5	61.4	51.4	69.6	68.1	50.9
Utilidades post impuestos*	0.0	0.0	1.7	1.6	14.2	-1.7	-0.7	-0.7	-2.3	-13.5	1.5	-7.4
Impuestos como % del ingreso total	39.4	49.4	50.5	52.8	60.4	62.7	60.4	59.6	51.0	56.2	54.8	54.9
Impuestos en % de utilidades preimpuestos	99.7	99.8	85.5	89.7	58.3	105.9	101.7	101.2	104.6	124.1	97.8	117.1

Fuente: réplica: Puyana Mutis, A., op.cit. pág. 228

* Miles de millones de dólares / *** A septiembre de 2013

Gráfica Anexo 5 – Transferencias ordinarias acumuladas en el año del FMPED a la TESOFE (millones de pesos)



Fuente: réplica con base en: FMPED, *Informe trimestral octubre-diciembre 2018*, Ciudad de México, Enero 2019, pág. 8