



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Facultade de Economía e Empresa

Trabajo de fin de
máster

**Estudio de la
volatilidad de los
precios del petróleo
Brent y WTI en
periodos de crisis y
de la pandemia por
COVID-19**

Autor: David Rivera Alonso

Tutora: Dra. Emma María
Iglesias Vázquez

Máster en Economía

Año 2021

Resumen

En este trabajo comenzamos describiendo las principales características y particularidades del petróleo y los principales mercados en los que se comercializa. Posteriormente, el principal objetivo de este proyecto consiste en llevar a cabo un análisis de la volatilidad de los precios del petróleo, empleando las cotizaciones diarias de dos índices de referencia (BRENT y WTI) y recurriendo al uso de modelos GARCH y GJR-GARCH. *Primero* estimamos los cambios estructurales que nos permiten identificar los diversos periodos de crisis a través del contraste de cambio estructural de Bai-Perron (2003). *Segundo*, confirmamos los resultados en Zavadska et al (2020) donde se demuestra que los precios al contado del petróleo durante dos crisis de oferta/demanda (la primera guerra del Golfo durante 1990/91 y los ataques terroristas en EEUU en el año 2001) generaron “picos de volatilidad”; mientras que dos crisis económicas/financieras (la crisis asiática de 1997/98 y la Crisis Global Financiera del 2008/09) estuvieron asociadas a una alta persistencia en la volatilidad. *Finalmente*, extendemos el análisis de Zavadska et al (2020) contribuyendo con nuevos resultados en la literatura donde demostramos que tres crisis más recientes muestran patrones de comportamiento similares: el conflicto del petróleo de Arabia-Saudí con EEUU durante el periodo 2014/16 y con Rusia en el año 2020 (junto con el impacto del Covid-19) tuvieron un patrón de volatilidad típico de las crisis de oferta/demanda con “picos de volatilidad”; mientras que el periodo de conflictos del petróleo junto con la crisis del mercado bursátil del año 2018 estuvo asociado con altos niveles de persistencia de volatilidad. En este último periodo, demostramos que la crisis del mercado bursátil del año 2018 tuvo un comportamiento predominante versus las crisis de oferta/demanda, y que las crisis bursátiles originan un patrón de volatilidad similar a las crisis económico/financieras.

Palabras clave: Volatilidad del petróleo. Crisis energética. Eventos extremos. Covid-19.

Abstract

In this paper, we start by describing the main characteristics and peculiarities of the physical properties of crude oil as well as the main markets on which the oil commodity is traded. Later, the main objective of this project is to carry out an analysis of oil prices volatility, using the daily prices of two reference indices (BRENT and WTI) and using GARCH and GJR-GARCH models. We *first* estimate the structural changes that allow us to identify the various crisis periods through the Bai-Perron (2003) structural change test. *Second*, we confirm the results in Zavadska et al (2020) where it is shown that oil spot prices during two supply / demand crises (the first Gulf War during 1990/91 and the terrorist attacks in the USA in 2001) generated “spikes of volatility”; while two economic / financial crises (the Asian crisis of 1997/98 and the Global Financial Crisis of 2008/09) were associated with a high persistence in volatility. *Finally*, we extend the analysis of Zavadska et al (2020) contributing with new results in the literature where we show that three more recent crises show similar behavior patterns: the Saudi-Arabia oil conflict with US during the 2014/16 period and with Russia in 2020 (together with the impact of Covid-19) had a typical volatility pattern of supply / demand crises with “volatility spikes”; while the period of oil conflicts together with the stock market crisis of 2018 was associated with high levels of persistence of volatility. In this last period, we show that the 2018 stock market crisis had a predominant behavior versus supply / demand crises, and that stock market crises cause a volatility pattern similar to economic / financial crises.

Keywords: Crude oil volatility. Energy crisis. Extreme events. Covid-19.

Índice

1. Petróleo como commodity.....	8
1.1. Formación y origen del petróleo	8
1.2. Clasificación y tipos de petróleo.....	13
1.3. Reservas mundiales.....	15
1.4. Usos del petróleo y sus derivados	17
2. Situación del petróleo a nivel mundial	18
2.1 Producción mundial.....	18
2.2 Demanda mundial	21
2.3 Mercados e indicadores de referencia	23
2.4 Perspectivas de futuro.....	26
3. Revisión de la literatura y datos usados	29
4. Modelos de volatilidad y resultados empiricos.....	36
5. Conclusiones.....	41
Bibliografía.....	43
Anexos	46
ANEXO 1. RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO	47
ANEXO 2. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO	50
ANEXO 3. DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO	53
ANEXO 4. CAPACIDAD DE REFINO MUNDIAL	56
ANEXO 5. TABLA DE VALORES ESTADÍSTICOS DESCRIPTIVOS	58

Índice de figuras

Figura 1: Diagrama de Van Krevelen para las etapas químicas del petróleo.	9
Figura 2: Ventanas de producción de petróleo según profundidad y etapa.	10
Figura 3: Trampas petrolíferas más comunes.	11
Figura 4: Diferentes tipos de yacimientos convencionales y no convencionales del petróleo. .	12
Figura 5: Clasificación de diferentes crudos en base a su contenido en Azufre y grado API.	14
Figura 6: Curvas TBP de diferentes crudos. Fuente: Tecnología y margen de refino del petróleo.	14
Figura 7: Reservas mundiales de petróleo según países pertenecientes a OPEP	16
Figura 8: Producción mundial de petróleo según países pertenecientes a OPEP..	20
Figura 9: Diferencias de las cotizaciones SPOT entre índices Brent y WTI..	24
Figura 10: Diferencias de las cotizaciones de futuros entre índices Brent y WTI y sus valores reales.	25
Figura 11: Valores obtenidos para los índices BRENT_S y BRENT_R en el periodo del estudio .	31
Figura 12: Valores obtenidos para los índices WTI_S y WTI_R en el periodo del estudio.....	32

Índice de tablas

Tabla 1. Ranking de reservas de petróleo probadas por país.....	15
Tabla 2. Resultados del análisis estructural Bai-Perron (2003) de las cotizaciones diarias del Brent en el periodo del estudio.....	33
Tabla 3. Resultados obtenidos en el estudio de la crisis de la Guerra del Golfo 1990/1991.	38
Tabla 4. Resultados obtenidos en el estudio de la crisis Asiática 1997/1998	38
Tabla 5. Resultados obtenidos en el estudio de los taques terroristas el 11 de septiembre de 2001.	39
Tabla 6. Resultados obtenidos en el estudio de la crisis Global Financiera 2008/2009.	39
Tabla 7. Resultados obtenidos en el estudio del conflicto entre EE. UU y Arabia Saudí 2014/2016.....	39
Tabla 8. Resultados obtenidos en el estudio del conflicto de precios del petróleo de 2017/2019 y la crisis financiera de 2018	40
Tabla 9. Resultados obtenidos en el estudio del conflicto entre Rusia y Arabia Saudí de 2020 y pandemia mundial de COVID-19	40
Tabla 10. Reservas a nivel mundial de petróleo.....	49
Tabla 11. Produccion a nivel mundial de petróleo.....	52
Tabla 12. Demanda a nivel mundial de petróleo.....	55
Tabla 13. Capacidad de refino a nivel mundial de petróleo.....	57
Tabla 14. Tabla resumen con los valores de estadísticos descriptivos según periodo e índice de referencia.....	58

Introducción

Con este proyecto se pretende analizar y comprender las volatilidades, a través de las cotizaciones diarias de los dos principales índices de referencia del mundo del petróleo, el Brent ("North Sea Brent") en Europa y el WTI ("West Texas Intermediate") en EEUU, con el objetivo de determinar en qué periodo se encuentra actualmente el sector, identificar si se está atravesando o no una crisis y de estarlo, poder determinar qué tipo de crisis es y el patrón de volatilidad que se está generando. Y lo que es también muy importante, poder anticipar las clases de patrones de volatilidad se pueden generar en futuras crisis.

A lo largo de este trabajo, se empieza describiendo el origen geológico del petróleo, su formación, sus principales propiedades, las reservas que hay de esta materia prima a lo largo del globo y sus vitales usos, para poder situar un marco de referencia físico de esta materia y así poder evaluar cómo impactan estas diferencias físicas en las cotizaciones de los diferentes tipos de petróleos.

En el segundo capítulo del documento, se describen los principales actores del mercado del petróleo y la situación de mercado actual, describiendo el flujo físico de consumo de esta materia prima y una posible previsión de la tendencia futura del mercado.

En el tercer capítulo se describen los datos usados en el análisis, y también se lleva a cabo una revisión de la literatura.

En el cuarto capítulo, se describen los modelos econométricos utilizados y se analiza de manera empírica los dos patrones diferentes encontrados en la volatilidad de los dos indicadores de referencia del sector petrolero (es decir, Brent y el WTI), a lo largo del periodo temporal disponible. Se catalogan los impactos con arreglo a dos tipos de crisis: una de demanda y oferta y otra financiera/económica/bursátil. Con el objetivo de poder catalogar cada uno de los periodos, se han utilizado los modelos GARCH, GJR-GARCH y T-ARCH y se analizan los valores obtenidos para los diferentes parámetros de cada modelo y sus correspondientes valores estadísticos.

Por último, se presentan las conclusiones del proyecto.

1. Petróleo como commodity

1.1. Formación y origen del petróleo

El petróleo en su origen natural, es una materia prima líquida y viscosa constituida por diferentes uniones de átomos de carbono e hidrogeno en cantidades variables y de formas diferentes que son conocidas como hidrocarburos. Se conoce como "crudo" al petróleo que se encuentra en estado natural bajo el subsuelo, debido a su potencial energético y el uso extendido de sus productos derivados, éste se ha ido convirtiendo a lo largo del tiempo en una de las materias primas más importantes a nivel mundial, siendo la fuente energética por excelencia; el motor de la industria y, en última instancia, de la economía.

Como define Meléndez Hevia (1982), Profesor de Geología del Petróleo,

“Los hidrocarburos líquidos y gaseosos proceden de la materia orgánica depositada y acumulada durante el proceso de sedimentación a través de una serie de transformaciones que se producen en el subsuelo, estas se controlan principalmente por el incremento de temperatura que se produce con el aumento de profundidad, como consecuencia del gradiente geotérmico.

De forma general, la transformación consiste en la pérdida de O y N en forma de H₂O, CO₂ y NH₃ y en el enriquecimiento relativo en H y C. El procedimiento lo inician bacterias anaerobias y a medida que aumenta la profundidad de enterramiento, desaparecen, quedando controlado desde entonces por el aumento de la temperatura, en forma de destilación natural de esta materia orgánica.”

Estos hidrocarburos se comienzan a originar en sedimentos con alto contenido de materia orgánica, albergados en extensas regiones geológicas denominadas cuencas sedimentarias. La materia orgánica presente en los sedimentos procede de organismos marinos y terrestres depositados en diversos ambientes sedimentarios, y debido a la deficiencia de oxígeno, la materia orgánica se ve sometida a condiciones reductoras (condiciones anaeróbicas).

El origen del gas natural comienza con el proceso de maduración del kerógeno, definido como, la materia orgánica en la roca sedimentaria insoluble en solventes orgánicos y proveniente de la descomposición de la materia orgánica, en la medida en la que ésta va quedando enterrada en condiciones reductoras. Los procesos de

maduración de la materia orgánica son transformaciones físico-químicas provocadas, fundamentalmente, por la acción conjunta del tiempo, de la presión del subsuelo y de la temperatura a la que se encuentra sometida debido al gradiente geotérmico. Se entiende por madurez de la materia orgánica, el grado de desarrollo de dichos procesos. A medida que la roca alcanza por subsidencia mayores profundidades se distinguen tres etapas, la diagénesis, la catagénesis y la metagénesis.

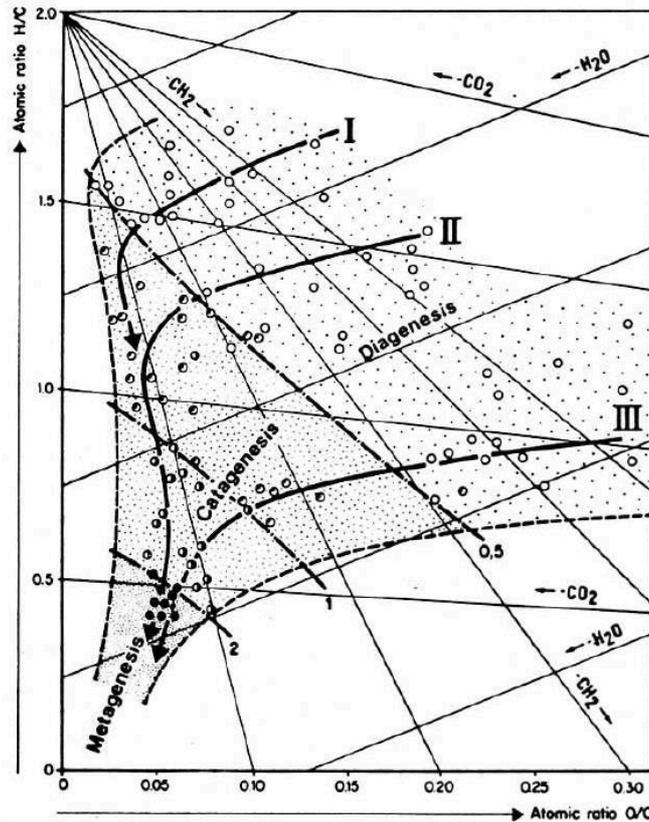


Figura 1: Diagrama de Van Krevelen para las etapas químicas del petróleo.
Fuente: Llamas Borrajo (2015).

La diagénesis se concibe como el proceso por el que el sistema se aproxima al equilibrio bajo condiciones de poca profundidad, llevando los sedimentos a su consolidación y produciendo transformaciones químicas que acaban consiguiendo como producto final, moléculas de metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), agua (H_2O) y sulfuro de hidrogeno (H_2S). Es en esta etapa cuando la materia orgánica pierde la mayor parte de sus grupos funcionales.

Así y continuando con las etapas de maduración, se observa que, a más profundidad y por tanto, mayor presión y temperatura, la materia orgánica alcanza la siguiente etapa, denominada catagénesis en la que los kerógenos comienzan con el proceso de generación de petróleo y gas natural. Es en esta etapa, en la que se presenta el rango de máxima generación de petróleo denominada “ventana de petróleo” y de

forma idéntica, se presenta el rango de máxima generación de gas natural denominada “ventana de gas”.

Estas dos ventanas de producción difieren en cuanto a la profundidad y temperatura de generación, siendo mucho mayor en el caso del gas natural, en comparación con el petróleo.

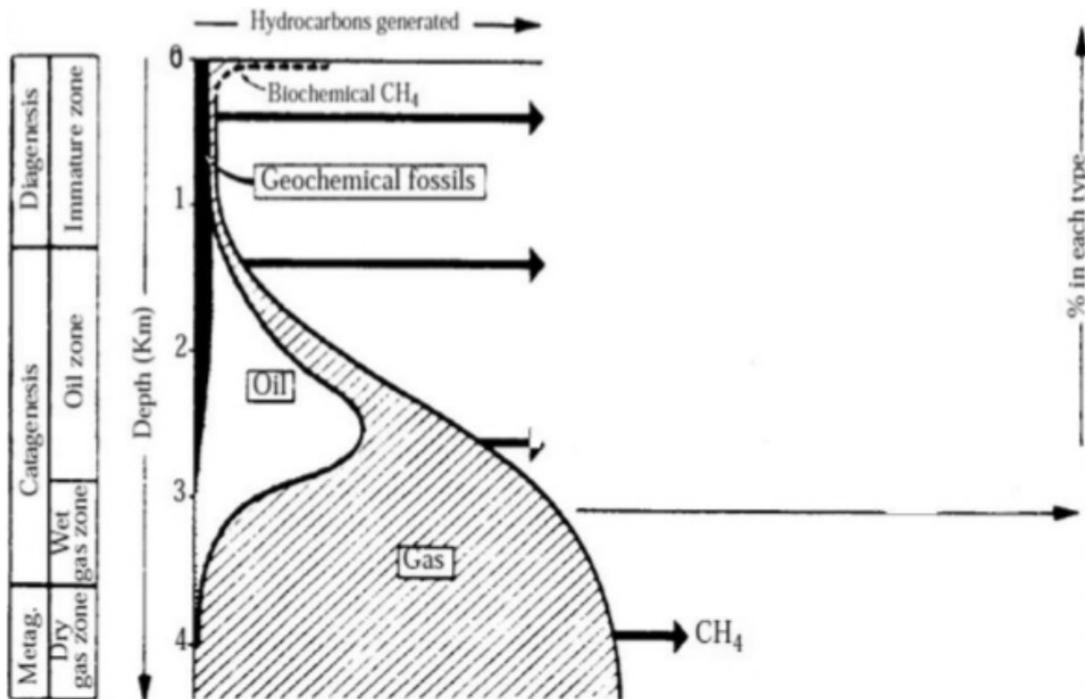


Figura 2: Ventanas de producción de petróleo según profundidad y etapa.
Fuente: Llamas Borrajo (2015).

La última etapa, la metagénesis, se caracteriza principalmente por sus elevadas temperaturas y su gran profundidad, provocando el cese de generación de petróleo y gas a partir del kerógeno.

En el caso de los yacimientos de crudo convencional, el gas originado en la roca madre tiene la posibilidad, gracias a la permeabilidad de los poros de esta y a la presión estratigráfica de la formación, de migrar hasta zonas más superficiales, depositándose en rocas almacén. Se entiende por roca almacén aquella roca que es lo suficientemente porosa y permeable para que se pueda almacenar petróleo o gas en cantidad explotable y de manera económicamente rentable, esta roca ha de ser cerrada y tener alguna relación física con la roca madre, ya sea mediante fracturas que permitan el paso de los hidrocarburos o bien por contacto directo con ésta.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto y con carácter genérico, para los yacimientos convencionales de hidrocarburos, se requiere de los siguientes elementos:

1. Una roca madre, en la que se han generado los hidrocarburos a partir de acumulaciones masivas de sedimentos orgánicos (cuenca sedimentaria).
2. Una roca almacén, compuesta de rocas porosas y permeables (areniscas o calizas), a la que ha migrado, dada su movilidad como fluidos, el futuro petróleo y gas natural generados en la roca madre.
3. Un sello impermeable, típicamente formado por arcillas o evaporitas que impiden la migración de los hidrocarburos hacia zonas más superficiales o porosas.
4. Una trampa efectiva, para la acumulación de hidrocarburo, en el cual se acumula el crudo y desde la cual es posible acometer su extracción

En la siguiente figura, se presentan las trampas más convencionales del petróleo.

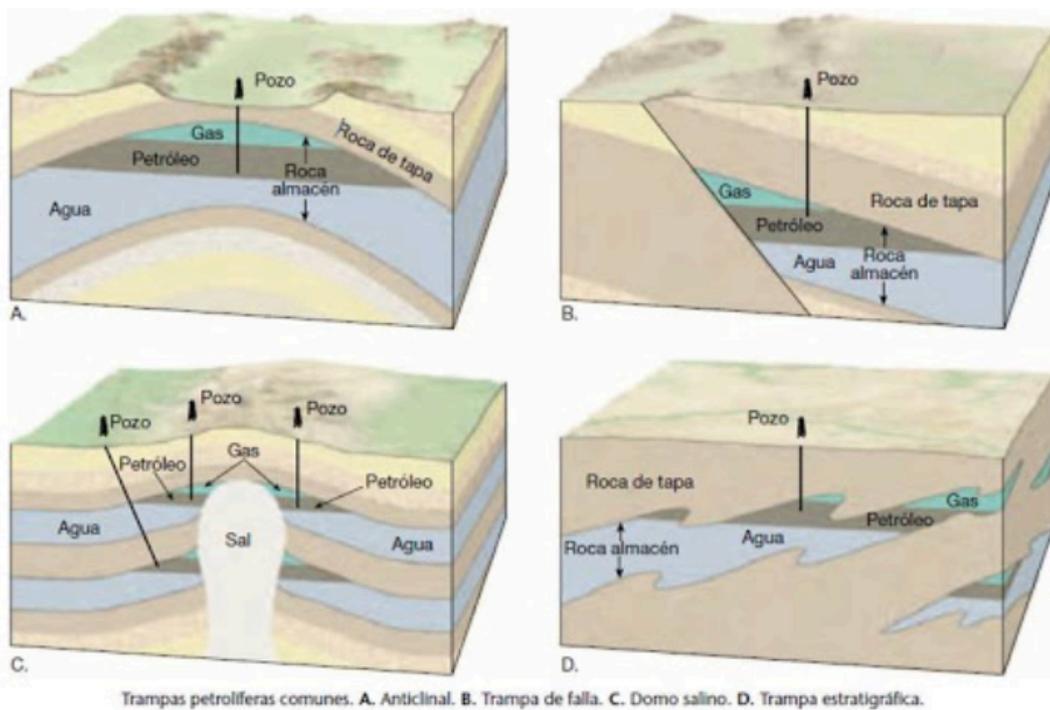


Figura 3: Trampas petrolíferas más comunes. Fuente: Tarbuck, Lutgens y Tasa (2005).

Es notable destacar, que además de los depósitos convencionales de crudo, existen los conocidos recursos no convencionales del petróleo y gas natural. Entre el gran número de recursos no convencionales (tight oil, CBM o hidratos de metano), los más extensos y actualmente relevantes son el “shale gas” y el “shale oil”, gas y petróleo de esquisto.

Se entiende por “shale gas” y “shale oil”, aquél kerógeno que se encuentra atrapado entre lutitas o pizarras, entre las fracturas y diaclasas en forma libre o como gas absorbido sobre las micropartículas carbonosas.

Ambos, se clasifican como recursos no convencionales, debido a que no cumplen con las especificaciones o definiciones de recurso convencional mencionadas anteriormente y definido con mayor detalle por Magoon y Dow (1994), “para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además, es preciso que haya habido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas”.

En el caso del petróleo y gas de esquisto, tanto la roca madre como la roca almacén forman parte de la producción a pesar de la baja permeabilidad. Es necesario, por lo tanto, conseguir desarrollar en esta roca una red de fracturas artificiales para poder extraer gas o petróleo. Las diferencias que presentan estos yacimientos con respecto a los depósitos de gas natural convencionales, no atienden al origen biológico del gas, sino a procesos geológicos posteriores a su formación.

Los factores que lo hace distintivo, con respecto al convencional, son que no hace falta que existan las clásicas trampas estratigráficas o estructurales para comenzar con su extracción y por otro lado, en los yacimientos de esquisto, las migraciones no han sido posibles debido a la escasa permeabilidad de la roca madre, por lo que, en este tipo de yacimientos el kerógeno se ubica en la roca madre a una mayor profundidad.

En la siguiente figura, se representa una comparativa entre los diferentes tipos de yacimientos convencionales y no convencionales del petróleo en el subsuelo.

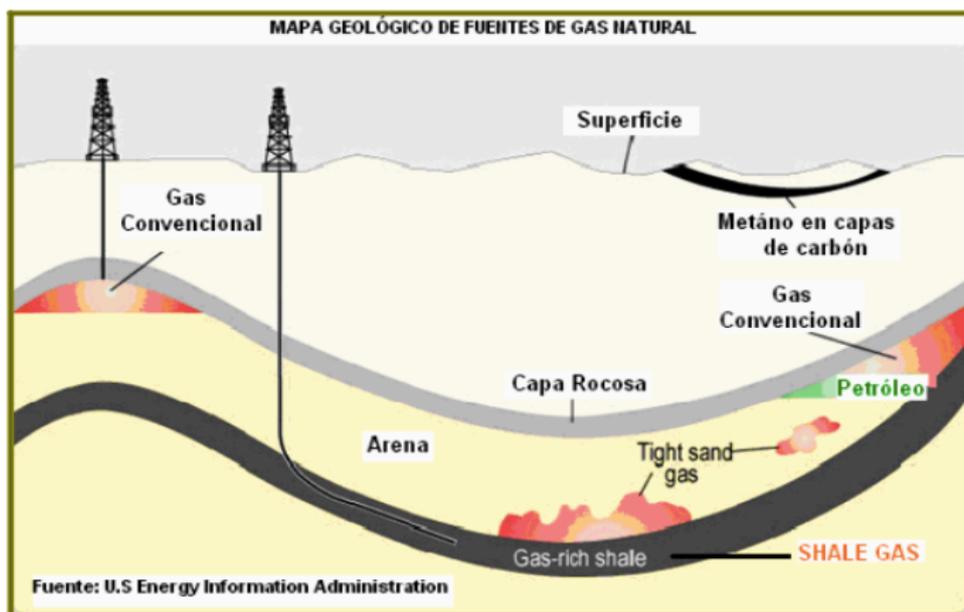


Figura 4: Diferentes tipos de yacimientos convencionales y no convencionales del petróleo. Fuente: Energy Information Administration (2021).

1.2. Clasificación y tipos de petróleo

En base al origen y las transformaciones evolutivas que ha sufrido el crudo a lo largo del tiempo hasta su extracción, estos han ido desarrollando unas características particulares de composición química, así como de propiedades físicas. La importancia de las diferentes composiciones y características de los diferentes crudos influyen posteriormente en la destreza y capacidad extractiva del subsuelo, su calidad, su coste en las posteriores transformaciones industriales y en definitiva el uso del mismo. Obviamente, el crudo cuya composición sea más manipulable y con menor necesidad de tratamiento, tendrá un mayor precio de cotización en el mercado.

Las caracterizaciones básicas y más comunes de los crudos vienen determinadas por variables como el tipo y cantidad de familias químicas hidrocarbonadas que lo conformen, su densidad (API), contenido en azufre, el contenido en metales o la acidez del mismo (mgKOH/g). Existen otros factores que también determinan las propiedades y atienden a variables de viscosidad, sus curvas de destilación (curva TBP), los puntos de congelación o el contenido en agua y sedimentos.

Atendiendo a la primera identificación de las anteriormente enunciadas, los crudos los clasificamos en base a la composición de las familias de hidrocarburos en; hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos que determinarán las posibilidades de refinado y el posible aprovechamiento de productos derivados como pueden ser la gasolina y el gasóleo, el queroseno, los lubricantes, fuel-oils, butano, propano, asfaltos y la materia prima para las industrias químicas.

De acuerdo a la segunda propiedad y una de las más extendidas, consiste en catalogar los crudos en base a su densidad comparada con la del agua. Siendo la ecuación que determina el grado API la siguiente:

$$API = \frac{141,5}{\text{Gravedad Específica}} - 131,5 \text{ a } 60^{\circ}F$$

En base al resultado obtenido de grado API, los petróleos se clasifican de la siguiente forma:

- Condensado para API superior a 50°
- Petróleo crudo extraligero para API entre de 40 y 50°
- Petróleo crudo ligero para API entre de 30 y 39,9°
- Petróleo crudo medio o intermedio para API entre 22 y 29,9°
- Petróleo crudo pesado para API entre 21,9° y 10°
- Petróleo extra pesado para menor de 10,0°

Siguiendo el orden de características, es de gran importancia el contenido de azufre en un crudo, así como, el porcentaje en masa en metales o la acidez del crudo

(mgKOH/g) debido, fundamentalmente, a la problemática negativa que suponen las concentraciones de estos componentes en los procesos de refino, principalmente corrosiones, así como por las mermas de calidad en los productos de refino para motores de combustión, bien sean gasolinas, gasóleos, querosenos o fuel oil.

En base a las características anteriormente descritas, se muestra en la siguiente figura algunos de los crudos y su clasificación en base a los parámetros de contenido en azufre y grado API.

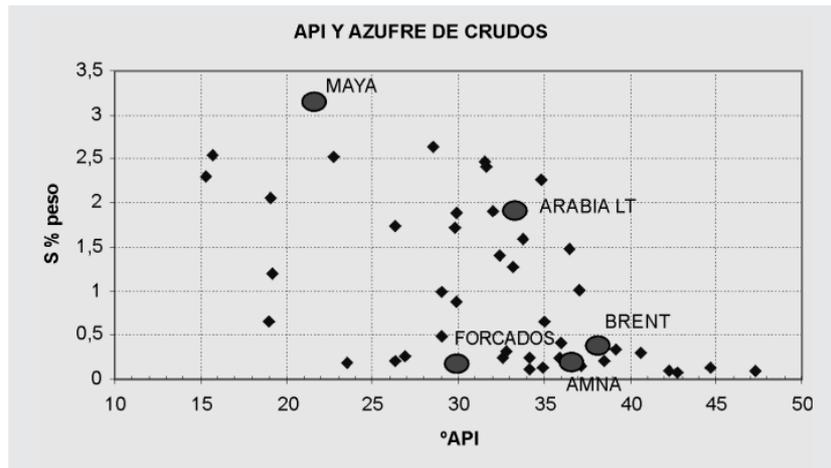


Figura 5: Clasificación de diferentes crudos en base a su contenido en Azufre y grado API. Fuente: Lluch Urpí (2008).

Por último y de gran importancia para la industria petroquímica, es la curva de TBP (*True Boiling Point*) de un crudo, en la que se recoge la información de los diferentes intervalos de ebullición y los rendimientos de las fracciones de hidrocarburos lo que permite comparar la capacidad productiva de diferentes crudos. En la siguiente figura se muestra una comparativa de distintos crudos en base a sus curvas TBP.

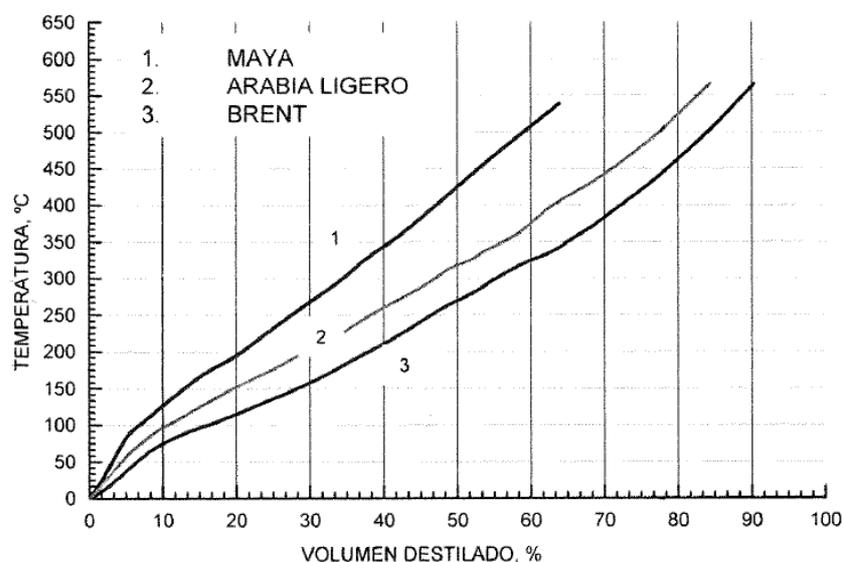


Figura 6: Curvas TBP de diferentes crudos. Fuente: Lluch Urpí (2008).

1.3. Reservas mundiales

Es de gran importancia analizar la situación mundial de las reservas de petróleo y su representación del volumen en el global ya que en base a este conocimiento se definen los roles actuales y futuros de los diferentes países en este mercado energético.

Para ello, es necesario destacar el concepto de reserva minera, siendo ésta la cantidad en volumen susceptible de ser extraída de un yacimiento, en un período de tiempo determinado, tomando un precio estimado del crudo a extraer, atendiendo a unos costes de explotación, normas ambientales y rendimientos de recuperación dados. Es por ello que, el concepto de reserva es dinámico y ondula acorde a las fluctuaciones de las variables mencionadas, aumentando las reservas mundiales de petróleo si el precio del crudo aumenta o si se producen mejoras tecnológicas, que permitan un mayor rendimiento de los yacimientos o un coste menor de extracción de estos.

Las reservas probadas de petróleo a nivel mundial en el año 2019, fueron de aproximadamente 1700 miles de millones de barriles de petróleo, de las cuales, casi el 50% de ellas se encuentran bajo el subsuelo de Oriente medio y aproximadamente un 70% de ellas pertenecen a la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP), que está conformada por los siguientes países: Arabia Saudí, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

En función de las mayores reservas probadas, la lista de países quedaría ordenado según la siguiente lista:

Rango	País	bbbl
1	Venezuela	302,300,000,000
2	Arabia Saudita	266,200,000,000
3	Canadá	170,500,000,000
4	Irán	157,200,000,000
5	Iraq	148,800,000,000
6	Kuwait	101,500,000,000
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800,000,000
8	Rusia	80,000,000,000
9	Libia	48,360,000,000
10	Nigeria	37,450,000,000
11	Kazajistán	30,000,000,000
12	China	25,630,000,000
13	Qatar	25,240,000,000
14	Brasil	12,630,000,000
15	Algeria	12,200,000,000

Tabla 1. Ranking de reservas de petróleo probadas por país. Fuente: CIA World Factbook (2018).

Si la distribución se ordena de acuerdo a los países pertenecientes a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), que está formada por 30 países y dónde se encuentran los países más potentes del mundo, medidos en términos económicos, estos únicamente poseen el 15% de las reservas mundiales de petróleo.

Esta distribución geográfica tan particular del petróleo supone una gran dependencia de esta materia prima de los países consumidores y un control casi completo de la producción y por ende de los precios, de los países pertenecientes a la OPEP. Esta dependencia ha provocado grandes conflictos comerciales y políticos en estos últimos años, que se han podido observar en las continuas variaciones de las cotizaciones de los precios y de los índices de petróleo a nivel mundial y la toma de decisiones energéticas de gran calado en potencias mundiales como Rusia o los Estados Unidos, buscando su independencia energética a principios de los años 2000.

Evolución de las reservas de petróleo

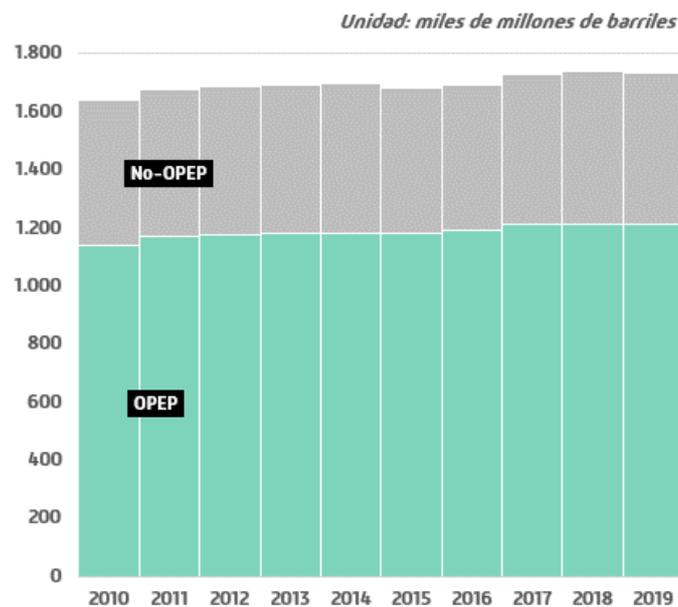


Figura 7: Reservas mundiales de petróleo según países pertenecientes a OPEP.
Fuente: International Energy Agency report (2021a).

En el Anexo 1, se incluye la Tabla de reservas mundiales del petróleo entre los años 2015-2019 por país y región geográfica, así como su porcentaje con respecto al global mundial.

1.4. Usos del petróleo y sus derivados

Desde hace más de 100 años la economía mundial se ha desarrollado utilizando como base los beneficios que aportan el petróleo y sus derivados y se estima que el 2,5% del PIB mundial se debe al sector petroquímico, representando un tercio de la energía primaria de la humanidad. Este hecho ha consolidado a esta materia prima como referencia económica, siendo uno de los principales productos en el intercambio de bienes y servicios a nivel internacional con una influencia capaz de estimular y desarrollar de manera decisiva las economías de los países.

La dependencia diaria de los productos derivados de este recurso natural no renovable, ha supuesto que sea uno de los recursos más importantes para las sociedades e industrias de los países industrializados. Estos productos que se obtienen tras el procesamiento del crudo en las instalaciones petroquímicas o mediante producción directa en refinerías, abarcan un sin fin de usos en la vida habitual de las sociedades modernas, garantizando un nivel de comodidad, seguridad y calidad de vida asumido como estándar. Si ser exhaustivos en su detalle, algunos de los sectores que tienen derivados del petróleo como componentes fundamentales para su fabricación son:

- La energía, tanto para la generación eléctrica como térmica.
- La movilidad tanto para el transporte terrestre, mediante las gasolinas y gasóleos, el transporte aéreo y marítimo mediante querosenos y fuelóleos. Dentro de este sector se pueden destacar también la fabricación de lubricantes y asfaltos que facilitan la movilidad.
- En la vida cotidiana para la fabricación de electrodomésticos, aparatos electrónicos, envases de alimentos, productos de limpieza, ropa, calzado, juguetes, material deportivo, etc.
- En productos de salud y bienestar principalmente en la industria farmacéutica y médica para la fabricación de fármacos, jeringuillas, tubos y otros consumibles de un solo uso. Gafas, audífonos y otros artículos para mejorar la visión y la audición, así como productos de ortopedia o vendajes.

La industria de refino y la comercialización de los productos petrolíferos no es sólo muy importante en sí misma, sino que tiene un efecto motor sobre otros sectores de la actividad productiva, multiplicando su impacto positivo en la producción, las inversiones y el empleo.

2. Situación del petróleo a nivel mundial

2.1 Producción mundial

De forma genérica la extracción de hidrocarburos a lo largo del tiempo, se ha producido en los yacimientos convencionales, en los que la extracción se realiza mediante pozos que alcanzan en profundidad la roca almacén, donde se encuentra el hidrocarburo tanto en la corteza terrestres como en la corteza oceánica, a través de los cuáles el hidrocarburo asciende de manera natural o artificialmente hasta la superficie. La evolución de la técnica y el entorno económico, han hecho posible la explotación de yacimientos que no se corresponden con los conceptos extractivos clásicos, en zonas menos accesibles o a una mayor profundidad.

Las técnicas clásicas de extracción de hidrocarburos en pozos convencionales, siguen una secuencia común, comenzando con la realización de sondeos geológicos para determinar el volumen y ubicación del yacimiento para posteriormente comenzar con la perforación e instalación de los pozos productivos. A lo largo de los años, los yacimientos más accesibles y de fácil extracción han ido siendo más escasos, requiriendo de la necesidad de nuevas técnicas extractivas como la perforación horizontal o direccional, así como el uso de fluidos de estimulación.

A medida que estos yacimientos han ido escaseando, en la industria extractiva se ha buscado la producción de aquellos yacimientos no convencionales en los que es necesario estimular el reservorio mediante técnicas como la fracturación hidráulica de alto volumen, o el uso de perforación múltiple desde un pozo principal u otra técnica que consiga aumentar artificialmente la porosidad y permeabilidad de estos yacimientos, con el objetivo de producir caudales y volúmenes que resulten económicos y competitivos frente a los convencionales.

Estos nuevos yacimientos han supuesto una revolución para la industria, puesto que países importadores de petróleo han conseguido aumentar sus reservas y su capacidad extractiva consiguiendo reducir su dependencia del exterior e incluso llegando a ocupar los primeros puestos de los productores mundiales.

Al igual que las reservas mundiales, la mayoría de la producción mundial del petróleo se encuentra concentrada en un grupo reducido de países, en 2019 la suma de ocho países superaron el 60% de la producción mundial, entre los que se encuentran, varios miembros de la OPEP. Estos ocho países son los siguientes:

1. Estados Unidos - 17 millones de barriles por día, con la técnica de extracción no convencional de fracturación hidráulica o fracking, se convirtió en el mayor productor de petróleo del mundo en 2017, lo que supone un 17% de la producción mundial. El motivo fundamental del ascenso de este país a este puesto han sido las nuevas tecnologías y técnicas de perforación, así como un escenario de precios alcista, que han proporcionado acceso a recursos no convencionales previamente no viables comercialmente para extraer.

En 2019, alrededor del 69% de la producción total de petróleo crudo de los EE.UU. procedía de cinco estados Texas, Dakota del Norte, Nuevo México, Oklahoma y Colorado.

2. Arabia Saudita con 11,8 millones de barriles por día, con el 11,7% del total mundial. Es el país con mayores exportaciones de petróleo del mundo, la empresa estatal SAUDI ARAMCO, se convirtió en la empresa cotizada más valiosa del mundo cuando el Reino Saudí la sacó a bolsa el 1,5% de sus acciones en diciembre de 2019.
3. Rusia con 11,5 millones de barriles por día, representa alrededor del 11,5% del suministro mundial de petróleo en 2019, es un importante exportador de petróleo y es el líder del grupo de países aliados a la OPEP, conocido como OPEP+. La mayor parte de sus exportaciones se envía a China y Alemania.
4. Canadá con 5,5 millones de barriles por día, representa el 5,5% de la producción mundial, el 97% de su petróleo se extrae en la provincia de Alberta. Sus exportaciones de petróleo se concentran en los mercados de EE.UU.
5. Irak con 4.8 millones de barriles por día, representa el 4,8% en 2019, es miembro fundador de la OPEP. Los conflictos militares y los disturbios políticos, han imposibilitado incrementar los ingresos procedentes de las exportaciones de crudo.
6. Emiratos Árabes Unidos con 4 millones de barriles por día, constituyen el 4% de la producción mundial y es miembro de la OPEP desde 1967. Su mercado fundamental de exportación es Japón.
7. China con 3,88 millones de barriles por día, ostenta una participación del 3,9% del total mundial. Es el segundo mayor consumidor del mundo y sus importaciones proceden básicamente de Arabia Saudita y Rusia.

8. Irán con 3,4 millones de barriles por día, es miembro fundador de la OPEP y representó alrededor del 3,4% del total. Su producción está obstaculizada por las estrictas sanciones económicas impuestas por su programa de armas nucleares.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la producción de petróleo entre 2010-2019, de acuerdo a si forman parte de la OPEP o no.

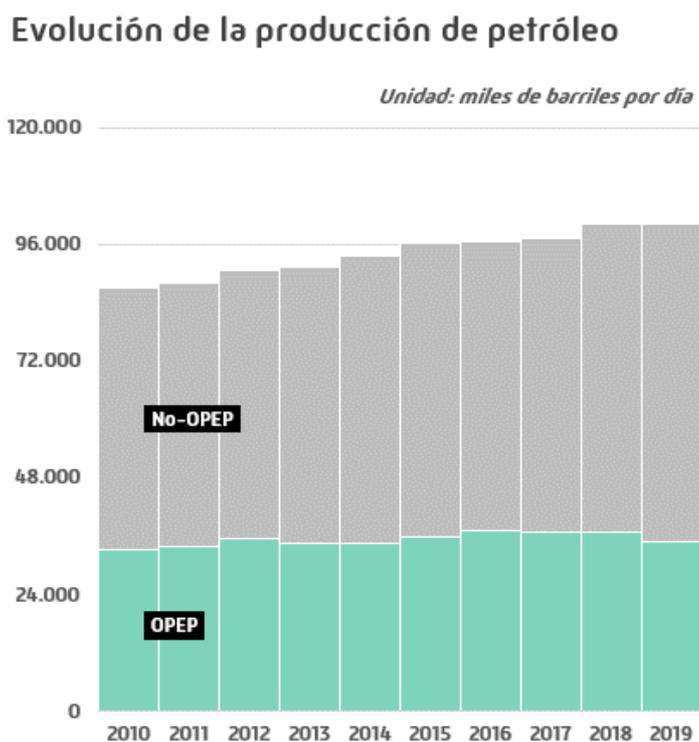


Figura 8: Producción mundial de petróleo según países pertenecientes a OPEP.
Fuente: International Energy Agency report (2021a).

En el Anexo 2, se incluye la Tabla de producción mundial del petróleo entre los años 2015-2019 por país y región geográfica, así como su porcentaje con respecto al global mundial.

En los últimos años, debido a las grandes incertidumbres provocadas por la crisis de la pandemia mundial por el virus COVID-19 y conflictos de oferta y demanda entre los principales productores de petróleo, han supuesto que la inversión global en las actividades extractivas en el año 2020 descendiese un 33% en relación a su presupuesto de inversión para ese año. Con la incertidumbre actual se ha suscitado un dilema en las perspectivas de los productores, ya que las decisiones de inversión que se tomen hoy, podrían generar demasiada capacidad sin utilizar o muy poco petróleo para satisfacer la demanda.

2.2 Demanda mundial

De acuerdo con el último informe publicado por la International Energy Agency (International Energy Agency report (2021b)), los mercados mundiales del petróleo se enfrentan un alto grado de incertidumbre, lo que ha obligado a reducir su pronóstico para la demanda mundial de petróleo en el año 2021 y considerando un escenario en el que la orientación de los gobiernos hacia la energía limpia y los cambios del comportamiento de la población como consecuencia de la pandemia mundial influyen decisivamente.

Según la proyección que realiza la agencia en este informe para un horizonte hasta el año 2026, supone que la demanda de petróleo aumentará mundialmente a 104 millones de barriles por día (mb/d), un 4% más que en el año 2019. Se estima, que todo este crecimiento de la demanda provenga de las economías emergentes y de los países en desarrollo, respaldado por el aumento de la población y por el incremento de sus ingresos. El continente asiático seguirá dominando este crecimiento de la demanda mundial de petróleo, por el contrario, no se prevé crecimiento en la demanda en muchas economías avanzadas, donde la renta per cápita es superior.

Es probable que la velocidad y la profundidad de la recuperación sean desiguales, tanto geográficamente como en términos de sectores y productos, en el caso de la gasolina y el gasóleo es poco probable que la demanda vuelva a los niveles de 2019 debido a la esperada transición hacia los vehículos eléctricos, el combustible de aviación se espera regrese a cuotas del 2019 en el año 2024 y la industria petroquímica seguirá siendo el pilar de crecimiento durante el período del pronóstico.

Como podemos observar en la Tabla 12 del Anexo 3, las principales regiones de demandantes de petróleo, se encuentran alejadas de los pozos petrolíferos. A medida que la demanda de petróleo ha ido en aumento, los países consumidores consideraron conveniente construir refinerías cerca de sus centros de consumo y transportar el crudo desde los pozos a estas nuevas refinerías. Por este motivo, el papel del transporte del crudo es importante y se convierte en un aspecto fundamental a la hora de analizar la industria petrolífera, éste se realiza esencialmente, a través de oleoductos o mediante buques petroleros.

En la actualidad, el transporte de petróleo supone en el comercio internacional la mayor contratación de buques y el mayor volumen en Tn transportadas (buques y oleoductos) del movimiento de mercancías mundiales. Para ello, hay que tener en cuenta, por ejemplo, que Europa Occidental importa el 97% del crudo que refina, Japón el 100% y la región Asia Pacifico el 75%.

El refino del crudo es un proceso que incluye el fraccionamiento y transformaciones químicas del petróleo que tienen lugar en una instalación industrial, refinería. El objetivo

de esta transformación se separan los hidrocarburos dando origen a productos intermedios y finales mediante un proceso de destilación complejo.

En síntesis, el punto de partida del proceso comienza con el calentamiento del petróleo, los gases que se derivan de este calentamiento ascienden a través de una columna de fraccionamiento o torre de destilación equipada con compartimentos a diferentes alturas. En la parte superior de la torre ascienden los componentes con menor punto de ebullición, como son los componentes del propano y butano, así como la nafta, que tras otros tratamientos se convertirá en gasolina. A medida que se desciende en la torre, se van separando productos más pesados que tienen mayor punto de ebullición y se van quedando en los niveles inferiores.

La industria del refino tiene el objetivo de obtener del petróleo la mayor cantidad posible de productos desde los gases ligeros pasando por productos intermedios, gasoil o aceites lubricantes y terminando por productos pesados como el fuelóleo o los asfaltos.

Siendo la industria del refino la principal demandante de crudo, los pronósticos de demanda decreciente, unidos a la situación actual de exceso de capacidad en el sector del refino mundial y a que países en Oriente Medio, China o la India continúan impulsando un nuevo crecimiento de capacidad, se puede esperar que la capacidad de refino global en los países no productores, con costes laborales más elevados y con medidas ambientales más restrictivas mengüen su capacidad de refino (ver Tabla 13 del Anexo 4).

Durante el año pasado, 2020, las refinerías en España se vieron obligadas a reducir sus niveles de procesamiento de crudo un 14,9% para adaptarse a la demanda, con un total de 56,6 millones de toneladas procesadas, lo que supuso una utilización media del 72%. Las restricciones del confinamiento y la crisis económica se tradujeron en la reducción del consumo en la mayoría de los derivados petrolíferos, con la excepción de los destinados a la industria petroquímica. Con un total de 48,7 millones de toneladas, lo que supuso una reducción del -18,5% con respecto al año anterior, 2019, alcanzando niveles de consumo similares a los de 1993.

Esta bajada de consumo afectó a todos los productos por igual siendo el queroseno el mayor perjudicado, con un descenso del 65,1% en total, aunque con picos de -90% de consumo tras el primer mes de aviso de la pandemia mundial. Las limitaciones al tráfico aéreo mantienen a día de hoy el consumo de este combustible en valores mínimos.

En lo que respecta a los combustibles de automoción, la gasolina se vio más afectada que el gasóleo, reduciéndose el consumo de manera anual en un 21%, siendo abril también el peor mes para estos productos, con una reducción del 78%. El gasóleo, debido a su empleo más extendido para el transporte de mercancías, la actividad agrícola y servicios esenciales que no interrumpieron su labor terminó el año con una caída del consumo de -9,6%.

2.3 Mercados e indicadores de referencia

La comercialización del petróleo se caracteriza por la gran dependencia de factores externos, tanto en su suministro como en su cotización se ve afectado por temas de carácter geopolítico, tensiones entre mercados, desaceleraciones económicas o cambios de ciclo económico lo que implica una alta volatilidad de los valores índices de referencia.

Aunque hemos visto la gran variedad de zonas geográficas en las que se extrae petróleo, no todos los tipos de crudos tienen su propia cotización en los mercados, sino que la mayor parte de las transacciones son referenciadas a unos crudos determinados, conocidos como crudos de referencia, que actúan como baremo de calidad y precio de venta. Esta referenciación facilita la comercialización de los crudos de una región dada, aplicando un descuento positivo o negativo a la cotización de un petróleo de esa región según posea mejores o peores cualidades físicas en comparación con las del crudo de referencia.

En el mercado global se emplean principalmente dos índices, en función de la variedad del petróleo, del origen y de los destinos de venta, el Brent y el West Texas Intermediate (WTI). El Brent se usa como referencia para determinar el precio de los crudos de Europa, África y Oriente Medio, mientras que el West Texas Intermediate (WTI) es la principal referencia para el precio de las producciones de petróleo de Estados Unidos, Canadá y México. Debido a su popularidad y volumen de comercialización, ambos indicadores son considerados como valores de medición global del estado y evolución del estado del petróleo, tomando sus cotizaciones diarias como indicadores macroeconómicos de la economía mundial.

Existen otras referencias con carácter regional como son el crudo de Dubái Fateh como referencia regional del petróleo producido en el Golfo Pérsico, utilizado como medida de referencia para el precio del crudo en Oriente Próximo, Asia Oriental y Sudeste Asiático. En Arabia Saudí se utiliza como referencia el Arab Light, entre otros, para los petróleos canadienses se utiliza el Western Canadian Select y en Nigeria se emplea el Bonny Light. Dentro de los índices de referencia para países sudamericanos, se destacan tanto el Olmeca, como el Istmo o el Maya.

Estas diferencias de cotizaciones y características entre los índices de referencia del petróleo provocan y favorecen diferentes oportunidades, en el corto y largo plazo, para las empresas productoras y consumidoras de petróleo. En la siguiente figura, se observa las cotizaciones diarias del Brent y del WTI en \$/bbl en el espacio temporal entre 2011-2019, apreciándose un comportamiento o tendencia similar, aunque con un margen de diferencia entre ambos.

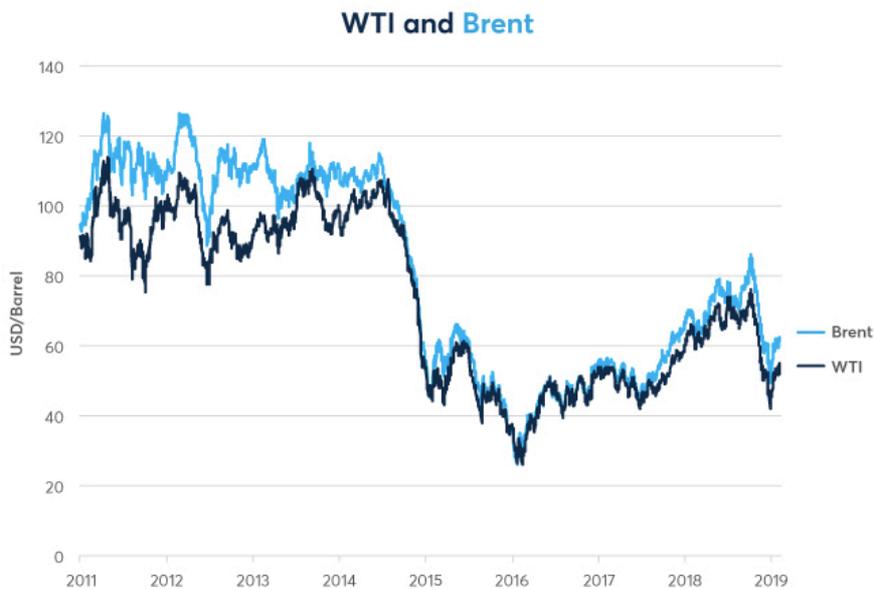
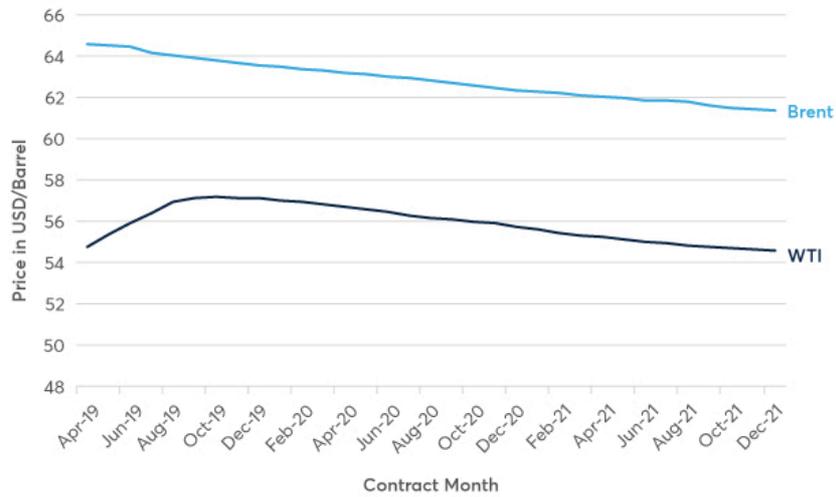


Figura 9: Diferencias de las cotizaciones SPOT entre índices Brent y WTI.
Fuente: Bloomberg Professional (2021, EUCRBRDT y USCRWTIC). CME Group (2019).

En el largo plazo, los contratos del petróleo se negocian en el mercado Forward, siendo contratos que se firman entre dos partes, en los que una parte se compromete a comprar un cierto volumen en una fecha fijada, a un precio determinado, y la otra parte se compromete a venderlo. Desde el punto de vista del productor, este tipo de contratos le permite asegurarse hoy, el precio al que venderá sus existencias en una fecha futura, protegiéndose de las variaciones que sufra la cotización en ese periodo. Para poder llevar a cabo este contrato, se requiere que ambas partes establezcan unas garantías y unas condiciones para que llegado el día de ejecución del contrato ambas partes cumplan con lo acordado o se ejecute la garantía depositada.

En función de la tendencia de estas cotizaciones, Spot y Future, se describen escenarios alcistas o mercados en contango, en los que el precio del mercado de entrega inmediata inferior al precio a futuro del mismo siendo este el escenario más común en los mercados de las commodities de materias primas. Del mismo modo, en el caso en el que sea al revés y el precio de obtener el producto en el momento actual sea más caro que en un momento futuro, estos escenarios se denominan mercados en backwardation o bajistas. En las siguientes figuras se muestra las cotizaciones de los futuros de los índices Brent y WTI para los años 2019-2021 y sus cotizaciones reales.

Brent and WTI Forward Curves Settlement Date February 14, 2019



WTI y Brent

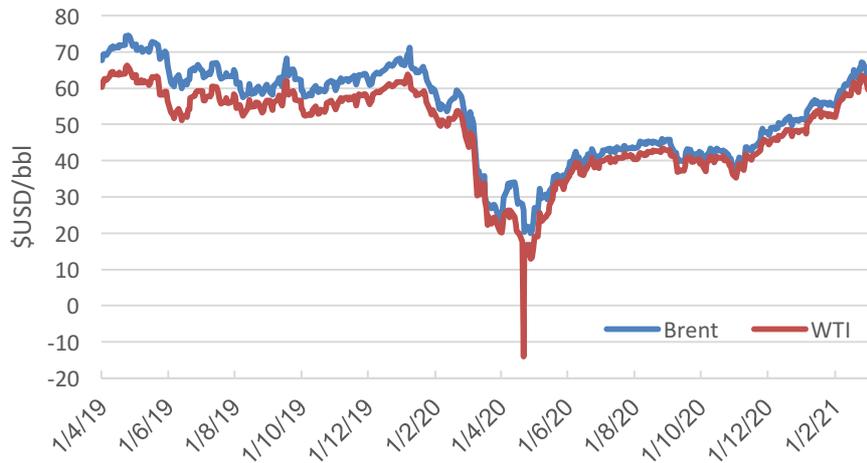


Figura 10: Diferencias de las cotizaciones de futuros entre índices Brent y WTI y sus valores reales. Fuente: Bloomberg Professional (2021, BZA1 y CL1). CME Group (2019) y elaboración propia.

En las figuras anteriores, el escenario en el que se encontraba el precio del petróleo era en backwardation y se puede observar las diferencias que existen entre las cotizaciones futuras y reales, así como la importancia que adquieren este tipo de herramientas para poder evitar las grandes variaciones en las cuentas de resultados a consecuencia de las variaciones de los mercados.

2.4 Perspectivas de futuro

En el año 2019 un 25% de la población mundial consumió el 60% del total de la energía producida, los 37 países miembros de la OCDE consumieron 48 Mbarriles/día y el resto de naciones 52 Mbarriles/día, esta situación se espera que sufra un profundo cambio y en el mix energético mundial tendrán mayor peso las economías emergentes. Según las proyecciones de la OPEP para el año 2045, se espera un descenso del consumo de petróleo del 27% en los países de OCDE y un incremento del 43,5% fuera de la OCDE.

La situación actual, refleja que los márgenes de refino en Europa se están reduciendo y ya se están cerrando refinerías, la demanda de combustibles en Europa está descendiendo, el coste de la energía es mayor que en otras regiones y es un factor que, en este momento, amenaza la competitividad y la sostenibilidad de la industria del refino de petróleo en Europa. Esta caída, a nivel mundial, se espera que sea compensada por el incremento de consumo de petróleo de los países en desarrollo, las economías emergentes duplicarán su participación en el mix energético mundial y se espera que China e India aglutinen el 50% del aumento esperado, y que entren en funcionamiento nuevas mega refinerías en estos dos países.

En el horizonte de 2045, el mundo tendrá, aproximadamente, 9.000 millones de personas, un aumento de 1.600 millones, y la economía mundial podría duplicar su tamaño en 2045 impulsada por los mercados emergentes y los países en vías de desarrollo. Las previsiones apuntan a un gran crecimiento en China, India, Indonesia, Brasil, Rusia, México y Turquía, mientras que, la aportación de la UE al PIB mundial podría ser inferior al 10% en 2045. El fuerte aumento de la población será un motor clave para su crecimiento en el PIB, aunque se retrasarán más tiempo el igualar la renta per cápita con los países desarrollados.

Para el horizonte temporal planteado, en el ámbito de la energía se vincula especialmente al medio ambiente, con ello toman fuerza nuevas tecnologías y nuevas fuentes de energía. La alerta climática planteada por la comunidad científica ha hecho que, en el horizonte 2020-2050, la reducción de emisiones de CO₂ se constituyan como el principal vector de transformación del sector de la energía. Actualmente los países, las regiones, las ciudades, las empresas y los miembros de la sociedad civil de todo el mundo están tomando medidas para acelerar la cooperación para combatir el cambio climático en apoyo del Acuerdo de París.

El Acuerdo de París supone el marco de referencia en el que se ha de desarrollar la política energética de cada país y la UE y sus Estados miembros se encuentran entre las cerca de 190 Partes del Acuerdo. La UE ratificó formalmente éste el 5 de octubre de 2016, lo que permitió que entrara en vigor el 4 de noviembre de 2016. Para que entrara en vigor, como mínimo 55 países que representasen al menos el 55% de las emisiones mundiales, debían depositar sus instrumentos de ratificación.

Los Gobiernos acordaron los siguientes objetivos:

- Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C sobre los niveles preindustriales y limitar el aumento a 1,5°C, que reducirá los riesgos y el impacto del cambio climático.
- Que las emisiones globales alcancen su nivel máximo en menor tiempo posible, en los países en desarrollo el proceso será más largo, para realizar posteriormente reducciones rápidas y lograr un equilibrio entre las emisiones y las absorciones en la segunda mitad del siglo.

Para poder cumplir con el Acuerdo de París, los escenarios futuros implican grandes cambios en la demanda de energía para los principales emisores de CO₂, en este momento la UE representa el 9%, China el 26,8%, Estados Unidos el 13,1%, India el 7% y Rusia el 4,6%.

A nivel nacional para asegurar el cumplimiento de los objetivos del “Acuerdo de París” el Pleno del Congreso de los Diputados ha aprobado el 13 de mayo de 2021, la primera Ley de Cambio Climático y Transición Energética en España. Se parte de una situación en la que las energías fósiles constituyen el núcleo central del sistema energético y la mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero se imputan al transporte el 28% y a la generación eléctrica el 18% de las emisiones totales. El carbón, en términos relativos, es el principal emisor de CO₂ de los combustibles fósiles, pero el petróleo supone el 42% de la energía primaria y es el responsable del 52% de las emisiones totales.

En los compromisos anunciados de reducción de CO₂, se hacen evidentes las distintas velocidades que marcan las diferentes entidades gubernamentales. China e India están dentro de los países con planes de recorte insuficientes, China, predice que alcanzará su pico de emisiones en 2030 y ser neutral en carbono antes de 2060. Japón y Corea del Sur pretenden lograrlo 10 años antes. Estados Unidos ha anunciado una inversión de 1,7 billones de dólares en energías limpias para la próxima década, Reino Unido promete un recorte de emisiones del 68%, desde el 53%, para 2030 y la Unión Europea ha elevado ese objetivo del 40% al 55% para la misma fecha.

Parece inevitable que el camino en los próximos años suponga una progresiva disminución del consumo de petróleo, la cual se espera que deje de ser la principal fuente de energía. Para conseguir una disminución de la dependencia del petróleo es preciso incrementar la eficiencia de las energías alternativas, aumentando su capacidad, su seguridad y su fiabilidad en el de suministro de energía.

En esta línea, se espera una transformación energética con la paulatina penetración de las fuentes renovables, con reducciones en los costes de la energía solar y de la eólica, pero también se espera una mayor transformación del modelo de movilidad y transporte, con el incremento de la autonomía de los vehículos eléctricos y con una reducción de costes en los sistemas de almacenamiento, baterías y en lo que respecta a las infraestructuras de recarga, todavía ha de construirse una gran red nodal de electrolineras y desarrollarse de forma capilar.

Sin embargo, en el año 2019 sólo un 1,4% de los automóviles que se vendieron en España disponían de un enchufe para recargarlos en la red eléctrica y se espera que en el año 2050 los coches eléctricos, supongan un 50% de las ventas mundiales.

Actualmente la movilidad depende de los productos petrolíferos, los motores de combustión interna suponen un 99,8% de los automóviles en nuestro país y aunque se están restringiendo las inversiones en hidrocarburos, especialmente en el área de extracción, donde ya no serán prioritarios los aumentos de la producción, las compañías de petróleo que reduzcan sus emisiones de carbono y que inviertan en la captura, investiguen en utilización y almacenamiento de CO₂, tendrán futuro y su propio nicho de mercado, paralelamente han de ser competitivos en costes, producir biocombustibles y productos químicos de baja huella de carbono.

Con todo lo citado anteriormente, para las empresas y los ciudadanos es esencial que la regulación sea estable y predecible, que los planes europeos y nacionales se desarrollen de un modo ordenado y que las exigencias en materia medioambiental se puedan cumplir en los plazos estimados.

3. Revisión de la literatura y datos usados

Habiendo descrito tanto la formación del petróleo, sus particularidades, características físicas y el marco actual de consumo y demanda del petróleo, en este capítulo se hace una revisión de la literatura, se explican las bases del estudio de la volatilidad, la muestra temporal analizada y las comparativas realizadas entre los diferentes modelos econométricos planteados para determinar en base a la volatilidad de las series si se está atravesando un periodo de crisis y de así serlo, caracterizarlo atendiendo a su origen.

Narayan and Narayan (2007) fueron los primeros en modelizar (para luego poder predecir) la volatilidad del precio del petróleo usando diferentes sub-muestras. Más recientemente, Zavadzka et al (2020) analizaron los precios al contado (spot) del índice Brent para valores de precios del petróleo anteriores al año 2014, y observaron patrones de alta volatilidad y grandes picos durante dos crisis asociadas a una interrupción de la oferta y demanda, la primera de ellas en el periodo de 1990-1991 correspondiente a la Primera Guerra del Golfo y en el año 2001 tras los ataques terroristas en EEUU. Al mismo tiempo, definen dos crisis económicas o financieras durante crisis financiera asiática de 1997-1998 y la crisis financiera global del 2008-2009, en las que se observa una persistencia más elevada de la volatilidad.

En el artículo, Zavadzka et al (2020, ecuaciones (5) y (6)) argumentan que usan el modelo GARCH (Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedastic) de Bollerslev (1986) y el modelo TGARCH (Threshold GARCH) de Zakoïan (1994). Sin embargo, en su artículo emplean el modelo GJR-GARCH de Glosten, Jagannathan y Runkle (1993) en su lugar. Adicionalmente, Zavadzka et al (2020, Tablas 3-6) no estiman sus modelos sujetos a las restricciones de positividad de la varianza condicional (lo cual es necesario para garantizar una varianza no negativa) ni analizan periodos temporales en donde ambos tipos de desencadenantes (crisis económico/financieras/bursátiles y crisis de oferta/demanda) pueden producirse. En este documento, se aportan nuevos resultados empíricos que apoyan sus conclusiones y se imponen las restricciones de positividad para las crisis citadas en su artículo anteriores al año 2014.

Además, en este documento se aportan nuevos resultados para las fechas posteriores a 2014, identificando en el periodo analizado, dos crisis recientes que comparten los mismos patrones de volatilidad de crisis de oferta y demanda, siendo estos el conflicto de intereses entre EE. UU y Arabia Saudita de 2014-2016 y la guerra de oferta entre Rusia y Arabia Saudí en el año 2020. También se identifican los patrones de una crisis de oferta/demanda durante los años 2017-2019 provocada por los

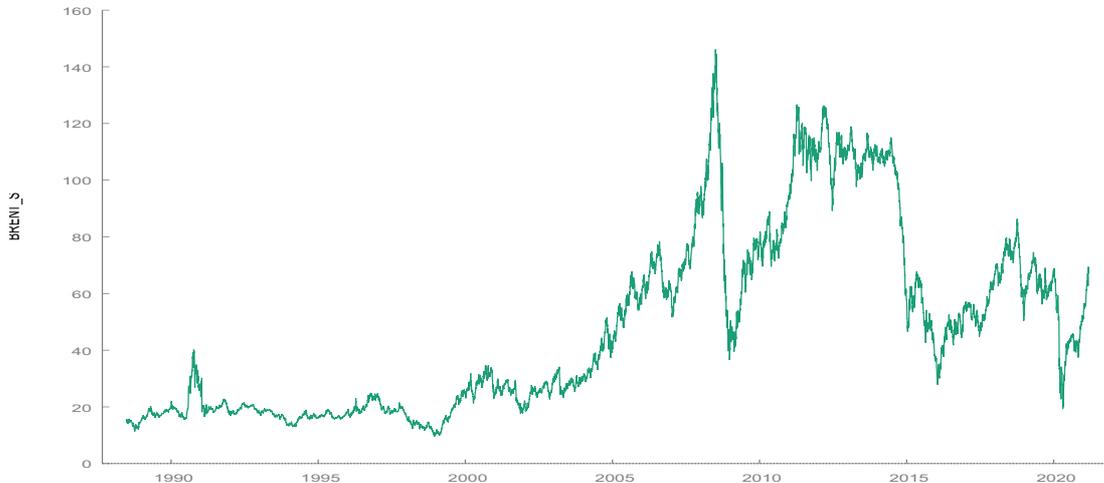
conflictos de interés entre los EE. UU y la OPEP junto con la crisis bursátil del año 2018, siendo esta última el evento predominante en este periodo (como demostraremos) para el comportamiento de la volatilidad.

Los datos empleados para este análisis son los precios diarios de cierre al contado (spot) de los indicadores "North Sea Brent" (i.e., BRENT) y "West Texas Intermediate" (i.e. WTI) obtenidos a través de la base de datos Thomson Reuters Datastream (2021) en el periodo temporal de 1988-12-07 hasta el 2021-03-10.

Es destacable indicar, que a diferencia del artículo original de Zavadska et al (2020), en este documento se analizan también las cotizaciones del indicador WTI, ya que como consideran Bravo-Caro, Golpe, Iglesias y Vides (2020) los precios de ambos indicadores difieren puesto que entre ambos indicadores existen diferentes costes para las transacciones o diferentes aversiones al riesgo entre otras razones. Sin embargo, a pesar de analizar las cotizaciones de los dos indicadores, si hubiera alguna contradicción en los resultados entre ambos, se priorizarán los resultados del índice Brent frente a los del WTI, como indican Bravo-Caro, Golpe, Iglesias y Vides (2020, page 10), "...we demonstrate that the Brent is the benchmark price, so banks should incorporate it into their forecasts...".

Para el análisis del modelo, se emplea el software econométrico GRETl en el que introducimos las variables a analizar considerando que los precios al contado (spot) para el Brent vienen definidos como BRENT_S y el rendimiento de estos valores se obtiene, para un valor de tiempo t, como:

$$\text{BRENT_R}_t = 100 * \ln(\text{BRENT_S}_t / \text{BRENT_S}_{t-1})$$



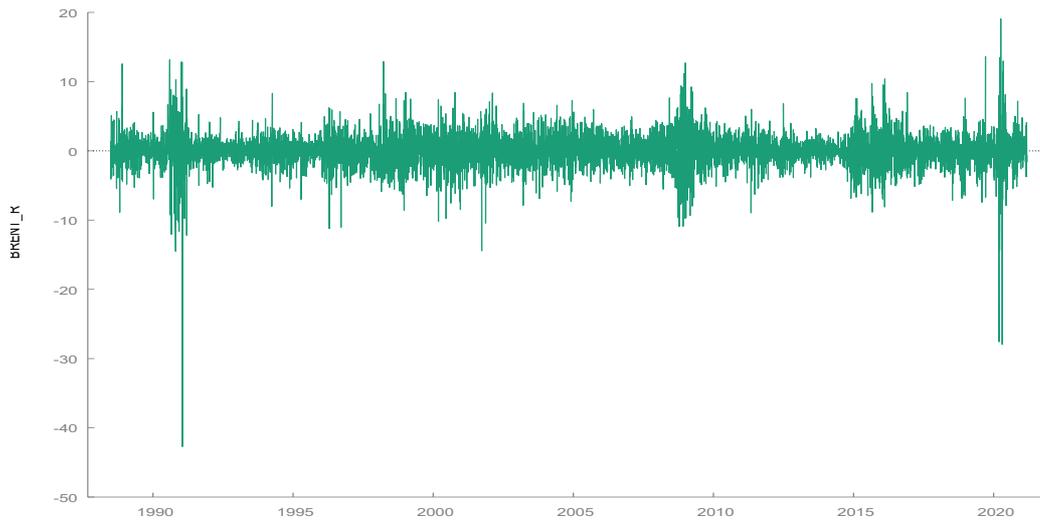
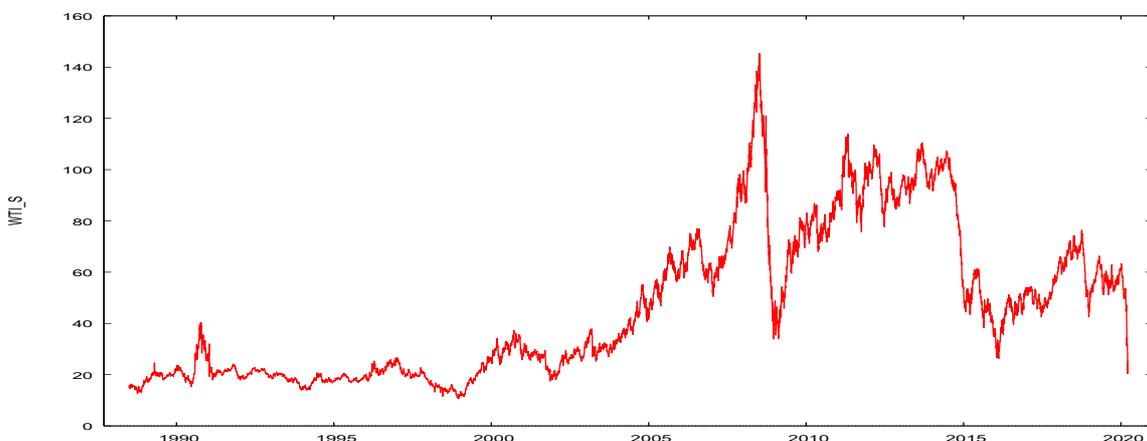


Figura 11: Valores obtenidos para los índices BRENT_S y BRENT_R en el periodo del estudio. Fuente: Elaboración propia.

De idéntica manera procedemos con los valores para el índice del WTI, siendo los valores del spot (WTI_S) y sus rendimientos, para un periodo temporal t , como:

$$WTI_R_t = 100 * \ln(WTI_S_t / WTI_S_{t-1})$$

Dado que el 20 de abril de 2020, el precio al contado del petróleo WTI (WTI_S) tenía un gran valor negativo (un valor atípico), debemos tener cuidado con la interpretación de los resultados del WTI cuando se incluye ese valor del 20 de abril de 2020. Para comprobar la estacionalidad de ambas series se realizan los contrastes de Dickey-Fuller aumentado (ADF (1979)) y de Kwiatkowski, Phillips, Schmidt y Shin (1992), de donde se obtiene evidencia de que los rendimientos del WTI y BRENT son estacionarios. Emplearemos el WTI como un procedimiento para analizar la robustez y poder confirmar los resultados que obtengamos para el índice del Brent. La Tabla 14 del Anexo 5 muestra un resumen de los principales estadísticos de las series del WTI y BRENT de precios. Se observa que ambas series de tiempo tienen patrones similares en todos los periodos.



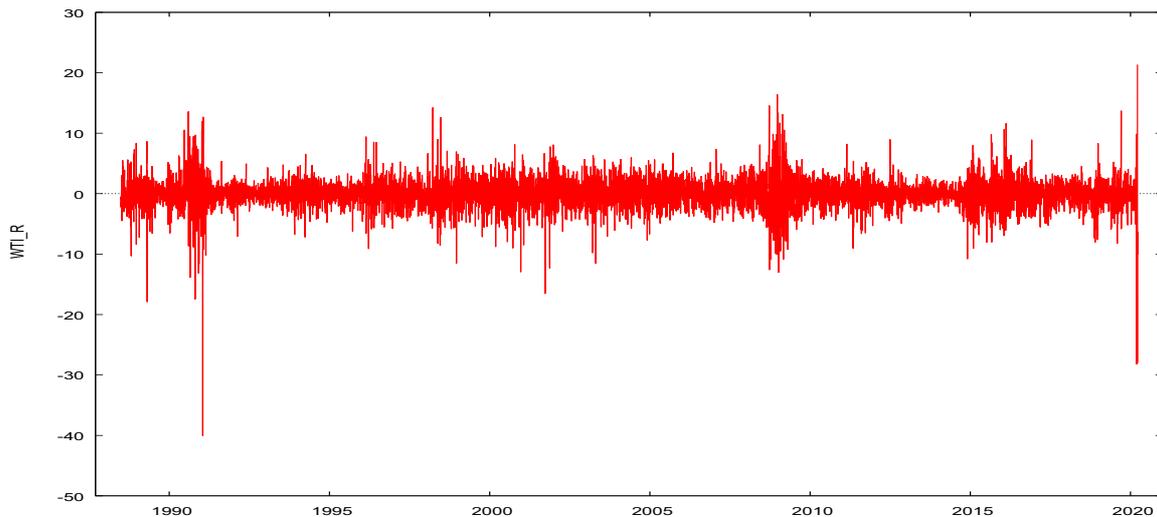


Figura 12: Valores obtenidos para los índices WTI_S y WTI_R en el periodo del estudio Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente Tabla 2 se muestran los periodos estimados para las diferentes crisis mediante el procedimiento de Bai-Perron (2003) para la serie del BRENT. En ella, se obtienen los mismos puntos de corte para las crisis previas al año 2014 halladas por Zavadska et al (2020). Para los años posteriores al 2014, aplicamos el mismo procedimiento obteniendo evidencias estadísticas a favor de los periodos marcados en la Tabla 2, además de tener una justificación clara desde el punto de vista de la evolución del mercado del petróleo y como durante estos periodos se han sucedido diferentes crisis y conflictos.

En relación a los contrastes de Bai-Perron (2003) realizados en la serie temporal del BRENT, a partir de los valores del año 2014, y usando los contrastes de dobles máximos (donde empleamos dos versiones: UDmax y WDmax, que aplican diferentes ponderaciones para los contrastes individuales –ver Bai-Perron (2003)-) de la hipótesis nula de no tener cambios estructurales en contraposición a existir un número desconocido de cambios estructurales, obtenemos evidencia estadística de que se puede rechazar la hipótesis nula con un nivel de significación del 1%. Esto supone una evidencia clara de que al menos existe un cambio estructural en la muestra desde el año 2014 en adelante. Para poder determinar cuántos cambios estructurales hay en los datos, empleamos el contraste supF donde la hipótesis nula se corresponde con la no existencia de cambios estructurales en contraposición a un número prefijado de cambios estructurales superior a 1. En nuestro caso siempre rechazamos la hipótesis nula con un nivel de significación de al menos el 2,5%, implicando evidencia empírica a favor de los resultados en la Tabla 2.

Por último, también utilizamos el contraste supF para la hipótesis nula de i cambios estructurales versus la hipótesis de $i + 1$ cambios estructurales de Bai-Perron (2003), para lo que obtenemos una evidencia estadística del 1% para el cambio estructural del 2020-03-26.

CRISES	BREAKPOINTS	
The Gulf war	Beginning	End
<i>Whole Period</i>	1988-12-07	1996-04-12
<i>Pre-crisis</i>	1988-12-07	1990-09-27
<i>Crisis</i>	1990-09-28	1991-04-01
<i>Post-crisis</i>	1991-04-02	1996-04-12
The Asian crisis	Beginning	End
<i>Whole Period</i>	1995-05-30	2000-07-04
<i>Pre-crisis</i>	1995-05-30	1996-09-12
<i>Crisis</i>	1996-09-13	2000-01-13
<i>Post-crisis</i>	2000-01-14	2000-07-04
US terrorist attack	Beginning	End
<i>Whole Period</i>	2000-09-12	2003-03-13
<i>Pre-crisis</i>	2000-09-12	2001-09-16
<i>Crisis</i>	2001-09-17	2002-02-08
<i>Post-crisis</i>	2002-02-09	2003-03-13
The Global Financial Crisis	Beginning	End
<i>Whole Period</i>	2003-01-01	2013-12-31
<i>Pre-crisis</i>	2003-01-01	2007-08-28
<i>Crisis</i>	2007-08-29	2009-01-28
<i>Post-crisis</i>	2009-01-29	2013-12-31
Oil conflict of US-Saudi Arabia	Beginning	End
<i>Whole Period</i>	2014-01-01	2016-11-30
<i>Pre-crisis</i>	2014-01-01	2014-09-19
<i>Crisis</i>	2014-09-20	2015-06-10
<i>Post-crisis</i>	2015-06-11	2016-11-30
Oil conflicts and 2018 stock market crisis	Beginning	End
<i>Whole Period</i>	2016-11-30	2019-05-21
<i>Pre-crisis</i>	2016-11-30	2017-08-18
<i>Crisis</i>	2017-08-19	2018-06-07
<i>Post-crisis</i>	2018-06-08	2019-05-21
2020 Russia-Saudi- Arabia and Covid-19	Beginning	End
<i>Whole Period</i>	2020-03-26	2021-03-10

Tabla 2. Resultados del análisis estructural Bai-Perron (2003) de las cotizaciones diarias del Brent en el periodo del estudio. Fuente: Elaboración Propia

Puesto que los nuevos resultados que encontramos con respecto al trabajo de Zavadzka et al (2020) son a partir del año 2014, en los siguientes párrafos se hace una breve descripción de las crisis expuestas en la Tabla 2. La primera de ellas (denominada “Oil conflict of US-Saudi Arabia” en la Tabla 2) se detecta a principios del año 2014, y se conoce como la guerra entre EEUU y Arabia Saudí debido al conflicto de precios entre ambos países, donde supuso un claro conflicto entre la oferta y la demanda del petróleo. De acuerdo con Ratti et al (2016), hasta 2014, el factor dominante del precio del petróleo venía de parte de la demanda, principalmente por parte de países como China y otras economías emergentes. A partir de esta fecha, el avance tecnológico de la fracturación hidráulica y su aplicación extendida en los yacimientos no convencionales de EEUU y Canadá, produjeron un aumento de la producción de petróleo, provocando agitación en los precios del petróleo. Estos avances y extensión de la tecnología fue una respuesta al aumento paulatino y constante del precio del petróleo a nivel mundial, lo que supuso que, gracias a la extracción de petróleo de estos pozos, la producción estadounidense llegase casi a duplicar sus valores de producción de 2008. La producción estadounidense llegó a superar a la de países como Rusia o Arabia Saudí, provocando una ruptura del control de precios de la OPEP. En Julio del mismo año, los precios comenzaron a descender debido a la gran sobreoferta estadounidense al mismo tiempo que Arabia Saudí inundaba el mercado con su producción para ralentizar la producción de estos yacimientos no convencionales, amplificando todavía más el shock positivo de oferta. Durante el periodo de 2014-2015, los miembros de la OPEP excedieron de manera constante sus topes de producción acordados al mismo tiempo que en China se producía una ralentización de su crecimiento económico. Esta situación junto con una combinación de factores llegó a suponer un descenso de la necesidad de importación de petróleo en EE. UU, así como un record de niveles de inventario de petróleo y un colapso de los precios del petróleo que se mantuvieron hasta el año 2016. La industria del Mar del Norte, se vio financieramente estresada por esta reducción de los precios, solicitando apoyo a los gobiernos a mediados de 2016. El 30 de noviembre de 2016, la OPEP junto con Rusia, acuerdan reducir sus producciones en 1,2 millones de barriles diarios, siendo esta el primer recorte de producción de petróleo desde 2008.

El segundo periodo detectado a partir del 2014 (denominado “Oil conflicts and 2018 stock market crisis” en la Tabla 2), se corresponde con los conflictos de petróleo del periodo 2017-2019, en los que se mantienen los conflictos de oferta y demanda del petróleo del periodo anterior y se suma la crisis de mercados financieros del 2018, siendo este el peor año para el sector bursátil desde la crisis financiera global del año 2008. En lo que respecta al Mercado del petróleo, el 25 de mayo de 2017, tanto los miembros de la OPEP como los no miembros productores de petróleo, acordaron prorrogar nueve meses más el recorte productivo, y posteriormente, el 30 de noviembre del 2017, miembros de la OPEP y Rusia, acordaron extender de nuevo el recorte hasta finales del año 2018. En mayo de 2018, el presidente estadounidense Donald Trump decide recuperar las sanciones contra el régimen iraní y los precios se incrementan de manera ligera hasta valores del año 2014 (como muestran Su, Qin, Tao, Moldovan and Lobont (2020) los conflictos políticos tienen impactos positivos y negativos sobre los precios del petróleo). Un año después, EEUU vuelve a imponer nuevas sanciones al régimen iraní reduciendo nuevamente la oferta mundial de crudo, sin embargo, los precios se ven ligeramente afectados debido al ralentizamiento de la demanda. En noviembre del mismo año los precios del indicador BRENT tienen su mayor caída a lo largo de 30 días desde el año 2008, debido al aumento de producción por parte de países productores como Rusia, EEUU y algunos países miembros de la OPEP. Todo

ello se agravó con que en el año 2018 se produce una de las peores crisis bursátiles desde el año 2008 (ver Huynh y Burggraf (2020)). Como veremos en el siguiente capítulo, este periodo refleja una gran persistencia de la volatilidad en los resultados del análisis, siendo este último evento (la crisis bursátil del año 2018) un factor más influyente en este periodo de crisis en comparación con los conflictos de oferta y demanda.

El último evento detectado en la Tabla 2 (denominado “2020 Russia-Saudi- Arabia and Covid-19”) se produce a principios del año 2020, siendo una combinación de conflictos en la oferta y demanda entre Rusia y Arabia Saudí y un evento extremo como es la pandemia mundial del virus COVID-19, el cual supuso una gran caída en las bolsas de valores mundiales, así como la caída de los mercados de crudo mundiales afectados en la oferta y la demanda, debido a las limitaciones al movimiento y los confinamientos impuestos por los gobiernos a nivel mundial. En febrero del año 2020, los EEUU impusieron sanciones a los productores extranjeros de petróleo y en marzo del mismo año, el coronavirus se extendió por los países siendo declarada como pandemia por la Organización Mundial de la Salud (OMS). Tras este anuncio, los países tomaron medidas drásticas para evitar el contagio y difusión del virus, imponiendo toques de queda en las ciudades, limitaciones al movimiento y confinamientos suponiendo un descenso drástico de la demanda de hidrocarburos. Durante la reunión de la OPEP el 6 de marzo del 2020, los principales países productores fueron incapaces de acordar una reducción de petróleo en respuesta a la pandemia, dos días más tarde, el 8 de marzo, Arabia Saudí comienza una guerra de precios con Rusia suponiendo descensos todavía mayores en los precios del crudo. El 9 de abril, ambos países acordaron reducir su producción en respuesta a los confinamientos alrededor del mundo, volviendo nuevamente a recortar producción en junio. Es en estas fechas, el 20 de abril del 2020, cuando debido al exceso de demanda para el almacenamiento de petróleo para los excesos de producción, los precios de las cotizaciones de futuro de EEUU para el mes siguiente cierran en valores negativos en el NYMEX (the New York Mercantile Exchange), siendo la primera vez que esto ocurre desde su apertura en 1983. En enero de 2021, se nota una mejoría de los precios debido a la demanda de este fuera de Europa en adicción a los recortes de producción de la OPEP.

4. Modelos de volatilidad y resultados empiricos

Para el análisis que se plantea en este documento, se emplean los modelos GARCH (ver Engle (1982), Bollerslev (1986), Iglesias y Linton (2007), Corradi e Iglesias (2008) y Dahl e Iglesias (2021a, 2021b)) siendo modelos de uso extendido a día de hoy para modelizar la volatilidad de datos financieros. Siguiendo el artículo de investigación de Zavadska et al (2020), estimamos modelos GARCH (1,1) según el modelo de Bollerslev (1986) con un estimador de máxima cuasi-verosimilitud, QML (Quasi-Maximum Likelihood) para los rendimientos del BRENT y de manera análoga para los rendimientos del WTI, según las siguientes ecuaciones:

$$BRENT_R_t = \varepsilon_t$$

$$E(\varepsilon_t^2 | I_{t-1}) = h_t = \omega + \alpha \varepsilon_{t-1}^2 + \beta h_{t-1} \quad (1)$$

donde $I_t = \sigma\{\varepsilon_s : s \leq t\}$ denota el “sigma algebra” que representa la información del proceso hasta el tiempo t, De acuerdo con Jensen y Rahbek (2004a, 2004b), la normalidad asintótica del estimador QML y también para garantizar la varianza condicional positiva, se requiere que los valores α y β sean positivos (ver McAleer (2014). Los resultados de las tablas 3, 5 y 6 de Zavadska et al (2020) no cumplen la positividad de dichos parámetros, lo que implica que la normalidad asintótica del estimador QML en esos casos analizados se desconoce si se cumple.

Siguiendo Zavadska et al (2020), el siguiente modelo que estimamos es:

$$BRENT_R_t = \varepsilon_t$$

$$E(\varepsilon_t^2 | I_{t-1}) = h_t = \omega + \alpha \varepsilon_{t-1}^2 + \theta d_{t-1} \varepsilon_{t-1}^2 + \beta h_{t-1} \quad (2)$$

donde se define d_t como una variable ficticia que toma el valor 1 cuando $\varepsilon_t < 0$ y 0 en cualquier otro caso. Zavadska et al (2020) denominan al modelo (2) como el modelo TGARCH de Zakoian (1994); sin embargo, según la literatura (ver Bollerslev (2010)), el modelo (2) de su artículo se corresponde con el modelo GJR-GARCH de Glosten, Jagannathan y Runkle (1993). El modelo TGARCH, permite modelar la desviación estándar condicional en lugar de la varianza condicional.

Hentschel (1995), Rodríguez y Ruiz (2012) y McAleer (2014), demuestran que los modelos GJR-GARCH requieren de valores positivos para los parámetros α , θ y β como condiciones suficientes para imponer la condición de varianza condicional positiva. Sin embargo, Bollerslev (2010) muestra que se pueden permitir valores negativos del parámetro θ , y de hecho, McAleer (2014) demuestra que en caso de obtener valores θ o α negativos se ha de comprobar que $\theta + \alpha > 0$ para garantizar la condición de varianza condicional positiva. Alexander, Lazar y Stanescu (2021, Table 2) muestran un ejemplo donde las estimaciones resultantes del modelo (2) permiten tener valores θ ó α negativos ya que siempre se mantiene la condición de $\theta + \alpha > 0$. En las tablas 3-6 de Zavadska et al (2020), se muestran parámetros que no cumplen con este requerimiento, no garantizando la condición de varianza condicional positiva.

Estimamos los modelos (1) y (2), es decir GARCH y GJR-GARCH¹, para los mismos periodos temporales que en Zavadska et al (2020), empleando errores estándar robustos según indican Bollerslev y Wooldridge (1992). También impusimos las restricciones de positividad en los parámetros requeridas para poder evitar varianzas condicionales negativas y extendemos también los resultados de Zavadska et al (2020) hasta la actualidad².

Con el resultado de los modelos se contrastan los valores obtenidos frente al artículo de referencia para comprobar si las conclusiones obtenidas inicialmente se pueden mantener bajo las restricciones de normalidad asintótica del estimador QML así como la condición de varianza condicional positiva. En las siguientes Tablas 3-9 se muestran los resultados obtenidos³.

Utilizando la descripción de Alexander (2008), “*GARCH volatilities with relatively high α and relatively low β are more “spiky” than those with relatively low α and relatively high β ...*”, mientras que para valores elevados del parámetro β se relacionan con valores más elevados de la persistencia de la volatilidad. Los resultados remarcados en negro en las Tablas 3-9, confirman que los valores estimados del parámetro α generalmente son mayores de 0.1 y los valores estimados de β son menores de 0.9 en periodos de interrupciones de oferta y demanda, como son el caso de la Guerra del Golfo, los ataques terroristas de 2001, los conflictos de interés entre EE. UU y Arabia Saudí durante 2014 así como el periodo de 2020 con los conflictos entre Rusia y Arabia Saudí en el entorno de la pandemia mundial.

Del mismo modo, para aquellos periodos en los que hay patrones típicos de crisis financieras, como son la crisis financiera Asiática, la crisis Global Financiera, y la continuación de los conflictos del petróleo en 2017-2019 junto con la crisis bursátil de

¹ También hemos confirmado que nuestros resultados se mantienen si usamos el modelo TARARCH en lugar del GARCH y GJR-GARCH.

² Zavadska et al (2020, ver las Tablas 3-6) también estimaron por Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) un parámetro para capturar la volatilidad en tamaños muestrales inferiores a 500. Pero no podemos encontrar ninguna justificación en la literatura de los estimadores en muestras finitas de modelos de la familia de los GARCH (ver por ejemplo Iglesias and Linton (2007), Corradi and Iglesias (2008) e Iglesias and Philips (2008, 2011)) acerca de porqué, en muestras pequeñas, un estimador MCO podría tener mejores propiedades para capturar la volatilidad que los modelos ARCH/GARCH. Por lo tanto, no usamos el procedimiento de MCO en nuestro caso.

³ En las Tablas 3-9, para aquellas simulaciones en las que no se pudo obtener convergencia o las restricciones de los parámetros no fueron satisfechas para garantizar la condición de varianza condicional positiva se representan con las siglas N/A.

los mercados de 2018, tienden a obtener valores estimados de α menores a 0.1 y valores de β superiores a 0.9.

En el caso de los resultados obtenidos para el modelo GJR-GARCH, se ha de mencionar que, ante shocks positivos, valores más elevados de α junto con valores reducidos de β se asocian a “picos de volatilidad”, en comparación con valores reducidos de α y elevados de β que se asocian a mayor persistencia en la volatilidad. Sin embargo, ante la presencia de shocks negativos, es necesario considerar que valores elevados de la suma de valores $\theta + \alpha$ junto con valores reducidos de β implican picos de volatilidad, frente a valores reducidos de $\theta + \alpha$ y valores elevados de β que es cuando se asocian a mayor persistencia. Es por ello, la necesidad de interpretar y analizar la suma de estos dos parámetros en el caso de modelos GJR-GARCH.

THE GULF WAR	ω	Whole Period		Pre-crisis		Crisis		Post-crisis	
		Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI
GARCH (1,1)	α	0.0497**	0.0699*	0.1045	0.1141	10.2601*	N/A	0.0281*	0.0243
		(0.0215)	(0.0400)	(0.0786)	(0.1831)	(5.8010)	N/A	(0.0163)	(0.0162)
	β	0.1081***	0.1410**	0.1380***	0.2329	1.3056	N/A	0.0534***	0.0456***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8857***	0.8573***	0.8464***	0.7931***	0.0838	N/A	0.9364***	0.9469***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0.8943***	0.8789***	0.8626***	0.8306***	0.4749	N/A	0.9334***	0.9421***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0473***	0.0646**	0.1034*	0.1041	7.1451	N/A	0.0294*	0.0293
		(0.0176)	(0.0285)	(0.0614)	(0.1383)	(8.1648)	N/A	(0.0164)	(0.0235)
	θ	0.1444***	0.1689***	0.1788***	0.2454	0.8682	N/A	0.0682***	0.0557*
GARCH (1,1)	β	-0.0898**	-0.1056**	-0.1379**	-0.1381	-0.7005	N/A	-0.0234	-0.0142
		(0.0350)	(0.0418)	(0.0590)	(0.0862)	(0.6318)	N/A	(0.0280)	(0.0293)
	ω	0							

SEPTEMBER 11, 2001		Whole Period		Pre-crisis		Crisis		Post-crisis	
		Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI
GARCH (1,1)	α	0.2573	0.4149**	0.4473	0.3665	N/A	5.0050	0.0951	0.2032
		(0.3998)	(0.1769)	(0.5278)	(0.2370)	N/A	(7.5544)	(0.0758)	(0.5063)
	β	0.0849	0.0954**	0.0775	0.0497	N/A	0.0623	0.0218*	0.0158
	ω	0.8712***	0.8465***	0.8427***	0.8922***	N/A	0.5650	0.9501***	0.9380***
GJRGARCH (1,1)	α	0.02659	0.4230***	0.3189	1.2518***	1.0221	6.1477*	0.1512	1.4917**
		(0.2968)	(0.1625)	(0.4204)	(0.3789)	(1.0283)	(3.5514)	(0.1099)	(0.7129)
	θ	0.0979	0.1127**	0.0337	0.2198	0.0871	0.0001	0.0314	0.0002
		(0.0665)	(0.0526)	(0.0656)	(0.1638)	(0.1639)	(0.0001)	(0.0193)	(0.0003)
	β	-0.0206	-0.0301	0.0476	-0.2197	-0.0863	0.3857	-0.0297	0.1004
		(0.0460)	(0.0656)	(0.0457)	(0.1639)	(0.1623)	(0.6045)	(0.0208)	(0.0681)
	ω	0.8674***	0.8438***	0.8828***	0.7441***	0.8595***	0.3649	0.9381***	0.6199***
		(0.0999)	(0.0392)	(0.1224)	(0.0687)	(0.1050)	(0.2552)	(0.0365)	(0.1592)

Errores estándares robustos están dados entre paréntesis. ***, **, * denota significatividad estadística al nivel 1%, 5% y 10% respectivamente.

Tabla 5. Resultados obtenidos en el estudio de los ataques terroristas el 11 de septiembre de 2001. Fuente: Elaboración Propia

THE GLOBAL FINANCIAL CRISIS ^ω		Whole Period		Pre-crisis		Crisis		Post-crisis	
		Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI
GARCH (1,1)	α	0.0267*	0.0371*	0.1450*	0.1019	0.0754	0.1694	0.0373	0.0628
		(0.0140)	(0.0190)	(0.0805)	(0.0797)	(0.0779)	(0.1299)	(0.0292)	(0.0425)
	β	0.0478***	0.0543***	0.0425***	0.0346***	0.0892***	0.1439***	0.0594**	0.0804**
	ω	0.9457***	0.9385***	0.9196***	0.9424***	0.9094***	0.8528***	0.9283***	0.9044***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0321*	0.0424*	0.2024*	0.1751	0.1474*	0.2012*	0.0471	0.0532*
		(0.0169)	(0.0219)	(0.1122)	(0.1206)	(0.0836)	(0.1139)	(0.0330)	(0.0283)
	θ	0.0276***	0.0254***	0.0071	0.0001	0.0214	0.0969*	0.0323*	0.0222*
		(0.0084)	(0.0095)	(0.0167)	(0.0002)	(0.0482)	(0.0588)	(0.0174)	(0.0121)
	β	0.0408***	0.0600***	0.0618*	0.0655***	0.1098*	0.0966	0.0697*	0.1111***
		(0.0155)	(0.0186)	(0.0316)	(0.0245)	(0.0571)	(0.0625)	(0.0358)	(0.0342)
	ω	0.9446***	0.9369***	0.9106***	0.9282***	0.9098***	0.8482***	0.9186***	0.9108***
		(0.0125)	(0.0144)	(0.0330)	(0.0362)	(0.0364)	(0.0451)	(0.0332)	(0.0221)

Errores estándares robustos están dados entre paréntesis. ***, **, * denota significatividad estadística al nivel 1%, 5% y 10% respectivamente.

Tabla 6. Resultados obtenidos en el estudio de la crisis Global Financiera 2008/2009. Fuente: Elaboración Propia

OIL CONFLICT OF US AND SAUDI ARABIA ^ω		Whole Period		Pre-crisis		Crisis		Post-crisis	
		Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI
GARCH (1,1)	α	0.0306	0.0382	0.574**	0.0433	0.3215	0.7886	0.6974**	0.8054*
		(0.0248)	(0.0278)	(0.2615)	(0.0366)	(0.2839)	(0.7264)	(0.2900)	(0.4182)
	β	0.1190***	0.1193***	0.0858	0.0324	0.0841***	0.0800**	0.1467***	0.1791***
	ω	0.8876***	0.8874***	0.1820	0.9265***	0.8720***	0.8257***	0.7704***	0.7383***
GJRGARCH (1,1)	α	0.0313	0.0249	(0.2702)	(0.0351)	(0.0526)	(0.0809)	(0.0615)	(0.0818)
		(0.0313)	(0.0249)	(0.2702)	(0.0351)	(0.0526)	(0.0809)	(0.0615)	(0.0818)
	θ	0.0189	0.0137	0.3691	0.0313	0.2829	1.3406	0.5058*	0.4659
		(0.0199)	(0.0189)	(0.3657)	(0.0348)	(0.3869)	(2.4324)	(0.2795)	(0.3640)
	β	0.0329	0.0128	0.0070	0.0001	0.0731	0.1472	0.0830*	0.0737
		(0.0330)	(0.0420)	(0.0599)	(0.0004)	(0.0661)	(0.1075)	(0.0488)	(0.0517)
	ω	0.1206***	0.1250***	0.0918	0.0517*	0.0174	-0.1148	0.1361*	0.1755**
		(0.0344)	(0.0374)	(0.0930)	(0.0309)	(0.0810)	(0.1714)	(0.0817)	(0.0750)
	ω	0.9096***	0.9272***	0.4654	0.9434***	0.8795***	0.7537**	0.7937***	0.7964***
		(0.0339)	(0.0338)	(0.4647)	(0.0375)	(0.0764)	(0.2970)	(0.0708)	(0.0872)

Errores estándares robustos están dados entre paréntesis. ***, **, * denota significatividad estadística al nivel 1%, 5% y 10% respectivamente.

Tabla 7. Resultados obtenidos en el estudio del conflicto entre EE. UU y Arabia Saudí 2014/2016. Fuente: Elaboración Propia

2017/19 OIL CONFLICTS AND 2018 FINANCIAL CRISIS		Whole Period		Pre-crisis		Crisis		Post-crisis	
		Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI	Brent	WTI
GARCH (1,1)	α	0.1152*** (0.0405)	0.1168*** (0.0407)	1.0286 (3.4512)	N/A N/A	N/A N/A	N/A N/A	0.0826 (0.0543)	0.1125 (0.0756)
	β	0.0476*** (0.0148)	0.0420*** (0.0147)	0.0429 (0.0963)	N/A N/A	N/A N/A	N/A N/A	0.0741*** (0.0258)	0.0688** (0.0277)
	ω	0.9081*** (0.0174)	0.9169*** (0.0160)	0.5876 (1.2066)	N/A N/A	N/A N/A	N/A N/A	0.9016*** (0.0181)	0.9013*** (0.0200)
GJRGARCH (1,1)	α	0.1091*** (0.0338)	0.0959*** (0.0278)	1.0691 (1.9456)	N/A N/A	N/A N/A	N/A N/A	0.1129** (0.0524)	0.1054** (0.0513)
	θ	0.0106 (0.0175)	0.0001 (0.0004)	0.0753 (0.1044)	N/A N/A	N/A N/A	N/A N/A	0.0003 (0.0002)	0.0001 (0.0002)
	β	0.0551** (0.0229)	0.0558*** (0.0176)	-0.0735 (0.1009)	N/A N/A	N/A N/A	N/A N/A	0.0843** (0.0353)	0.0743** (0.0313)
		0.9168*** (0.0200)	0.9347*** (0.0127)	0.5780 (0.6673)	N/A N/A	N/A N/A	N/A N/A	0.9114*** (0.0257)	0.9245*** (0.0210)

Errores estándares robustos están dados entre paréntesis. ***, **, * denota significatividad estadística al nivel 1%, 5% y 10% respectivamente.

Tabla 8. Resultados obtenidos en el estudio del conflicto de precios del petróleo de 2017/2019 y la crisis bursátil del año 2018. Fuente: Elaboración Propia

2020 RUSSIA-SAUDI ARABIA WAR & COVID-19		Whole period Brent
GARCH (1,1)	α	0.1476 (0.1089)
	β	0.1783** (0.0768)
	ω	0.8165*** (0.0503)
GJRGARCH (1	α	0.2409** (0.1120)
	θ	0.0432 (0.0337)
	β	0.3767* (0.1965)
		0.7892*** (0.0572)

Errores estándares robustos están dados entre paréntesis. ***, **, * denota significatividad estadística al nivel 1%, 5% y 10% respectivamente.

Tabla 9. Resultados obtenidos en el estudio del conflicto entre Rusia y Arabia Saudí de 2020 y pandemia mundial de COVID-19. Fuente: Elaboración Propia

5. Conclusiones

En este trabajo extendemos el artículo de Zavadska, Morales y Coughlan (2020) demostrando nueva evidencia en la literatura de dos tipos diferentes de patrones de volatilidad de los precios al contado del petróleo que se generan dependiendo de cuál sea el desencadenante predominante de dicha volatilidad: 1) los picos de volatilidad se producen durante períodos de crisis de oferta / demanda por interrupciones del flujo del petróleo; mientras que 2) los períodos donde el detonante predominante son las crisis económico/financieras, a lo que también añadimos las crisis bursátiles de forma novedosa a la teoría de Zavadska et al (2020), están asociados a una mayor persistencia de la volatilidad. Nuestros resultados empíricos satisfacen las restricciones de positividad en las varianzas condicionales, lo cual no estaba garantizado en el trabajo original de Zavadska et al (2020). Períodos donde tenemos picos de volatilidad son mucho más erráticos que períodos de alta persistencia.

Nuestros resultados son muy relevantes ya que los participantes de los mercados (por ejemplo, inversores, especuladores, responsables políticos ...) deben saber que el tipo de desencadenante de la crisis (o desencadenante predominante) puede generar diferencias significativas en el tipo de incertidumbre que se genera. Según el International Energy Report (2021b), *“World oil markets are rebalancing after the Covid-19 crisis spurred an unprecedented collapse in demand in 2020, but they may never return to “normal”...Rapid changes in behaviour from the pandemic and a stronger drive by governments towards a low-carbon future have caused a dramatic downward shift in expectations for oil demand over the next six years. This is forcing hard decisions on oil-producing countries and companies, which are reluctant to leave resources untapped or to install new capacity that would only sit idle. Could oil demand peak sooner than expected? Or is the world heading into a supply crunch? What will the implications be for the refining industry and trade flows?”*. Todo esto demuestra que el futuro de los mercados petroleros en los próximos meses / años conllevará un grado de incertidumbre muy elevado. El conocimiento del tipo de incertidumbre que se genera en cada una de

las crisis (como se muestra en este trabajo) y cómo afecta a los mercados del petróleo son de gran utilidad para los inversores, los especuladores y los responsables políticos. Nuestros resultados demuestran que si predecimos que se aproxima una crisis de oferta/demanda de petróleo, según los resultados en este trabajo, podemos esperar con alta probabilidad una volatilidad mucho más errática que si la crisis que se aproxima es financiera/económica/bursátil; y los participantes de los mercados pueden tomar mejores medidas para enfrentarse a dicha crisis dependiendo de su naturaleza y de su aversión al riesgo.

Bibliografía

- Alexander, C. (2008), Market Risk Analysis, Pricing, Hedging and Trading Financial Instruments, Volume 3 of Market Risk Analysis, The Wiley Finance Series, John Wiley & Sons, 2008, p. 416.
- Alexander, C., E. Lazar y S. Stanescu (2021), Analytical moments of GJR-GARCH(1,1) processes, *International Journal of Forecasting* 37, 105-124.
- Bai, J. y P. Perron (2003), Computation and analysis of multiple structural change models, *Journal of Applied Econometrics* 18, 1, 1-22.
- Bloomberg professional (2021), <https://www.bloomberg.com/professional/>
- Bollerslev, T. (1986), Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity. *Journal of Econometrics* 31, 307-327.
- Bollerslev, T. (2010), Glossary to ARCH (GARCH), in Volatility and Time Series Econometrics: Essays in Honor of Robert F. Engle (eds. T. Bollerslev, J. R. Russell and M. W. Watson), Chapter 8, 137-163. Oxford, UK.: Oxford University Press.
- Bollerslev, T. y J. M. Wooldridge, J. (1992), Quasi-Maximum Likelihood Estimation and Inference in Dynamic Models with Time Varying Covariances, *Econometric Reviews* 11, 2, 143-172.
- Bravo-Caro, J. M., A. A. Golpe, J. Iglesias y J. C. Vides (2020), A new way of measuring the WTI-Brent spread. Globalization, shock persistence and common trends, *Energy Economics* 85, 104446.
- Central Intelligence Agency [CIA] (2018), The World Factbook. <https://www.cia.gov/the-world-factbook/>
- CME Group (2019), Brent-WTI Oil Spread Taking Cue from Houston-Midland?, <https://www.cmegroup.com/education/featured-reports/brent-wti-oil-spread-taking-cue-from-houston-midland.html>
- Corradi, V. y E. M. Iglesias (2008), Bootstrap refinements for QML estimators of the GARCH(1,1) parameters, *Journal of Econometrics* 144, 2, 500-510.

- Dahl, C. M. y E. M. Iglesias (2021a), Asymptotic normality of the MLE in the level-effect ARCH model, *Statistical Papers* 62, 1, 117-135.
- Dahl, C. M. y E. M. Iglesias (2021b), The Tail Behavior due to the Presence of the Risk Premium in AR-GARCH-in-Mean, GARCH-AR, and Double-Autoregressive-in-Mean Models, *Journal of Financial Econometrics*, forthcoming.
- Datastream (2021), <https://www.refinitiv.com/es/products/datastream-macroeconomic-analysis>
- Dickey, D. A. y W. A. Fuller (1979), Distribution of estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American Statistical Association* 74, 427–431.
- Engle, R. F. (1982), Autoregressive conditional heteroskedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation, *Econometrica* 50, 4, 987-1007.
- Energy Information Administration (2021), Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/>
- Glosten, L. R., R. Jagannathan y D. E. Runkle (1993), On the Relationship Between the Expected Value and the Volatility of the Nominal Excess Returns on Stocks, *Journal of Finance* 48, 1779-1801.
- Hentschel, L. (1995), All in the family: Nesting symmetric and asymmetric GARCH models, *Journal of Financial Economics* 39, 71-104.
- Huynh, T. L. D. y T. Burggraf (2020), If worst comes to worst: Co-movement of global stock markets in the US-China trade war, *Economics and Business Letters*, 9, 1, 21-30.
- Iglesias, E. M. y O. B. Linton (2007), Higher order asymptotic theory when a parameter is on a boundary with an application to GARCH models, *Econometric Theory* 23, 6, 1136-1161.
- Iglesias, E. M. y G. D. A. Phillips (2008), Finite sample theory of QMLE in ARCH models with dynamics in the mean equation, *Journal of Time Series Analysis* 29, 4, 719-737.
- Iglesias, E. M. y G. D. A. Phillips (2011), Small sample estimation bias in GARCH models with any number of exogenous variables in the mean equation, *Econometric Reviews* 30, 3, 303-336.
- International Energy Agency report (2021a), Oil 2021, Analysis and Forecast to 2026, Tables, https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed7af175-8e40-4e14-bde6-510cab88edfc/Oil2021midterm_tables.pdf

- International Energy Agency report (2021b), Oil 2021, Analysis and Forecast to 2026, https://iea.blob.core.windows.net/assets/1fa45234-bac5-4d89-a532-768960f99d07/Oil_2021-PDF.pdf
- Jensen, S. T. y A. Rahbek (2004a), Asymptotic Normality of the QML Estimator of ARCH in the Nonstationary Case, *Econometrica* 72, 2, 641-646.
- Jensen, S. T. y A. Rahbek (2004b), Asymptotic Inference for Nonstationary GARCH, *Econometric Theory* 20, 6, 1203-1226.
- Kwiatkowski, D., P. C. B. Phillips, P. Schmidt y. Shin (1992), Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root, *Journal of Econometrics* 54, 1-3, 159-178.
- Llamas Borrajo, J. F. (2015), *Origen y composición de los combustibles*. Máster de Ingeniería de Minas. Combustibles.
- Lluch Urpí, J. (2008), Tecnología y margen de refino del petróleo. ISBN: 978-84-7978-875-9, Ediciones Díaz de Santos.
- Magoon, L. y Dow, W.G. (1994), The Petroleum System. From Source to Trap, AAPG, Memory 60.
- McAleer, M. (2014), Asymmetry and Leverage in Conditional Volatility Models, *Econometrics* 2, 145-150.
- Meléndez Hevia, F. (1982), El origen del petróleo, *Revista COL-PA* 37, 61-65. Editorial UCM.
- Narayan, P. K. and S. Narayan (2007), Modelling Oil Price Volatility, *Energy Policy* 35, 12, 6549-6553.
- Ratti, Ronald A.; Vespignani, Joaquin L. (2016), Oil prices and global factor macroeconomic variables, *Energy Economics* 59, 198-212.
- Rodríguez, M. J. y E. Ruiz (2012), Revisiting Several Popular GARCH Models with Leverage Effect: Differences and Similarities, *Journal of Financial Econometrics* 10, 4, 637-668.
- Su, C-W., M. Qin, R. Tao, N.-C. Moldovan y O.-R. Lobonț (2020), Factors driving oil price-from the perspective of United States, *Energy* 197, 117219.
- Tarback, E. J.; Lutgens, F. K., y Tasa, D. (2005), *Ciencias de la tierra, una introducción a la geología física*. ISBN 84-205-4400-0
- Zakoïan, J.-M. (1994), Threshold Heteroskedastic Models, *Journal of Economics Dynamics and Control* 18, 5, 931-955.
- Zavadska, M., L. Morales y J. Coughlan (2020), Brent crude oil prices volatility during major crises, *Finance Research Letters* 32, 101078.

Anexos

ANEXO 1. RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO

Reservas mundiales de petróleo (Unidad: millones de barriles)

	2015	2016	2017	2018	2019	Estructura (%)
EE.UU.	47.987	49.966	61.233	68.894	68.894	4,0
Canadá	171.512	170.528	172.647	170.768	169.692	9,8
México	7.977	7.219	6.427	5.796	5.796	0,3
Total América del Norte	227.476	227.713	240.307	245.458	244.382	14,1
Argentina	2.395	2.162	2.017	2.387	2.387	0,1
Brasil	13.000	12.634	12.794	13.435	12.714	0,7
Colombia	2.308	2.002	1.665	1.782	1.960	0,1
Ecuador	1.806	1.704	1.632	1.632	1.632	0,1
Perú	1.187	1.225	985	859	859	0,0
Trinidad y Tobago	728	243	243	243	243	0,0
Venezuela	300.878	302.250	302.808	303.806	303.806	17,5
Otros América Central y del Sur	520	520	521	519	546	0,0
Total América Central y del Sur	322.823	322.740	322.666	324.664	324.148	18,7
Azerbaiyán	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	0,4
Dinamarca	491	440	428	440	440	0,0
Italia	617	541	592	574	552	0,0
Kazajistán	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	1,7
Noruega	8.005	7.601	7.918	8.645	8.523	0,5
Reino Unido	2.542	2.313	2.500	2.700	2.700	0,2
Rumanía	600	600	600	600	600	0,0
Rusia	102.375	106.171	106.299	107.212	107.212	6,2
Turkmenistán	600	600	600	600	600	0,0
Uzbekistán	594	594	594	594	594	0,0
Otros Europa y Euroasia	1.945	1.939	1.871	1.865	1.879	0,1

Total Europa y Euroasia	154.769	157.799	158.402	160.229	160.100	9,2
Arabia Saudí	266.455	266.208	295.958	297.671	297.578	17,2
Emiratos Árabes Unidos	97.800	97.800	97.800	97.800	97.800	5,6
Irak	142.503	148.766	147.223	145.019	145.019	8,4
Irán	158.400	157.200	155.600	155.600	155.600	9,0
Kuwait	101.500	101.500	101.500	101.500	101.500	5,9
Omán	5.306	5.373	5.373	5.373	5.373	0,3
Qatar	25.244	25.244	25.244	25.244	25.244	1,5
Siria	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	0,1
Yemen	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	0,2
Otros Oriente Medio	217	147	135	157	200	0,0
Total Oriente Medio	802.925	807.738	834.333	833.864	833.814	48,1
Angola	9.524	9.523	8.384	8.160	8.160	0,5
Argelia	12.200	12.200	12.200	12.200	12.200	0,7
Chad	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	0,1
Egipto	3.473	3.384	3.325	3.075	3.075	0,2
Gabón	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	0,1
Guinea Ecuatorial	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	0,1
Libia	48.363	48.363	48.363	48.363	48.363	2,8
Nigeria	37.062	37.453	37.453	36.972	36.972	2,1
República del Congo	2.982	2.982	2.982	2.982	2.982	0,2
Sudán	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	0,1
Sudán del Sur	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	0,2
Túnez	425	425	425	425	425	0,0
Otros África	3.999	3.952	3.921	3.921	3.920	0,2
Total África	127.628	127.882	126.653	125.698	125.697	7,2
Australia	2.390	2.390	2.390	2.390	2.390	0,1
Brunei	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	0,1
China	25.626	25.664	25.948	26.190	26.190	1,5
India	4.786	4.678	4.549	4.477	4.661	0,3
Indonesia	3.603	3.307	3.171	3.154	2.484	0,1

Malasia	3.018	2.836	2.836	2.836	2.836	0,2
Tailandia	396	349	323	293	293	0,0
Vietnam	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	0,3
Otros Asia Pacífico	1.255	1.185	1.174	1.170	1.368	0,1
Total Asia Pacífico	46.575	45.910	45.891	46.011	45.722	2,6
TOTAL MUNDIAL*	1.682.196	1.689.783	1.728.251	1.735.923	1.733.862	100
de los cuales:						
OPEP	1.182.574	1.189.049	1.215.003	1.214.805	1.214.712	71,8
No-OPEP	499.622	500.733	513.248	521.118	519.150	28,2
OCDE	242.739	242.207	255.275	261.337	260.150	14,7
No-OCDE	1.439.457	1.447.575	1.472.976	1.474.586	1.473.712	85,3
U.E.	5.109	4.671	4.876	5.081	5.049	0,3

Nota: Datos a 31 de diciembre de cada año

* Incluye: crudo, gas condensado y líquidos de gas natural

- igual a 0,0 / ^ distinto de 0,0

Tabla 10. Reservas a nivel mundial de petróleo. Fuente: International Energy Agency report (2021a).

ANEXO 2. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO

Producción mundial de petróleo (Unidad: miles de barriles por día)						
	2015	2016	2017	2018	2019	Estructura (%)
EE.UU.	13.016	12.501	13.289	15.537	17.215	17,1
Canadá	4.536	4.615	4.990	5.408	5.545	5,5
México	2.597	2.474	2.237	2.085	1.933	1,9
Total América del Norte	20.149	19.590	20.516	23.030	24.693	24,6
Argentina	629	601	572	581	601	0,6
Brasil	2.547	2.628	2.755	2.713	2.897	2,9
Colombia	1.014	906	862	873	893	0,9
Ecuador	541	549	531	517	531	0,5
Perú	150	134	133	133	140	0,1
Trinidad y Tobago	109	97	99	87	82	0,1
Venezuela	2.665	2.429	2.133	1.534	982	1,0
Otros América Central y del Sur	176	168	161	157	151	0,2
Total América Central y del Sur	7.831	7.512	7.246	6.595	6.277	6,2
Azerbaiyán	849	829	784	793	765	0,8
Dinamarca	159	142	140	117	104	0,1
Italia	131	96	97	110	89	0,1
Kazajistán	1.694	1.666	1.840	1.927	1.933	1,9
Noruega	1.948	1.995	1.969	1.850	1.737	1,7
Reino Unido	972	1.026	1.009	1.108	1.134	1,1
Rumanía	82	78	75	74	72	0,1
Rusia	11.084	11.328	11.321	11.494	11.582	11,5
Turkmenistán	268	247	232	219	223	0,2
Uzbekistan	52	48	46	43	40	0,0
Otros Europa y Euroasia	428	407	408	422	411	0,4
Total Europa y Euroasia	17.667	17.862	17.921	18.157	18.090	18,0

Arabia Saudí	12.045	12.344	11.876	12.345	11.782	11,7
Emiratos Árabes Unidos	3.762	3.848	3.740	3.801	4.009	4,0
Irak	4.078	4.503	4.563	4.663	4.812	4,8
Irán	3.593	4.422	4.762	4.632	3.397	3,4
Kuwait	3.097	3.194	3.014	3.050	2.987	3,0
Omán	988	1.012	978	986	979	1,0
Qatar	1.966	1.971	1.931	1.969	1.962	2,0
Siria	27	25	25	24	24	0,0
Yemen	32	16	44	67	67	0,1
Otros Oriente Medio	213	213	210	208	208	0,2
Total Oriente Medio	29.801	31.548	31.143	31.745	30.227	30,1
Angola	1.796	1.743	1.701	1.543	1.449	1,4
Argelia	1.590	1.604	1.530	1.512	1.490	1,5
Egipto	697	665	640	650	633	0,6
Gabón	230	227	200	190	212	0,2
Guinea Ecuatorial	276	231	212	208	196	0,2
Libia	437	426	877	1.029	1.159	1,2
Nigeria	2.258	1.936	1.996	2.022	2.127	2,1
República del Congo	234	217	266	331	339	0,3
Sudán	105	81	67	71	73	0,1
Otros África	715	658	691	723	744	0,7
Total África	8.338	7.788	8.180	8.279	8.422	8,4
Australia	371	345	315	345	460	0,5
Brunei	127	121	113	111	121	0,1
China	4.271	3.955	3.860	3.811	3.881	3,9
India	872	852	859	843	800	0,8
Indonesia	817	866	831	798	769	0,8
Malasia	701	737	729	720	670	0,7
Tailandia	452	462	455	438	427	0,4
Vietnam	337	306	276	246	226	0,2
Otros Asia Pacífico	282	273	262	248	253	0,3

Total Asia Pacífico	8.230	7.917	7.700	7.560	7.607	7,6
Producción de biocarburantes	2.240	2.267	2.294	2.322	2.349	2,3
Ganancias/mermas de refino	2.285	2.383	2.460	2.611	2.796	2,8
TOTAL MUNDIAL*	96.598	96.917	97.499	100.333	100.486	100,0
de los cuales:						
OPEP	36.061	37.125	36.870	36.860	34.940	34,8
No-OPEP	60.537	59.792	60.629	63.473	65.546	65,2
OCDE **	24.098	23.544	24.399	26.925	28.568	28,4
No-OCDE **	67.975	68.723	68.347	68.476	66.772	66,4

* Incluye crudo, crudo no convencional, líquidos de gas natural, producción de biocarburantes y ganancias/mermas de refino.

** No incluye producción de biocarburantes y ganancias/mermas de refino.

- igual a 0,0 / ^ distinto de 0,0

Tabla 11. Producción a nivel mundial de petróleo. Fuente: International Energy Agency report (2021a).

ANEXO 3. DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO

Demanda mundial de petróleo (Unidad: miles de barriles por día)						
	2015	2016	2017	2018	2019	Estructura (%)
EE.UU.	19.840	19.999	20.273	20.822	20.794	20,8
Canadá	2.462	2.486	2.421	2.451	2.501	2,5
México	2.006	2.053	2.019	1.888	1.916	1,9
Total América del Norte	24.308	24.538	24.713	25.161	25.211	25,3
Argentina	773	760	737	713	698	0,7
Brasil	3.177	2.985	3.028	3.029	3.098	3,1
Colombia	342	358	360	361	370	0,4
Chile	331	352	357	367	370	0,4
Ecuador	268	256	253	255	255	0,3
Perú	235	246	254	261	265	0,3
Panamá	144	151	164	167	169	0,2
Venezuela	672	598	495	417	307	0,3
Otros América Central y del Sur	1.058	1.079	1.036	1.071	1.076	1,1
Total América Central y del Sur	7.000	6.785	6.684	6.641	6.608	6,6
Alemania	2.368	2.383	2.450	2.354	2.378	2,4
Austria	258	262	263	275	281	0,3
Bélgica	623	632	637	645	622	0,6
Dinamarca	154	158	159	161	166	0,2
Eslovaquia	79	82	90	92	86	0,1
España	1.247	1.290	1.297	1.334	1.329	1,3
Finlandia	207	210	210	207	201	0,2
Francia	1.744	1.706	1.736	1.712	1.713	1,7
Grecia	295	296	303	299	310	0,3
Hungría	155	156	167	171	172	0,2

Irlanda	146	152	154	159	159	0,2
Italia	1.274	1.237	1.244	1.269	1.152	1,2
Luxemburgo	56	56	59	63	64	0,1
Noruega	207	204	209	222	182	0,2
Países Bajos	921	937	946	910	876	0,9
Polonia	541	582	658	682	696	0,7
Portugal	237	237	242	230	243	0,2
Reino Unido	1.560	1.584	1.596	1.575	1.535	1,5
República Checa	196	180	214	217	222	0,2
Rumanía	194	204	217	218	231	0,2
Rusia	3.480	3.313	3.394	3.479	3.558	3,6
Suecia	298	322	327	312	327	0,3
Suiza	227	228	225	218	223	0,2
Turquía	881	942	991	952	985	1,0
Otros Europa y Euroasia	1.764	1.849	1.853	1.880	1.895	1,9
Total Europa y Euroasia	19.112	19.202	19.641	19.636	19.606	19,6
Arabia Saudí	3.415	3.301	3.303	3.128	3.148	3,2
Emiratos Árabes Unidos	837	900	897	927	956	1,0
Irán	2.002	1.845	1.924	1.981	1.981	2,0
Irak	802	860	829	884	871	0,9
Israel	231	235	245	247	251	0,3
Kuwait	473	487	433	427	437	0,4
Qatar	227	222	237	234	239	0,2
Otros Oriente Medio	746	721	763	754	748	0,7
Total Oriente Medio	8.733	8.571	8.631	8.582	8.631	8,6
Argelia	481	429	424	428	436	0,4
Egipto	858	831	822	736	702	0,7
Sudáfrica	634	604	619	619	632	0,6
Otros África	2.246	2.332	2.389	2.422	2.480	2,5

Total África	4.219	4.196	4.254	4.205	4.250	4,3
Australia	1.123	1.117	1.175	1.196	1.184	1,2
China	11.566	11.985	12.485	12.975	13.652	13,7
Corea del Sur	2.473	2.605	2.630	2.619	2.591	2,6
Filipinas	401	452	485	509	520	0,5
Hong Kong	371	386	434	444	430	0,4
India	4.250	4.460	4.662	4.863	5.013	5,0
Indonesia	1.656	1.640	1.705	1.764	1.869	1,9
Japón	4.142	4.013	3.925	3.812	3.673	3,7
Malasia	688	708	738	791	808	0,8
Nueva Zelanda	160	167	176	182	185	0,2
Pakistán	526	546	560	473	435	0,4
Singapur	1.395	1.461	1.540	1.497	1.479	1,5
Tailandia	1.362	1.392	1.418	1.442	1.465	1,5
Taiwán	1.012	1.014	1.028	1.029	978	1,0
Vietnam	415	445	459	472	485	0,5
Otros Asia Pacífico	594	638	741	745	763	0,8
Total Asia Pacífico	32.134	33.029	34.161	34.813	35.530	35,6
TOTAL MUNDIAL*	95.506	96.321	98.084	99.038	99.836	100,0
de los cuales:						
OCDE	46.632	47.064	47.606	47.854	47.593	47,7
No-OCDE	48.881	49.263	50.477	51.182	52.242	52,3

* Incluye consumo nacional, navegación marítima internacional, fuel de refinería y autoconsumos

- igual a 0,0 / ^ distinto de 0,0

Tabla 12. Demanda a nivel mundial de petróleo. Fuente: International Energy Agency report (2021a).

ANEXO 4. CAPACIDAD DE REFINO MUNDIAL

Capacidad mundial de refino (Unidad: miles de barriles por día)						
	2015	2016	2017	2018	2019	Estructura (%)
EE.UU.	18.317	18.617	18.567	18.762	18.974	18,7
Canadá	1.931	1.934	1.970	2.025	2.054	2,0
México	1.522	1.522	1.546	1.558	1.558	1,5
Total América del Norte	21.770	22.073	22.082	22.345	22.586	22,3
Argentina	657	657	657	580	580	0,6
Brasil	2.281	2.289	2.285	2.285	2.290	2,3
Colombia	421	421	421	421	421	0,4
Venezuela	1.303	1.303	1.303	1.303	1.303	1,3
Otros América Central y del Sur	1.555	1.555	1.555	1.390	1.390	1,4
Total América Central y del Sur	6.217	6.225	6.221	5.979	5.984	5,9
Alemania	2.049	2.051	2.069	2.085	2.085	2,1
Bélgica	776	776	776	776	776	0,8
Bielorrusia	460	460	490	520	520	0,5
España	1.562	1.562	1.562	1.564	1.586	1,6
Francia	1.375	1.245	1.245	1.245	1.245	1,2
Grecia	528	528	528	528	528	0,5
Italia	1.900	1.900	1.900	1.900	1.900	1,9
Países Bajos	1.298	1.298	1.299	1.299	1.309	1,3
Polonia	581	581	568	581	581	0,6
Reino Unido	1.337	1.227	1.227	1.227	1.227	1,2
Rusia	6.523	6.594	6.596	6.596	6.721	6,6
Turquía	596	596	596	818	822	0,8
Otros Europa y Euroasia	4.762	4.780	4.766	4.719	4.729	4,7

Total Europa y Euroasia	23.748	23.599	23.622	23.858	24.030	23,7
Arabia Saudí	2.899	2.901	2.826	2.835	2.835	2,8
Emiratos Árabes Unidos	1.149	1.149	1.229	1.229	1.307	1,3
Irak	763	779	779	849	919	0,9
Irán	1.985	1.985	2.130	2.240	2.405	2,4
Kuwait	936	936	736	736	736	0,7
Otros Oriente Medio	1.448	1.594	1.790	1.820	1.820	1,8
Total Oriente Medio	9.180	9.344	9.490	9.709	10.022	9,9
Total África	3.213	3.213	3.199	3.194	3.200	3,2
Australia	443	452	454	454	455	0,4
China	15.024	14.895	15.231	15.655	16.199	16,0
Corea del Sur	3.128	3.259	3.298	3.346	3.393	3,3
India	4.307	4.620	4.699	4.972	5.008	4,9
Indonesia	1.111	1.111	1.111	1.094	1.094	1,1
Japón	3.721	3.600	3.343	3.343	3.343	3,3
Malasia	612	618	625	625	625	0,6
Singapur	1.514	1.514	1.514	1.514	1.514	1,5
Tailandia	1.252	1.235	1.235	1.235	1.235	1,2
Taiwán	988	988	1.083	1.083	1.083	1,1
Otros Asia Pacífico	1.188	1.193	1.209	1.409	1.569	1,5
Total Asia Pacífico	33.288	33.484	33.802	34.729	35.518	35,0
TOTAL MUNDIAL	97.416	97.937	98.416	99.814	101.340	100,0
de los cuales:						
OCDE	44.366	44.448	44.248	44.812	45.138	44,5
No-OCDE	53.050	53.489	54.168	55.002	56.202	55,5
U.E.	14.209	13.988	13.984	14.022	14.053	13,9

- igual a 0,0

Tabla 13. Capacidad de refino a nivel mundial de petróleo. Fuente: International Energy Agency report (2021a).

ANEXO 5. TABLA DE VALORES ESTADÍSTICOS DESCRIPTIVOS

Period	Mean		Standard Deviation		Skewness		Excess Kurtosis	
	BRENT_R	WTI_R	BRENT_R	WTI_R	BRENT_R	WTI_R	BRENT_R	WTI_R
7/12/1998 to 2021-03-10	0.1420	0.0021*	2.7313	2.4839*	-0.7982	-0.8887*	2.2835	18.072*
The Gulf war								
Whole period	0.0234	0.0245	2.2568	2.4566	-3.8941	-2.7176	74.458	44.461
Pre-crisis	0.2201	0.2059	2.0884	2.6956	0.1961	-0.5180	7.6865	7.8306
Crisis	-0.6002	-0.5696	6.1035	6.0265	-2.6406	-2.2924	16.586	13.653
Post-crisis	0.0151	0.0182	1.4576	1.6006	-0.1938	-0.1810	3.1251	3.2461
The Asian Crisis								
Whole period	0.0413	0.0433	2.1889	2.3210	-0.1517	0.1248	3.1046	3.1896
Pre-crisis	0.0968	0.0895	1.8479	2.1115	-0.7157	0.0321	5.5202	3.7047
Crisis	0.0054	0.0078	2.2273	2.3632	0.1441	0.2554	2.5521	3.4950
Post-crisis	0.1420	0.1178	2.7313	2.6206	-0.7982	-0.4781	2.2835	0.4710
US terrorist attack								
Whole period	-0.0057	0.0039	2.3843	2.5864	-0.4677	-0.7738	2.8729	4.4283
Pre-crisis	-0.0520	-0.0693	2.3701	2.5242	-0.1528	-0.6225	1.0588	3.2020
Crisis	-0.3925	-0.3806	3.2674	3.6614	-0.7838	-0.8842	2.7469	3.8055
Post-crisis	0.1809	0.2115	1.9640	2.1217	0.0604	-0.1816	0.9591	-0.0059
The Global Financial Crisis								
Whole period	0.0479	0.0415	2.1067	2.3622	-0.1231	0.0031	3.1533	4.6358
Pre-crisis	0.0760	0.0713	1.9809	2.1332	-0.0606	-0.2714	0.7302	1.2435
Crisis	-0.1235	-0.1489	3.1908	3.6754	-0.0962	0.1766	2.0187	3.0294
Post-crisis	0.0710	0.0683	1.8070	2.0665	-0.0426	0.1751	3.1494	4.3268
Oil conflict US- Saudi Arabia								
Whole period	-0.1044	-0.0935	2.4008	2.5945	0.3921	0.2772	1.9543	1.9615
Pre-crisis	-0.0639	-0.0348	0.8899	1.0462	0.1442	-0.0885	0.9691	0.3427
Crisis	-0.2183	-0.2244	2.5955	2.8546	0.2976	-0.1794	0.4441	0.8762
Post-crisis	-0.0690	-0.0582	2.7803	2.9654	0.3909	0.4671	1.1575	1.0693
Oil conflicts and 2018 financial crisis								
Whole period	0.0694	0.0533	1.7060	1.7855	-0.4275	-0.4865	3.3393	3.2235
Pre-crisis	0.0689	0.0387	1.7660	1.7937	0.1989	-0.0818	3.3972	3.3548
Crisis	0.1859	0.1528	1.3757	1.4540	-0.0661	-0.1923	0.0807	-0.1904
Post-crisis	-0.0281	-0.0191	1.900	2.0193	-0.8337	-0.7155	3.2475	3.1966
2020 Russia-Saudi-Arabia and Covid-19								
Whole period	0.3626	-1.8313*	3.7204	8.9006*	-0.9930	1.3390*	16.186	1.2946*

Tabla 14. Tabla resumen con los valores de estadísticos descriptivos según periodo e índice de referencia. Fuente: Elaboración propia.