

Transmisión Volatilidad de los Mercados de Futuros de Petróleo de Referencia Internacional hacia los Mercados Físicos del Petróleo Mexicano Ante la Presencia de Cambios Estructurales

Raúl de Jesús Gutiérrez
Universidad Autónoma del Estado de México

Resumen

Este trabajo propone el modelo VECM-EGARCH bivariado con correlación constante y cambios estructurales para analizar el proceso de transmisión de información de la media y volatilidad entre los mercados de futuros de referencia internacional y mercados físicos del petróleo mexicano. Al considerar los cambios estructurales como choques exógenos, los resultados revelan la existencia de patrones de transmisión de información de rendimientos bilateral con efectos más fuertes de los mercados de futuros hacia los mercados físicos del 3 de enero de 2000 al 31 de diciembre de 2015. En tanto que la evidencia de efectos de transmisión de volatilidad es sólo unilateral de los mercados de futuros hacia los mercados físicos, aunque existen fuertes efectos bilaterales que van del Olmeca hacia el WTI. Los hallazgos empíricos son relevantes para las autoridades gubernamentales y consumidores porque coadyuvan en el diseño de estrategias de cobertura cruzada que pueden mitigar la exposición al riesgo de precios en el petróleo mexicano.

Palabras claves: Mercados físicos y mercados de futuros del petróleo, Transmisión de rendimientos de media y volatilidad, Cambios Estructurales.

Clasificación JEL: C32, G1, G14, Q11.

1. Introducción

En las últimas décadas, el mercado físico del petróleo de referencia internacional ha experimentado un rápido crecimiento en su liquidez a tal grado de consolidarse en un mercado financiero sofisticado. Sin embargo, con la aceleración del proceso de globalización y la evolución de la integración de los mercados de energía fósil, su estructura no-lineal y compleja ha mostrado altos niveles de volatilidad como resultado de las tendencias ascendentes y descendentes simultáneas e irregulares en los precios del petróleo. Este fenómeno característico documentado ampliamente en la literatura, es más notable en

los mercados de materias primas de energía que en los agrícolas y mineros, y algunos mercados accionarios y cambiarios (Kroner **et al.**, 1995; Plourde y Watkins, 1998; Reigner, 2007; Cheng y Hung, 2011).

Otro factor importante que ha transformado a los mercados de energía fósil en plataformas de negociación más complejas y volátiles, se refiere a la acelerada titulación o forma de comercialización del petróleo a través de mercados de futuros. Desde que los inversionistas institucionales y especuladores han mostrado interés en el petróleo como alternativa de inversión para los propósitos de la diversificación de los portafolios¹ y cobertura de la exposición al riesgo (Geman y Kharoubi, 2008; Brooks y Prokopczuk, 2013). La presencia de grandes fluctuaciones y volatilidad en los precios del petróleo se ha intensificado con el paso del tiempo en respuesta a choques informacionales de la misma magnitud, derivado de la expansión de las transacciones con futuros y el marcado proceso de la integración entre los mercados globales del petróleo.

Los mercados de futuros fueron creados principalmente para proporcionar protección contra cambios inesperados en los precios de los activos subyacentes relacionados o reducir la exposición al riesgo de los inversionistas y participantes. Otra de sus características importantes es la naturaleza de la información de los precios de los futuros en la formación de precios. Este proceso consiste en la capacidad del mercado de futuros para asimilar rápidamente el flujo de información, la cual es reflejada inmediatamente en el precio del activo subyacente para su predicción futura. Asimismo, la función de la formación de precios mantiene la relación de equilibrio a largo plazo entre los precios de contado y futuros en un mercado, y en el caso de que se presenten desviaciones temporales en el equilibrio los precios futuros en uno o ambos mercados tendrán que ajustarse a través de un mecanismo de corrección de error.

¹ Atraídos por la fuerte alza en los precios del petróleo y la correlación negativa entre los mercados de energía y accionarios. Los inversionistas institucionales como fondos de pensiones y fondos de inversión de riesgo moderado y alto (*hedge funds*) han incorporado contratos de futuros de petróleo en sus portafolios como mecanismo para la diversificación del riesgo.

En este contexto, el proceso de la formación de precios en el mercado físico del petróleo no sólo se verá afectado por su propia información, sino también por la información generada en los mercados de futuros del petróleo de referencia internacional. Estudios sobre efectos de transmisión de información han documentado que la dinámica de la volatilidad depende del arribo de nueva información al mercado. De esta manera, la información del mercado de futuros se puede agregar en el proceso de la volatilidad del mercado físico del petróleo (Zhong **et al.**, 2004; Liu **et al.**, 2008; Han **et al.**, 2013).

Los patrones de transmisión de volatilidad ocurren en el momento que un mercado de futuros experimenta cambios en su volatilidad y su impacto desfasado genera volatilidad en otro mercado, esto es, choques inesperados que desestabilizan los precios del petróleo. Desde que los mercados físicos del petróleo de diferente calidad y grados de densidad han alcanzado un alto grado de integración. El interés por entender y analizar la magnitud de los efectos de la transmisión de información sobre rendimientos y volatilidades a través del tiempo y mercados, ha aumentado en la literatura económica-financiera. En la actualidad, el estudio de los mecanismos de transmisión de volatilidad entre mercados tiene importantes consecuencias para los productores, consumidores, diseñadores de la política energética e inversionistas, puesto que es la base para el desarrollo de modelos de valuación de activos y productos derivados, la predicción de precios futuros y el diseño de estrategias de coberturas.

Sin embargo, el comportamiento del flujo de información puede ser sensible a cambios de régimen o cambios estructurales. Existe literatura que ha documentado la existencia de cambios estructurales en la volatilidad de los mercados físicos y de futuros del petróleo, incluso su incorporación en los modelos GARCH reduce la persistencia en la volatilidad (Fong y See, 2002; Vo, 2009; Ewing y Malik, 2013). Por ello, la omisión de los cambios estructurales puede afectar las características de intensidad, dirección y origen del flujo de información, inclusive proporcionar falsas señales de que la volatilidad es altamente predecible, y afectar el proceso de transmisión de volatilidad entre los mercados físicos y de futuros del petróleo.

El objetivo del trabajo es identificar patrones de flujos de información entre los mercados físicos y de futuros del petróleo a través del mecanismo de transmisión de la media y volatilidad ante la presencia de cambios estructurales. El estudio pretende contestar las siguientes cuestiones: ¿La volatilidad de un mercado internacional altamente líquido podría incrementar la volatilidad de un mercado menos líquido? ¿El mecanismo de transmisión de volatilidad nos permita entender mejor cómo los mercados físicos y de futuros intercambian los flujos de información?

El estudio contribuye a la literatura de la siguiente forma. Los estudios sobre transmisión de información de precios y volatilidad entre mercados de futuros sobre petróleo de referencia internacional y mercados físicos de petróleo de baja calidad, es todavía muy escasa. Por lo que utilizamos datos diarios de precios del petróleo Maya, Istmo, Olmeca, así como los precios de los futuros del petróleo WTI y Brent durante el periodo del 3 de enero de 2000 al 31 de diciembre de 2015. Otra contribución es que el estudio propone un modelo VEC-EGARCH bivariado con cambios estructurales detectados con el algoritmo de suma acumulada iterada de cuadrados de Inclán y Tiao (1994). Las ventajas de aplicar el modelo se refieren a que es una nueva forma de analizar la transmisión de choques informacionales a través de los primeros y segundos momentos condicionales. Asimismo, el modelo permite capturar los efectos asimétricos en la volatilidad, que omiten generalmente los modelos GARCH-BEKK.

Los resultados empíricos revelan la existencia de efectos de transmisión de información bilateral entre los mercados físicos y de futuros. Evidencia de efectos de transmisión de volatilidad unilateral de los mercados de futuros hacia los mercados físicos del petróleo mexicano y efectos bilaterales que van del Olmeca hacia el WTI y Brent. Aunque el efecto que va del Olmeca hacia el Brent es débil, debido al error de especificación en la varianza condicional. En consecuencia, los mercados de futuros del petróleo tienen efectos desestabilizantes sobre los mercados físicos del petróleo mexicano, los cuales pueden ser aprovechados por las autoridades gubernamentales y

consumidores para crear óptimas estrategias de cobertura cruzada que coadyuven en la reducción de la exposición al riesgo de precios del petróleo mexicano.

El resto del trabajo se estructura de la siguiente manera. Sección 2 discute la literatura relacionada. Sección 3 explica la metodología utilizada en el trabajo. Sección 4 describe y proporciona un análisis de los datos. Sección 5 presenta la evidencia empírica. Finalmente, Sección 6 resume las conclusiones principales.

2. Literatura Revisada

Hasta el momento la mayoría de la literatura, que estudia los patrones de la transmisión de volatilidad, se ha restringido a los mercados accionarios y cambiarios. Sin embargo, con la evolución del grado de integración entre los mercados físicos del petróleo, los académicos e inversionistas institucionales han renovando su interés por entender los efectos de la transmisión de información sobre rendimientos y volatilidad a través de los mercados. Al estimar modelos ARCH y GARCH estándar con el vencimiento más próximo de los contratos de futuros del petróleo WTI y Brent. Lin y Tamvakis (2001) proporcionan evidencia concluyente de efectos de transmisión de información cuando los mercados operan simultáneamente y los precios en el mercado de Londres son afectados por los precios de cierre del mercado de Nueva York.

Ewing **et al.** (2002) analizaron los patrones de transmisión de la volatilidad entre mercados del petróleo y gas natural del 1 de abril de 1996 al 29 de octubre de 1999 a través una parametrización BEKK para el modelo GARCH (1,1) multivariado. Los resultados demostraron que existen vestigios de transmisión de volatilidad directa e indirectamente de un mercado al otro. En un estudio que analiza las propiedades de los precios físicos y de futuros del WTI, y dos productos refinados comercializados dentro y fuera de los Estados Unidos. Hammoudeh **et al.** (2003) evidencian que la transmisión de volatilidad suele ser más frecuente y significativa con el modelo GARCH a diferencia de la transmisión de la media con el modelo de vector de corrección de error entre los mercados físicos y de futuros.

Utilizando datos de frecuencia alta, Lin y Tamvakis (2004) refuerzan sus previos resultados al confirmar que la bolsa de Nueva York es el principal fijador de precios en los futuros de petróleo ligero y dulce, y su efecto dominante repercute en los contratos negociados en la bolsa de Londres.

De la misma manera, Chang **et al.** (2009) estudiaron las relaciones de las volatilidades y correlaciones condicionales entre los rendimientos de los precios de contado, forward y futuros para los principales marcadores del petróleo (WTI, Brent y Dubái), y encontraron evidencia de transmisión de volatilidad y efectos de asimetría en las volatilidades condicionales en cada uno de los mercados analizados. Kang **et al.** (2011) analizaron los efectos de los cambios estructurales en la volatilidad, y los incorpora en una estructura GARCH-BEKK a fin de entender mejor el intercambio de información y transmisión de la volatilidad en los mercados físicos del WTI y Brent. Los resultados revelan que la relajación de los cambios estructurales puede alterar la dirección del flujo de información y el mecanismo de transmisión de volatilidad entre los mercados de petróleo de referencia internacional.

Por medio de la estimación de un modelo BEKK-VAR, Jin **et al.** (2012) encuentran evidencia empírica de cómo las volatilidades son transmitidas a través de los principales mercados de futuros de los crudos WTI, Brent y Dubái en el periodo 2005-2011. Además, los hallazgos muestran importantes patrones de transmisión de información de que el Brent es el más sensible a choques de mercado, debido a su importante posición como marcador para la fijación de los precios del petróleo. En un estudio reciente, Sehgal **et al.** (2013) analizan los efectos de la transmisión de volatilidad entre precios físicos y de futuros y precios de futuros del WTI negociados en las plataformas NYMEX, ICE y MCX.² Los resultados confirman la presencia de transmisión de volatilidad en el largo plazo entre los mercados ICE-MCX y MCX-NYMEX. Aunque el efecto parece ser más fuerte de la NYMEX hacia la ICE y MCX, lo que confirma su posición dominante en el mercado del petróleo. En tanto que la ICE y la MCX mantienen el mismo nivel competitivo en el mercado global del WTI. Finalmente, estimando un modelo autorregresivo heterogéneo multivariedad (VHAR) para analizar la naturaleza de los

² MCX es la principal bolsa de múltiples productos básicos en la India.

patrones de transmisión de volatilidad en los mercados de futuros de energía (ICE). Soucek y Todorova (2014) demostraron que choques de corto plazo en la volatilidad de los futuros del Brent afectan de manera importante a la volatilidad de los futuros del gasóleo. Además, la principal fuente de transmisión de volatilidad del petróleo y gasóleo hacia el gas natural es el componente de la volatilidad de largo plazo.

3. Metodología econométrica

3.1. Algoritmo de la suma acumulada iterada de cuadrados

El algoritmo de la suma acumulada iterada de cuadrados (SAIC) propuesto por Inclán y Tiago (1994), permite la identificación de múltiples cambios estructurales en la varianza incondicional. El método asume que la varianza es estacionaria en un periodo de tiempo inicial, y hasta que la presencia de una serie de eventos exógenos conlleva a un cambio estructural en la misma. En el siguiente periodo de tiempo, la varianza tiene un comportamiento estable hasta que ocurre otro choque de mercado. La repetición del proceso en el tiempo genera una serie de observaciones con un número desconocido de cambios estructurales en la varianza incondicional.

En el proceso de estimación del número de cambios estructurales en la varianza, $\{\varepsilon_t\}$ se define como una serie de variables aleatorias independientes con media 0 y varianza incondicional σ_t^2 . En cada intervalo del tiempo, σ_j^2 es definida para cada $j = 0, 1, \dots, N_T$, en donde N_T es el número total de cambios en la varianza en T observaciones y los cambios estructurales ocurren en los periodos de tiempo $1 < K_1 < K_2 < \dots < K_{N_T} < T$.

En consecuencia, la varianza para los N_T intervalos se define como

$$\sigma_t^2 = \begin{cases} \sigma_0^2, & 1 < t < K_1 \\ \sigma_1^2, & K_1 < t < K_2 \\ \vdots \\ \sigma_{N_T}^2, & K_{N_T} < t < T \end{cases} \quad (1)$$

El algoritmo identifica el número de cambios estructurales en la varianza y los periodos de tiempo, en donde ocurren los cambios estructurales. Por lo tanto, la suma acumulada de cuadrados de la primera observación a la k -ésima observación de las series se expresa como

$$C_k = \sum_{t=1}^k \varepsilon_t^2, \quad k = 1, \dots, T. \quad (2)$$

El estadístico D_k se define como

$$D_k = \left(\frac{C_k}{C_T} \right) - \frac{k}{T}, \quad k = 1, \dots, T. \quad (3)$$

En el caso de que en la varianza no existan cambios estructurales en el periodo de la muestra total, el estadístico D_k oscilará alrededor de cero. Por el contrario, si la varianza tiene uno o más cambios estructurales, el estadístico D_k será diferente de cero. La hipótesis nula de varianza homogénea se rechaza cuando el valor absoluto máximo de D_k es mayor al valor crítico. Más específicamente, un cambio estructural es identificado en el periodo de tiempo k si el $\max_k \sqrt{T/2} |D_k|$ excede al valor crítico y $\sqrt{T/2}$ se utiliza para estandarizar la distribución.

De acuerdo con Inclán y Tiao (1994), los valores críticos para el percentil 95 de la distribución asintótica del $\max_k \sqrt{T/2} |D_k|$, equivalen a ± 1.358 . Sin embargo, si las series estudiadas presentan más de un cambio estructural el poder estadístico de D_k se reduce para detectar los puntos de ruptura de la serie en diferentes intervalos, como resultado de los efectos de ocultación. Para solucionar el problema, Inclán y Tiao (1994) modifican el algoritmo a través del proceso iterativo que identifica y evalúa la función D_k en diferentes submuestras, y los diferentes periodos son definidos como los puntos de

ruptura en la serie. Otra desventaja es que sobreestima el número de periodos de ruptura en la varianza, debido al hecho de que su comportamiento es cuestionado ante la presencia de heterocedasticidad condicional. Este problema es resuelto, al filtrar las series de los rendimientos mediante la estimación de un modelo GARCH (1,1), y aplicando el algoritmo a los residuales estandarizados.

3.2 Modelo EGARCH bivariado con término de corrección de error y cambios estructurales

De acuerdo con la literatura, la presencia de efectos asimétricos en la volatilidad es ampliamente confirmada en los mercados accionarios industrializados y emergentes. Sin embargo, la evidencia para mercados del petróleo requiere aún ser verificada. Por ello, este estudio amplía el modelo EGARCH de Nelson (1991) a una estructura multivariada para analizar la naturaleza de los mecanismos de transmisión de información y volatilidad entre los mercados del petróleo.

Para el análisis de los patrones de transmisión de información de precios, los rendimientos físicos y de los futuros del petróleo son afectados por sus propios términos y los términos de los otros rendimientos, pero desfasados, así como por el término de corrección de errores.

Las ecuaciones de las medias condicionales se especifican a través de los modelos de vectores de corrección del error de la siguiente manera:

$$R_{S,t} = \mu_{S_0} + \sum_{j=1}^m \alpha_{S_1,j} R_{S,t-j} + \sum_{j=1}^m \alpha_{S_2,j} R_{F,t-j} + \alpha_{S_3} (P_{S,t-1} - \lambda_0 - \lambda_1 P_{F,t-1}) + \varepsilon_{S,t} \quad (4)$$

$$R_{F,t} = \mu_{F_0} + \sum_{j=1}^m \alpha_{F_1,j} R_{F,t-j} + \sum_{j=1}^m \alpha_{F_2,j} R_{S,t-j} + \alpha_{F_3} (P_{S,t-1} - \lambda_0 - \lambda_1 P_{F,t-1}) + \varepsilon_{F,t} \quad (5)$$

donde $R_{S,t}$ y $R_{F,t}$ son los rendimientos de los precios físicos y de futuros del petróleo, es decir, $S = \text{Maya, Istmo, Olmeca}$ y $F = \text{WTI, Brent}$. $P_{S,t}$ y $P_{F,t}$ son los precios logarítmicos de S y F en la fecha t , respectivamente. Además, $\alpha_{S_1,j}$ y $\alpha_{F_1,j}$ son los coeficientes de los efectos propios de los rendimientos desfasados. $\alpha_{S_2,j}$ y $\alpha_{F_2,j}$ miden los efectos secundarios de la media para los rendimientos

físicos y de futuros. α_{S_3} y α_{F_3} son los coeficientes que miden la velocidad de ajuste de precios entre los mercados físicos y de futuros del petróleo o rapidez con la que se corrige la discrepancia en el equilibrio de largo plazo. ψ_{t-1} es el conjunto de información disponible en el tiempo $t-1$. $\varepsilon_t = (\varepsilon_{S,t}, \varepsilon_{F,t})$ son los residuales de las medias condicionales, tal que $\varepsilon_t | \psi_{t-1} \sim N(0, H_t)$. $H_t = \{h_{S,t}, h_{F,t}, h_{SF,t}\}$ se define como la matriz de varianza-covarianza condicional.

Dado que la volatilidad es importante para entender mejor el proceso de transmisión de información entre los mercados físicos y de futuros del petróleo cuando existen efectos de asimetría y cambios estructurales. Las ecuaciones de las varianzas condicionales se definen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \log h_{S,t}^2 = & \phi_{S_0} + \phi_{S_1} g_S(\xi_{S,t-1}) + \phi_{S_2} \log h_{S,t-1}^2 + \phi_{S_3} g_F(\xi_{F,t-1}) + \phi_{S_4} \log h_{F,t-1}^2 \\ & + \beta_{S_0} (P_{S,t-1} - \lambda_0 - \lambda_1 P_{F,t-1})^2 + \gamma_{S_1} D_1 + \gamma_{S_2} D_2 + \dots + \gamma_{S_n} D_n \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \log h_{F,t}^2 = & \phi_{F_0} + \phi_{F_1} g_F(\xi_{F,t-1}) + \phi_{F_2} \log h_{F,t-1}^2 + \phi_{F_3} g_S(\xi_{S,t-1}) + \phi_{F_4} \log h_{S,t-1}^2 \\ & + \beta_{F_0} (P_{S,t-1} - \lambda_0 - \lambda_1 P_{F,t-1})^2 + \gamma_{F_1} D_1 + \gamma_{F_2} D_2 + \dots + \gamma_{F_n} D_n \end{aligned} \quad (7)$$

$$g_j(\xi_{j,t-1}) = |\xi_{j,t-1}| - E[|\xi_{j,t-1}|] + \delta_j \xi_{j,t-1} \quad (8)$$

donde $j = S, F$ y $\xi_{j,t-1} = \varepsilon_{j,t-1} / h_{j,t-1}$ son los residuales estandarizados, derivados de las innovaciones de las ecuaciones (4) y (5). Además, ϕ_{S_1} y ϕ_{F_1} miden el nivel de persistencia de corto plazo o efectos propios directos de transmisión de choques. Los parámetros ϕ_{S_3} y ϕ_{F_3} miden los efectos de transmisión de volatilidad de mercado cruzado de corto plazo en los rendimientos de los precios físicos y de futuros del petróleo, respectivamente. De esta manera, la volatilidad condicional no sólo es afectada por choques en los residuales pasados de su propio mercado, sino también por choques de los otros mercados. ϕ_{S_2} y ϕ_{F_2} cuantifican el grado de persistencia de largo plazo en la volatilidad. Un valor cercano a uno indica que alta volatilidad es seguida por volatilidad más grande en la misma dirección.

Por su parte, ϕ_{S_4} y ϕ_{F_4} miden los efectos de transmisión de volatilidad de mercado cruzado de largo plazo en cada uno de los mercados físicos y de futuros. Los parámetros β_{S_0} y β_{F_0} recogen los

efectos de las desviaciones en el corto plazo de la relación de equilibrio, los cuales afectan a la varianza condicional porque el incremento en el diferencial entre las dos variables genera incertidumbre e incrementa la volatilidad (Lee, 1994). La modelación de los cambios estructurales se lleva a cabo con los parámetros $\gamma_{S_1}, \gamma_{S_2}, \dots, \gamma_{S_n}$ y $\gamma_{F_1}, \gamma_{F_2}, \dots, \gamma_{F_n}$, donde D_1, D_2, \dots, D_n es el conjunto de variables dummy con valor igual a uno para cada uno de los puntos de ruptura en la varianza y cero en otro caso, y n es el número de cambios estructurales identificados por el algoritmo de suma acumulada iterada de cuadrados.

La presencia del efecto de asimetría de las innovaciones estandarizadas en la volatilidad, es determinada por la ecuación (8) cuando el parámetro δ_j es significativamente diferente de 0. Si las derivadas parciales de la función $g(\xi_{j,t})$ se toman con respecto a $\xi_{j,t}$ se tiene que

$$\frac{\partial g(\xi_{j,t})}{\partial \xi_{j,t}} = \begin{cases} 1 + \delta_j, & \xi_j > 0 \\ -1 + \delta_j, & \xi_j < 0 \end{cases} \quad (9)$$

Los términos $|\xi_{j,t}| - E[|\xi_{j,t}|]$ y $\delta_j \xi_{j,t}$ miden los efectos de tamaño y signo correspondientes, respectivamente. Si $\delta_j < 0$, la innovación negativa incrementa el efecto de tamaño, mientras que el efecto de tamaño disminuye cuando $\delta_j > 0$. Asimismo, la evaluación de la importancia de la asimetría o efectos de apalancamiento es medido por $|-1 + \delta_j| / (1 + \delta_j)$.

Las covarianzas son determinadas de la siguiente manera:

$$h_{SF,t} = \rho \times \sqrt{h_{S,t}} \times \sqrt{h_{F,t}} \quad (10)$$

donde ρ es la correlación condicional constante.

Finalmente, el método de cuasi-máxima verosimilitud se emplea para estimar los parámetros de la función de verosimilitud logarítmica

$$L(\theta) = -T \log 2\pi - \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T \ln |H_t(\theta)| - \frac{1}{2} \sum_{t=1}^T \varepsilon_t'(\theta) H_t^{-1}(\theta) \varepsilon_t(\theta) \quad (11)$$

donde θ es el vector de parámetros del modelo y T indica el número de observaciones.

4. Datos y análisis preliminar para cada mercado del petróleo

La información utilizada para el estudio está constituida por las series de los precios físicos diarios de la canasta de crudos mexicanos Maya, Istmo y Olmeca.³ Los precios de cierre diarios de los futuros de petróleo de referencia internacional- WTI y Brent- que cotizan en las bolsas de Nueva York y Londres. A pesar de que la fecha de entrega de los contratos de futuros se lleva a cabo en ciclos mensuales; sin embargo, no es continúa. Por consiguiente, en la construcción de las series de los precios de los futuros se emplea la regla habitual de la literatura, que consiste en utilizar el contrato de futuros con vencimiento más próximo. Asimismo, para evitar los efectos de precios volátiles derivados de la expiración del contrato y la falta de liquidez en el mercado,⁴ el proceso de transición al segundo contrato de futuros con vencimiento más próximo se lleva a cabo una semana antes del último día de operación del contrato de futuros actual. La muestra para el análisis cubre el periodo del 3 de enero de 2000 al 31 de diciembre de 2015, totalizando 4114 observaciones. Para la estandarización de las series de los precios físicos y de futuros se utiliza el método de interpolación de Lagrange, el cual estima los datos que no están disponibles debido a los días festivos o días no laborables en un mercado determinado. Además, todas las series financieras se obtuvieron de la base de datos de Bloomberg.

Para los propósitos del análisis, las series de precios son transformadas en series de rendimientos continuos de la siguiente manera: $R_t = \ln(P_t) - \ln(P_{t-1})$. En el Cuadro 1 se reportan las estadísticas básicas de los rendimientos y los resultados de las pruebas de raíz unitaria, autocorrelación y cointegración. Tal como se muestra en el Panel A, todos los valores de las medias son positivos, pero pequeños con respecto a las desviaciones estándar que alcanzan valores entre 2.19-2.49. Este hecho

³ Esta canasta de crudos sirve como principal marcador para la fijación de los precios de la Mezcla Mexicana de Exportación.

⁴ En la medida que el contrato de futuros se aproxima a su fecha de expiración, la concentración de la actividad del mercado se mueve inmediatamente al segundo contrato de futuros con vencimiento más cercano, lo que incrementa automáticamente su volumen de operación e interés abierto.

indica una relación rendimiento-riesgo positiva y una mayor exposición al riesgo para los participantes en los mercados del petróleo, en particular para los crudos Istmo y Maya. Asimismo, todas las series de rendimientos revelan sesgo negativo y exceso de curtosis, lo que conlleva al rechazo del supuesto de normalidad debido a la presencia de observaciones extremas y al alto valor del estadístico Jarque-Bera.

Cuadro 1. Estadísticas básicas y pruebas de raíces unitarias y cointegración.

	Maya	Istmo	Olmecca	WTI	Brent
Panel A: Estadísticas Básicas					
Media	0.0080	0.0105	0.0103	0.0089	0.0096
Mínimo	-22.0316	-22.4611	-16.0214	-16.5474	-14.4478
Máximo	14.7619	16.8412	14.3542	16.4132	12.7145
Desviación	2.4841	2.4971	2.2991	2.3745	2.1942
Sesgo	-0.1793	-0.3968	-0.1781	-0.2029	-0.2546
Curtosis	9.0252	9.5351	6.9354	7.4472	6.3674
Jarque-Bera	6244*	7428*	2676*	3418*	1988*
Q(20)	49.11*	60.15*	46.49*	48.62*	51.35*
Q ² (20)	2100.86*	1527.43*	1955.05*	2131.22*	1870.94*
Panel B: Pruebas de Raíz Unitaria					
Niveles					
Dickey-Fuller	-0.54	-0.96	-0.89	-1.10	-0.46
Phillips-Perron	-0.45	-0.82	-0.70	-0.92	-0.37
Primeras Diferencias					
Dickey-Fuller	-28.62*	-29.57*	-29.55*	-29.65*	-29.22*
Phillips-Perron	-64.53*	-67.78*	-66.26*	-66.61*	-68.08*
		λ_0	λ_1	Dickey-Fuller	Phillips-Perron
Panel C: Prueba de Cointegración					
Maya-WTI	-1.1600(0.0148)	1.2402(0.0036)	-4.3484*	-4.9395*	
Istmo-WTI	-0.5748(0.0102)	1.1310(0.0025)	-5.5446*	-7.5693*	
Olmecca-WTI	-0.3509(0.0079)	1.0899(0.0019)	-5.6832*	-7.4445*	
Maya-Brent	-0.7245(0.0096)	1.1278(0.0023)	-5.0392*	-6.2514*	
Istmo-Brent	-0.5748(0.0102)	1.1310(0.0025)	-5.5447*	-7.5694*	
Olmecca-Brent	-0.3509(0.0079)	1.0899(0.0019)	-5.6834*	-7.4445*	

Nota: Jarque-Bera corresponde a la prueba estadística de la hipótesis nula de normalidad en la distribución de rendimientos. Q(20) y Q²(20) indican los estadísticos de la prueba de Ljung-Box para los rendimientos simples y cuadrados con 20 rezagos. El término * indica rechazo de la hipótesis nula a un nivel de significancia de 1%. Los valores entre paréntesis son los errores estándar de los parámetros estimados de la prueba de cointegración.

Los resultados de la prueba de Ljung-Box, Q(20) confirman la fuerte presencia de correlación serial en cada una de las series de los rendimientos del petróleo. Este hallazgo sugiere una mejor especificación de la ecuación de la media condicional para capturar este fenómeno. Con respecto al comportamiento de la volatilidad, los resultados del estadístico Q²(20) proporcionan evidencia

convinciente de heterocedasticidad condicional en los rendimientos cuadrados de los cinco mercados del petróleo y la necesidad de la estimación de un modelo GARCH para su modelación apropiada.

Las condiciones de estacionariedad en las series de los precios y rendimientos son validadas con las pruebas de raíz unitaria de Dickey-Fuller y Phillips-Peron, y sus resultados se reportan en el Panel B del Cuadro 1. Los valores negativos cercanos a cero y no significativos de los estadísticos son débiles para rechazar la hipótesis nula al 1%, lo cual indica que todas las series de los precios logarítmicos tienen una raíz unitaria o son integrados de orden uno, $I(1)$. Este hallazgo puede confirmar la existencia de una relación estacionaria lineal entre dos series no estacionarias, es decir, entre los precios físicos y de futuros. En el caso de las primeras diferencias, los valores negativos rechazan la hipótesis nula de raíz unitaria, lo que confirma que las series de los rendimientos se comportan como un proceso estacionario.

Para investigar la existencia de la relación de cointegración se aplicó la metodología de Engle-Granger en dos pasos.⁵ En el Panel C se muestran los resultados de la relación de equilibrio de largo plazo entre los logaritmos de los precios físicos y de futuros del petróleo. Los parámetros estimados de la prueba de cointegración son estadísticamente significativos y se encuentran por arriba de uno para λ_1 con errores estándar pequeños. Además, la cointegración para cada par de series de precios logarítmicos es confirmada por el valor del estadístico de las pruebas de Dickey- Fuller y Phillips-Perron a un nivel de significancia de 1%, lo que indica que las series de los residuales son estacionarias o integradas de orden cero, $I(0)$. Estos hallazgos son importantes para el estudio porque constatan los estrechos vínculos informacionales entre los precios físicos y de futuros del petróleo a través de sus diferentes plataformas de negociación. De esta manera, es importante incorporar el término de corrección de error en las ecuaciones de las medias y varianzas condicionales del modelo EGARCH bivariado.

⁵ Para una descripción técnica más detallada del método de cointegración, véase Engle y Granger (1987).

5. Evidencia empírica

5.1 Identificación de cambios estructurales en la varianza

En el Cuadro 2 se reportan el número de cambios estructurales en la varianza de los residuales estandarizados, el periodo de tiempo de cada régimen de volatilidad y el nivel de la desviación estándar para cada régimen.⁶ Durante el periodo de 16 años, el algoritmo basado en la suma acumulada iterada de cuadrados ha identificado seis puntos de cambios estructurales en la serie del petróleo Istmo y cinco para la serie del petróleo Maya que corresponden a siete y seis distintos regímenes de volatilidad, respectivamente. Asimismo, las series del petróleo Olmeca, Brent y WTI experimentaron cinco cambios en el régimen de la volatilidad cada uno. Otro hallazgo importante es que a pesar de que los precios del petróleo se han incrementado notablemente durante el periodo de análisis; la desviación estándar se ha mantenido casi en el mismo nivel en cada régimen de volatilidad distinto, esto es, por arriba del 1% y con algunas correcciones.

Además, las series del petróleo Maya e Istmo tienen tres puntos de cambios estructurales similares en la volatilidad que corresponden a los periodos 2000-2001, 2008-2009 y enero-diciembre, 2015. Estos cambios estructurales generalmente están asociados a eventos de carácter económico, político y actividades de especulación como, por ejemplo, el estallido de la burbuja financiera del índice accionario Nasdaq del 10 de marzo de 2000, el atentado terrorista del 11 de septiembre en 2001 y el aumento en la producción del hidrocarburo en 2015 aunado a la reducción en la expansión de la economía global. En el caso de las series del Brent y WTI, existen cinco cambios estructurales comunes. Entre los periodos más importantes se puede mencionar 2003-2008 y 2008-2009, y que tienen como justificación la guerra de Irak, el sólido y constante crecimiento económico global aunado al cambio en la estructura de consumo de petróleo por parte de las economías emergentes de China y la India. Otro factor clave fue la crisis hipotecaria de Estados Unidos; sus efectos negativos provocaron

⁶ Por falta de espacio no se reportan las gráficas que muestran la identificación de los cambios estructurales en los 5 mercados del petróleo, pero están disponibles para cualquier aclaración.

fuertes fluctuaciones y descensos en los precios del petróleo debido a la reducción en la demanda en la medida que el crédito se restringía.

Cuadro 2. Cambios estructurales identificados a través del algoritmo de Inclán-Tiao

Series	Puntos de ruptura	Periodos	Desviación estándar
Maya	5	12 de enero de 2000-18 de septiembre de 2001	0.010375
		24 de septiembre de 2001-30 de noviembre de 2004	0.010326
		1 de diciembre de 2004-16 de septiembre de 2008	0.010010
		19 de septiembre de 2008-30 de marzo de 2009	0.011379
		2 de abril de 2009-29 de enero de 2015	0.009478
		30 de enero de 2015- 30 de diciembre de 2015	0.010427
Istmo	6	5 de enero de 2000-14 de septiembre de 2001	0.010373
		17 de septiembre de 2001-11 de febrero de 2002	0.011774
		12 de febrero de 2002-4 de noviembre de 2004	0.009734
		5 de noviembre de 2004-19 de septiembre de 2008	0.010222
		22 de septiembre de 2008-10 de junio de 2009	0.010771
		11 de junio de 2008-28 de enero de 2015	0.009544
		30 de enero de 2015-30 de diciembre de 2015	0.010503
Olmeca	4	6 de enero de 2000-24 de septiembre de 2001	0.010416
		25 de septiembre de 2001-1 de octubre de 2008	0.010147
		2 de octubre de 2008-19 de octubre de 2010	0.009774
		20 de octubre de 2010-26 de noviembre de 2014	0.009400
		28 de noviembre de 2014-30 de diciembre de 2015	0.010752
Brent	4	4 de enero de 2000-17 de marzo de 2003	0.010339
		18 de marzo de 2003-5 de junio de 2008	0.010003
		6 de junio de 2008-15 de septiembre de 2009	0.010319
		16 de septiembre de 2009-26 de noviembre de 2014	0.009690
		28 de noviembre de 2014-30 de diciembre de 2015	0.011094
WTI	4	5 de enero de 2000-18 de marzo de 2003	0.010371
		19 de marzo de 2003-19 de septiembre de 2008	0.010009
		22 de septiembre de 2008-28 de julio de 2009	0.010111
		29 de julio de 2009-26 de noviembre de 2014	0.009620
		28 de noviembre de 2014-30 de diciembre de 2015	0.010832

Nota: Los periodos de cambios estructurales se detectaron por el algoritmo de la suma acumulada iterada de cuadrados.

Finalmente, las series del petróleo Olmeca, Brent y WTI sólo tienen un periodo de cambio estructural en común que corresponde al periodo noviembre de 2014-diciembre de 2015, incluso la volatilidad presenta casi el mismo nivel. La información obtenida es fundamental dado que permite establecer la distinción entre periodos de baja y alta volatilidad en los mercados físicos y de futuros del

petróleo y su omisión puede alterar el origen, dirección e intensidad del flujo de información y transmisión de la volatilidad entre los mercados físicos y de futuros del petróleo.

5.2 Transmisión de información a través de los rendimientos y volatilidad

Utilizando las series de rendimientos de los precios físicos y las series de rendimientos de los precios de futuros. Este estudio estima 12 especificaciones VEC-EGARCH bivariadas con cambios estructurales para analizar los mecanismos de transmisión de información de precios y volatilidad entre mercados físicos del petróleo mexicano y mercados de futuros de petróleo.

En el Cuadro 3, de acuerdo con la especificación de la media condicional, la significancia de los resultados estimados revelan que los rendimientos actuales de los petróleos Maya, Istmo y Olmeca son directamente afectados por sus propios rendimientos desfasados un periodo. El número de rezagos en la ecuación de la media fue seleccionado de acuerdo al criterio de información de Akaike. En términos de la transmisión de información a través los efectos secundarios de la media, los rendimientos del petróleo mexicano son afectados positivamente por los rendimientos de los futuros del WTI y Brent. Todos los coeficientes $\alpha_{s_2,j}$ son estadísticamente significativos a un nivel de 1% y 5%. La reacción más alta de mercado ante un cambio en los precios de los futuros del Brent y WTI se observa en el Maya e Istmo con valores del 0.3788 y 0.3219, respectivamente. En tanto que el efecto de los futuros del WTI sobre el Olmeca es más débil con un valor de 0.0430 contra 0.3141 del Maya. Estos resultados indican que la información generada en los mercados de futuros del WTI y Brent se transmite rápidamente a los mercados del petróleo mexicano.

Los coeficientes estimados α_{s_3} en el VECM determinan la velocidad de ajuste de precios para alcanzar la relación de equilibrio de largo plazo entre los mercados físicos y de futuros del petróleo. Los resultados reportan un efecto significativo del término de corrección de error en la media condicional al 1% para los rendimientos del petróleo mexicano. Este hecho indica que los precios

reaccionan y se ajustan rápidamente cuando los mercados físicos y de futuros se desvíen de su relación de cointegración de largo plazo. Al comparar los coeficientes de velocidad de ajuste, el impacto parece ser mayor en las relaciones WTI→Olmeca (-4.9288) y Brent→Istmo (-3.4699), seguido por la Brent→Olmeca (-2.1426), lo que implica que requieren de un mayor ajuste para restablecer el equilibrio en los mercados físicos del petróleo mexicano.

Para el caso de las estimaciones de la ecuación de la varianza condicional reportados en el Panel B, la significancia de los parámetros estimados ϕ_{S_1} revela la existencia de efectos ARCH en los mercados del petróleo mexicano. Este resultado implica que las innovaciones pasadas tienen un efecto positivo e importante sobre la volatilidad actual de los precios del petróleo mexicano. Para los efectos cruzados de la transmisión de volatilidad en el corto plazo, la significancia al 1% de los parámetros ϕ_{S_3} indica efectos de propagación de volatilidad entre los mercados físicos y de futuros del petróleo, con fuertes impactos positivos que van del Brent hacia el Istmo y del WTI hacia el Istmo, excepto para el Maya. Este hallazgo se puede atribuir en parte a la calidad y densidad de ambos tipos de petróleo que reduce la diferencia entre los precios, puesto que el coeficiente de la relación WTI→Maya es negativo y no significativo.

Con respecto a los efectos de largo, todos los coeficientes estimados ϕ_{S_2} son estadísticamente significativos al 1%, lo que significa fuerte evidencia de persistencia de la volatilidad, y que la volatilidad pasada de los mercados físicos del petróleo afecta de manera importante a la volatilidad actual. Este hecho se refleja más en las relaciones Brent→Maya (0.9409) y WTI→Maya (0.9386), y que se puede atribuir a las diferentes propiedades físicas-química entre el Maya (22 grados API y 3.3% de azufre) y el WTI (40 grados API y 0.2% de azufre) y Brent (38 grados API y 0.4% de azufre). Por lo que sus cotizaciones son más altas en los mercados internacionales y los diferenciales de precios más amplios. En el caso de los efectos de mercado cruzado de largo plazo, los coeficientes estimados ϕ_{S_4} significativos al 1% y 5% revelan la existencia de transmisión de volatilidad de los mercados de futuros

hacia los mercados físicos del petróleo. Por ejemplo, los efectos más fuertes van del Brent hacia el Olmeca y del WTI hacia el Olmeca, seguido por el Istmo en el mismo orden.

Cuadro 3. Parámetros estimados del modelo VECM-EGARCH bivariado

	WTI→Maya	WTI→Istmo	WTI→Olmeca	Brent→Maya	Brent→Istmo	Brent→Olmeca
Panel A: Ecuaciones de la media condicional						
μ_{s_0}	0.0142 (0.0290)	0.0050 (0.0087)	0.0298 (0.0480)	0.0051 (0.0200)	0.0330 (0.0308)	0.0096 (0.0308)
$\alpha_{s_1,j}$	-0.1833* (0.0206)	0.4613* (0.0373)	-0.6721* (0.1086)	0.0977*** (0.0516)	-0.1363* (0.0180)	-0.1092* (0.0214)
$\alpha_{s_2,j}$	0.3141* (0.0181)	0.3219* (0.0169)	0.0430** (0.0177)	0.3788* (0.0201)	0.2198* (0.0197)	0.1292* (0.0221)
α_{s_3}	-1.4683* (0.2731)	-0.4770* (0.1388)	-4.9288* (0.7764)	-1.5235* (0.3057)	-3.4699* (0.4003)	-2.1426* (0.4690)
Panel B: Ecuaciones de la varianza condicional						
ϕ_{s_0}	0.2951* (0.0537)	0.0963* (0.0357)	0.2049*** (0.1195)	0.2918* (0.1195)	0.1150* (0.0376)	0.1194* (0.0440)
ϕ_{s_1}	0.1848* (0.0150)	0.1764* (0.0187)	0.1360* (0.0222)	0.1506* (0.0147)	0.1466* (0.0198)	0.1283* (0.0242)
ϕ_{s_2}	0.9386* (0.0097)	0.8364* (0.0243)	0.8071* (0.0344)	0.9409* (0.0094)	0.8213* (0.0297)	0.7571* (0.0460)
ϕ_{s_3}	-0.0004 (0.0004)	0.0048* (0.0009)	0.0021* (0.0010)	0.0011 (0.0011)	0.0064* (0.0012)	0.0032** (0.0015)
ϕ_{s_4}	0.0040** (0.0020)	0.0041** (0.0022)	0.0125* (0.0032)	0.0041*** (0.0024)	0.0099** (0.0024)	0.0239* (0.0062)
β_{s_0}	0.6122* (0.1423)	2.0166* (0.5394)	3.8063* (1.1159)	0.4015 (0.2490)	1.6436* (0.5868)	5.3097* (1.4809)
δ_s	-0.2621* (0.0465)	-0.2500* (0.0630)	-0.6391* (0.1342)	-0.3242* (0.0535)	-0.4248* (0.0853)	-0.7482* (0.1598)
δ_F	-0.1895* (0.0446)	-0.3780* (0.0647)	-0.8999** (0.5327)	-0.1375** (0.0597)	-0.3899* (0.0563)	-0.4945* (0.1622)
γ_{s_1}	-0.3521* (0.0516)	0.0414*** (0.0246)	0.0565** (0.0263)	-0.3347* (0.0466)	0.0274 (0.0251)	0.0696** (0.0301)
γ_{s_2}	-0.3566* (0.0515)	0.1206* (0.0345)	-0.1101 (0.1114)	-0.3355* (0.0460)	0.0941** (0.0371)	0.0070 (0.0245)
γ_{s_3}	-0.3790* (0.0521)	-0.0786* (0.0241)	-0.1151 (0.1122)	-0.3489* (0.0469)	-0.0836* (0.0245)	-0.0047 (0.0267)
γ_{s_4}	-0.3372* (0.0627)	-0.0412** (0.0210)	-0.2321** (0.1166)	-0.3226* (0.0513)	-0.0427** (0.0216)	-0.1403* (0.0351)
γ_{s_5}	-0.3987* (0.0538)	0.0518 (0.0538)	-0.0944 (0.1129)	-0.3709* (0.0479)	0.0480 (0.0329)	-0.1538 (0.1366)
γ_{s_6}	-0.3403* (0.0505)	-0.1065* (0.0242)		-0.3191* (0.0453)	-0.0889* (0.0239)	
γ_{s_7}		0.1933 (0.0712)			-0.0667 (0.1070)	
Panel C: Pruebas de Ljung-Box para autocorrelación						
Q(12)	14.5523[0.2669]	12.3612[0.4172]	12.7056[0.3913]	8.3656[0.7563]	17.7743[0.1227]	12.1945[0.4307]
Q ² (12)	18.9255[0.1254]	6.9830[0.8587]	15.3974[0.2208]	18.1402[0.1116]	11.2294[0.5115]	17.5256[0.1292]

Nota: Q(12) y Q²(12) indican los estadísticos de la prueba de Ljung-Box para los residuales simples y cuadrados con 12 rezagos y valores-p entre corchetes cuadrados. Los términos *, ** y *** indican significancia para los niveles de 1%, 5% y 10%, respectivamente. Los errores estándar se reportan entre paréntesis.

Asimismo, el efecto de asimetría de los mercados de futuros hacia los mercados físicos del petróleo, medido por los parámetros δ_s y δ_F , es significativamente diferente de cero. En consecuencia, las noticias negativas tendrán mayor impacto en la volatilidad que las noticias buenas. El efecto de asimetría de las noticias malas del mercado de futuros del WTI es 1.47, 2.22 y 18.98 veces con respecto al impacto de las noticias buenas en los mercados del petróleo Maya, Istmo y Olmeca, respectivamente. Los efectos de apalancamiento del mercado de futuros del Brent sobre los mercados

físicos del petróleo alcanzan valores de 1.32, 2.28 y 2.96 en el mismo orden. De acuerdo con la magnitud y significancia estadística de los parámetros β_{s_0} , que miden los efectos de las desviaciones de corto plazo del equilibrio sobre la varianza condicional en los mercados físicos del petróleo, el término de corrección de error tiene un efecto positivo y significativo con la excepción de la relación Brent→Maya.

Para el caso de los resultados estimados de los mercados de futuros reportados en el Cuadro 4. Al igual que en los mercados físicos, los rendimientos actuales de los petróleos WTI y Brent son afectados por sus propios rendimientos desfasados un periodo. En el caso del mecanismo de transmisión de información de precios, todos los coeficientes $\alpha_{F_2,j}$ son positivos y significativos al 1% y 5%, lo que indica la existencia de efectos bilaterales entre los mercados físicos y de futuros del petróleo. Al comparar sus coeficientes se puede observar que $\alpha_{S_2,j} > \alpha_{F_2,j}$. Por ejemplo, el coeficiente de los futuros del WTI tiene un valor de 0.3219 contra 0.0391 del coeficiente del Istmo. El análisis confirma que los efectos son más fuertes y rápidos de los mercados de futuros hacia los mercados físicos del Istmo y Maya, por lo que proporcionan más información, la cual es transmitida de un mercado al otro. En contraste, los cambios en el mercado del petróleo Olmeca tienen un efecto más fuerte en los mercados de futuros de acuerdo con el tamaño de sus coeficientes estimados, lo que implica más información para la fijación de los precios de los futuros en los respectivos mercados.

El coeficiente α_{F_3} del término de corrección de errores es estadísticamente significativo al 1% y negativo en todos los rendimientos de los futuros. El signo negativo significa que los precios en los mercados de futuros se encuentran sobrevaluados al igual que en los mercados físicos. En términos absolutos, los coeficientes de los rendimientos de los petróleos físicos son más grandes a los coeficientes de los rendimientos de los futuros. Este resultado muestra que los mercados físicos responden más rápidamente que los mercados de futuros cuando la relación de equilibrio de largo plazo es afectada por la llegada de nueva información. Este hecho también resalta el papel fundamental de los

mercados de futuros en el proceso de la asimilación de la información que coadyuva en la fijación de los precios. Aunque en el caso de las relaciones Istmo→WTI e Istmo→Brent sucede todo lo contrario. Este hallazgo indica que el mercado del petróleo Istmo se está integrando a una gran velocidad a través de las plataformas para negociar futuros sobre petróleo de referencia internacional.

Cuadro 4. Parámetros estimados del modelo VECM-EGARCH bivariado

	Maya→WTI	Istmo→WTI	Olmeca→WTI	Maya→Brent	Istmo→Brent	Olmeca→Brent
Panel A: Ecuaciones de la media condicional						
μ_{F_0}	-0.0022 (0.0295)	0.0021 (0.0294)	-0.0056 (0.0297)	0.0067 (0.0277)	0.0226 (0.0498)	0.0065 (0.0131)
$\alpha_{F_1,j}$	-0.0452**(0.0193)	0.0450**(0.0190)	-0.1963* (0.0218)	-0.0886* (0.0196)	-0.8284* (0.0648)	0.2593* (0.0616)
$\alpha_{F_2,j}$	0.0371**(0.0182)	0.0391* (0.0169)	0.2486* (0.0218)	0.0619* (0.0174)	0.0341* (0.0104)	0.2362* (0.0185)
α_{F_3}	-0.4818**(0.2731)	-1.1035* (0.3599)	-1.2584* (0.4427)	-1.0288* (0.3300)	-7.0059* (0.8024)	-1.8652* (0.7011)
Panel B: Ecuaciones de la varianza condicional						
ϕ_{F_0}	-0.0471* (0.0109)	-0.0441* (0.0117)	-0.0278* (0.0117)	0.0072 (0.0176)	0.0042 (0.0237)	0.0107 (0.0197)
ϕ_{F_1}	0.1043* (0.0122)	0.1025* (0.0130)	0.0787* (0.0132)	0.0851* (0.0103)	0.1034* (0.0116)	0.0838* (0.0105)
ϕ_{F_2}	0.9799* (0.0046)	0.9795* (0.0047)	0.9784* (0.0059)	0.9841* (0.0038)	0.9768* (0.0053)	0.9782* (0.0050)
ϕ_{F_3}	-0.0003 (0.0005)	0.0002 (0.0005)	0.0026* (0.0259)	0.0002 (0.0005)	0.0001 (0.0004)	0.0016* (0.0006)
ϕ_{F_4}	0.0006 (0.0007)	-0.0001 (0.0007)	-0.0020*** (0.0012)	-0.0041 (0.0006)	0.00004 (0.0006)	0.0007 (0.0011)
β_{F_0}	0.0808 (0.0753)	0.3147** (0.1597)	0.5108** (0.2287)	-0.3405* (0.1175)	-0.6220** (0.3704)	-1.8407* (0.9157)
δ_s	-0.4674* (0.0646)	-0.4637* (0.0666)	-0.4711* (0.0785)	-0.4177* (0.0582)	-0.4101* (0.0586)	-0.3955* (0.0616)
δ_f	-0.5266* (0.0788)	-0.5684* (0.0880)	-0.6774* (0.1285)	-0.4823* (0.0825)	-0.3759* (0.0704)	-0.5168* (0.0939)
γ_{F_1}	0.0041 (0.0057)	0.0052 (0.0059)	-0.0604 (0.0397)	-0.0387* (0.0147)	-0.0364*** (0.0214)	-0.0395** (0.0171)
γ_{F_2}	-0.0062 (0.0059)	-0.0073 (0.0345)	-0.0678*** (0.0392)	-0.0499* (0.0149)	-0.0458** (0.0212)	-0.0485* (0.0169)
γ_{F_3}	0.0076 (0.0102)	0.0124 (0.0109)	-0.0615 (0.0389)	-0.0345** (0.0152)	-0.0257 (0.0217)	-0.0404** (0.0176)
γ_{F_4}	-0.0159* (0.0067)	-0.0176* (0.0067)	-0.0802** (0.0400)	-0.0593* (0.0156)	-0.0574* (0.0221)	-0.0606* (0.0180)
γ_{F_5}	-0.0377 (0.0432)	0.0458 (0.0416)	-0.0630 (0.0393)	-0.0417* (0.0151)	-0.0326 (0.0212)	-0.0384** (0.0169)
Panel C: Pruebas de Ljung-Box para autocorrelación						
Q(12)	4.9035[0.9611]	4.6792[0.9678]	8.6423[0.7333]	5.9827[0.9174]	13.1935[0.3551]	4.8491[0.9628]
Q ² (12)	16.9388[0.1519]	17.7954[0.1222]	17.7830[0.1224]	29.6575[0.0032]	23.7407[0.0220]	26.7382[0.0085]

Nota: Q(12) y Q²(12) indican los estadísticos de la prueba de Ljung-Box para los residuales simples y cuadrados con 12 rezagos y valores-p entre corchetes cuadrados. Los términos *, ** y *** indican significancia para los niveles de 1%, 5% y 10%, respectivamente. Los errores estándar se reportan entre paréntesis.

De acuerdo con los resultados de las ecuaciones de la varianza condicional mostrados en el Panel B. Los estimadores ϕ_{F_1} de los efectos ARCH son todos significativos al 1% y positivos en los mercados de futuros del WTI y Brent. Asimismo, la significancia estadística de los coeficientes ϕ_{F_2} revela la presencia de un alto grado de persistencia en la volatilidad, incluso con valores más grandes que en los mercados físicos, esto es, 0.9795 del Istmo→WTI contra 0.8364 del WTI→Istmo. La

justificación de este hallazgo está en línea con los altos volúmenes operados en los respectivos mercados de futuros, puesto que estos instrumentos financieros no sólo son incluidos en los portafolios de inversión como alternativa para la diversificación del riesgo, sino también para propósitos de especulación que ha incrementado la persistencia de la volatilidad en los últimos años. En términos de los efectos de mercado cruzado de corto plazo, los resultados de los coeficientes ϕ_{F_3} revelan la existencia de efectos de transmisión de volatilidad bilateral en las relaciones WTI \leftrightarrow Olmecca y Brent \leftrightarrow Olmecca con derramamientos más fuertes, en términos de valor, que van del Brent hacia el Olmecca.

Con respecto a los efectos de largo plazo, los coeficientes ϕ_{F_4} indican que el efecto de transmisión de volatilidad bilateral sólo ocurre en la relación WTI \leftrightarrow Olmecca. Además, el proceso de transmisión de volatilidad de la relación WTI \rightarrow Olmecca es más fuerte que la que Olmecca \rightarrow WTI. Estos hallazgos confirman la importante función de los mercados de futuros como líderes en el área de la transparencia de la información en el mercado del petróleo. El efecto de asimetría de los mercados físicos hacia el mercado de futuros es también estadísticamente significativo al 1% y con valores similares entre sí. Los efectos de apalancamiento de los mercados físicos del Maya, Istmo y Olmecca sobre los mercados de futuros alcanzan valores del 3.10, 3.39 y 4.56 para el WTI y del 1.32, 2.28 y 2.96 para el Brent, respectivamente.

De acuerdo con la magnitud y significancia estadística de los parámetros β_{F_0} , que miden los efectos de las desviaciones temporales del equilibrio sobre la varianza condicional en los mercados de futuros. El término de corrección de error tiene un efecto mixto, por ejemplo, negativo para el caso del Brent y positivo para WTI aunque no significativo para la relación WTI \rightarrow Maya. Además, los valores de los coeficientes β_{S_0} son más grandes que los β_{F_0} . Este hallazgo significa que la volatilidad en los mercados físicos tiende a incrementarse más rápidamente que en los mercados de futuros en la medida que se presentan desviaciones en la relación de equilibrio de largo plazo.

Para corroborar la robustez de nuestros resultados empíricos, el modelo VEC-EGARCH bivariado se estimó sin cambios estructurales.⁷ Sin embargo, los resultados obtenidos no fueron muy satisfactorios, debido a la debilidad e inconsistencia para explicar los efectos de mercado cruzado. Además, las especificaciones de las medias y varianzas condicionales no permiten eliminar la autocorrelación en los residuales estandarizados simples y cuadrados. Este fenómeno característico de las series financieras es relajado por el modelo VEC-EGARCH bivariado con cambios estructurales como se muestra en el Panel C de los Cuadros 3 y 4. Los estadísticos de Ljung-Box para 12 rezagos indican el rechazo de la presencia de dependencia lineal y no-lineal en las innovaciones estandarizadas, con la excepción de la especificación de la varianza que va del Brent hacia el Maya, Istmo y Olmeca, respectivamente. En este sentido, la incorporación de los cambios estructurales en el modelo VEC-EGARCH bivariado no sólo es importante para entender mejor el mecanismo de transmisión de información de precios y volatilidad en los mercados del petróleo, sino también reduce significativamente la autocorrelación en las innovaciones estandarizadas simples y cuadradas.

6. Conclusiones

Este trabajo analiza el proceso de la transmisión de información de rendimientos y volatilidad entre mercados físicos del petróleo mexicano y mercados de futuros de referencia internacional- WTI y Brent- utilizando datos diarios del 3 de enero de 2000 al 31 de diciembre de 2015. La implementación del modelo VEC-EGARCH bivariado con cambios estructurales mejora el ajuste para entender apropiadamente el flujo de la información y mecanismo de transmisión de volatilidad de los mercados de futuros hacia los mercados físicos del petróleo mexicano. De acuerdo con la significancia estadística de las estimaciones, la evidencia de transmisión de información de la media es bilateral con efectos más fuertes y rápidos de los mercados de futuros hacia los mercados del petróleo Istmo y Maya, aunque existen efectos fuertes y significativos que van del mercado del petróleo Olmeca hacia los mercados de

⁷ Los resultados estimados no son reportados por falta de espacio, pero se encuentran disponibles para cualquier aclaración.

futuros del WTI y Brent. La respuesta de reacción a las desviaciones temporales del equilibrio de largo plazo es más rápida de los mercados físicos que de los mercados de futuros, excepto en las relaciones que van del Istmo hacia el WTI y Brent. Este resultado conlleva a la conclusión de que el petróleo Istmo está desempeñando un importante papel en el proceso de la fijación de los precios, y su información puede afectar al mercado global del petróleo. En el caso de los efectos de mercado cruzado de corto y largo plazos, la evidencia de efectos de transmisión de volatilidad bilateral es sólo alcanzada entre los mercados de petróleo WTI y Olmeca con efectos más fuertes y rápidos que van del WTI hacia Olmeca. Asimismo, la presencia de desviaciones en la relación de equilibrio de largo plazo intensifica más la volatilidad en los mercados físicos que en los mercados de futuros, por lo que el término de corrección de error contiene importante información para la predicción de la volatilidad condicional. Los hallazgos empíricos tienen importantes implicaciones económicas-financieras para el gobierno y consumidores, porque al conocer la dirección del flujo de información e intensidad de la formación de volatilidad puede ayudar a mitigar la exposición al riesgo de precios en el petróleo mexicano a través del diseño de estrategias de cobertura cruzada. Una de las debilidades del modelo VEC-EGARCH bivariado es que no tiene la capacidad para estimar correlaciones cambiantes en el tiempo. Sin embargo, este problema puede ser tratado en una investigación futura a fin de estimar razones de cobertura cruzada óptimas.

Bibliografía

- Brooks, C. and Prokopczuk, M. (2013). The dynamics of commodity prices. *Quantitative Finance* 13(4): 527-542.
- Chang, C.L., McAleer, M. and Tansuchat, R. (2009). Modeling conditional correlations for risk diversification in crude oil markets. *Journal of Energy Markets* 2(4): 29-51.
- Cheng, W.H. and Hung, J.C. (2011). Skewness and leptokurtosis in GARCH-typed VaR estimation of petroleum and metal asset returns. *Journal of Empirical Finance* 18(1): 160-173.

- Engle, R. and Granger, C. (1987). Co-integration and error correction: representation, estimation and testing, *Econometrica* 55(2): 251-276.
- Ewing, B., Malik, F. and Ozfiden, O. (2002). Volatility transmission in the oil and natural gas markets, *Energy Economics* 24(6): 525-538.
- Ewing, B.T. and Malik, F. (2013). Volatility transmission between gold and oil futures under structural breaks. *International Review of Economics and Finance* 25(1): 113-121.
- Fong, W.M. and See, K.H. (2002). A Markov switching model of the conditional volatility of crude oil futures prices. *Energy Economics* 24(1): 71-95.
- Geman, H. and Kharoubi, C. (2008). WTI crude oil futures in portfolio diversification: The time-to-maturity effect. *Journal of Banking & Finance*, 32(12): 2553-2559.
- Han, L., Liang, R. and Tang, K.E. (2013). Cross-market soybean futures price discovery: does the Dalian Commodity Exchange affect the Chicago Board of Trade? *Quantitative Finance* 13(4): 613-624.
- Hammoudeh, S., Li, H. and Jeon, B. (2003). Causality and volatility spillovers among petroleum prices of WTI, gasoline and heating oil in different locations. *The North American Journal of Economics and Finance* 14(1): 89-114.
- Inclán, C. and Tiao, G.C. (1994). Use of cumulative sums of squares for retrospective detection of changes of variance. *Journal of the American Statistical Association* 89(427): 913-923.
- Jin, X., Xiaowen, S. and Tamvakis, M. (2012). Volatility transmission and volatility impulse response functions in crude oil markets. *Energy Economics* 34(6): 2125-2134.
- Kang, S.H., Cheong, C., and Yoon, S.M. (2011). Structural changes and volatility transmission in crude oil markets. *Physica A* 390(23-24): 4317-4324.
- Kroner, K.F., Kneafsey, K.P. and Claessens, S. (1995). Forecasting volatility in commodity markets. *Journal of Forecasting* 14(2): 77-95.
- Lee, T.H. (1994). Spread and volatility in spot spot and forward exchange rates. *Journal of International Money and Finance* 13(3): 375-383.

- Lin, S.X. and Tamvakis, M.N. (2001). Spillovers effects in energy futures markets. *Energy Economics* 23(1): 43-56.
- Lin, S.X. and Tamvakis, M.N. (2004). Effects of NYMEX trading on IPE Brent Crude futures markets: a duration analysis. *Energy Policy* 32(1): 77-82.
- Liu, X., Cheng, S., Wang, S., Hong, Y. and Li, Y. (2008). An empirical study on information spillover effects between the Chinese copper futures market and spot market. *Physica A* 387(4): 899–914.
- Nelson D.B. (1991). Conditional heteroscedasticity in asset returns: a new approach. *Econometrica* 59(2):347–370.
- Plourde, A. and Watkins, G.C. (1998). Crude oil prices between 1985 and 1994: How volatile in relation to other commodities? *Resources and Energy Economics* 20(3): 245-262.
- Reigner, E. (2007). Oil and energy price volatility. *Energy Economics* 29(3): 405-427.
- Sehgal, S., Berlia, N. and Ahmad, W. (2013). An examination of price discovery and volatility spillovers of crude oil in global linked commodity markets. *International Journal of Economics and Finance* 5(5): 15-34.
- Soucek, M., and Todorova, N. (2014). Volatility transmission in energy futures markets. *Journal of Energy Markets* 7(3): 51-69.
- Vo, M.T. (2009). Regime-switching stochastic volatility: evidence from the crude oil market. *Energy Economics* 31(5): 779–788.
- Zhong, M., Darrat, A.F. and Otero, R. (2004). Price discovery and volatility spillovers in index futures markets: Some evidence from Mexico. *Journal of Banking & Finance* 28(12): 3037-3054.