



TRABAJO DE GRADUACIÓN

Evaluación de estrategias de pricing del mercado de comercio de petróleo a través de la estimación de volatilidades y modelos de pronóstico de riesgo

AUTORES:

Cuartas Agromartín, Ignacio

Millos, Agustina

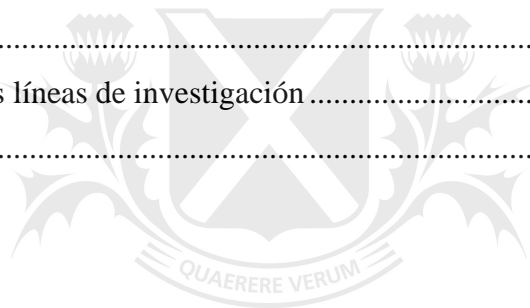
TUTORA:

Cornejo, Magdalena

Febrero 2022

Índice

1. Introducción.....	5
2. Funcionamiento del mercado de commodities	6
3. Funcionamiento del comercio de petróleo	9
4. Productos	19
4.1. ICE Europe Brent Crude.....	19
4.2. NYMEX Light Sweet Crude Oil (WTI)	20
5. Revisión de la literatura.....	23
6. Datos	26
7. Metodología.....	27
8. Resultados.....	30
9. Conclusiones y futuras líneas de investigación	37
Bibliografía.....	37



Universidad de
San Andrés

Índice de tablas

Tabla 1. Los 10 grandes productores de petróleo.....	7
Tabla 2. Los 10 grandes consumidores de petróleo	7
Tabla 3. Ejemplo simulado de cobertura.....	14
Tabla 4. Principales estadísticos descriptivos de los dos productos.....	25
Tabla 5. Ratios de excepciones y Test Kupiec WTI - 2019	31
Tabla 6. Ratios de excepciones y Test Kupiec WTI – 2020/2021	32
Tabla 7. Ratios de excepciones y Test Kupiec Brent - 2019.....	34
Tabla 8. Ratios de excepciones y Test Kupiec Brent – 2020/2021	35

Índice de figuras

Figura 1. Mercado de futuros en Contango	
Figura 2. Mercado de futuros en Backwardation.....	9
Figura 3. Tamaño de buques petroleros.....	10
Figura 4. Spread WTI-BRENT.....	11
Figura 5. Curva Forward de Brent Crude abril 2021 – agosto 2024.	18
Figura 6. Curva de precios del Brent Crude octubre 2005 – febrero 2021.....	18
Figura 7. Curva Forward del WTI abril 2021 - agosto 2024.....	20
Figura 8. Curva de precios del WTI octubre 2005 - febrero 2021	20
Figura 9. Proceso de refinación, usos y temperaturas.	21
Figura 10. Pronóstico VaR WTI – 2019.....	30
Figura 11. Pronóstico VaR WTI – 2020/21.....	32
Figura 12. Pronóstico VaR Brent – 2019	33
Figura 13. Pronóstico VaR Brent – 2020/21	35

1. Introducción

Las inversiones conllevan riesgos. No importa de qué activo se trate, en qué mercado y en qué cantidad se comercie, siempre existe exposición a diferentes tipos de riesgos (i.e., riesgo de precio, riesgo base, riesgo de tasa, riesgo de crédito, riesgo de liquidez, riesgo de flete y riesgo operativo, entre otros). Dependiendo del activo en cuestión, el inversor afrontará alguno en específico o varios, en mayor o menor medida. El mercado de *commodities* no queda exento a dicha exposición. Durante este trabajo nos centraremos en contratos de petróleo, con el objetivo de encontrar formas de medir la exposición a la que se puede estar expuesto al intentar mitigar el riesgo de precio. En consecuencia, a partir de la estimación de diferentes modelos de volatilidad se realizará un pronóstico, con el objetivo de poder observar la máxima pérdida diaria por error en la cobertura de producto físico en el mercado de capitales.

Para ello, seleccionamos dos contratos utilizados habitualmente para la cobertura de distintos tipos de productos: ICE BRENT y NYMEX WEST TEXAS INTERMEDIATE. Con ello, buscamos medir cuál es la máxima pérdida que puede enfrentar diariamente cada uno de estos contratos. Esta medida de riesgo se computará para posiciones *long* (comprar el activo). Esto es, se observará la cola izquierda de la distribución. De esta manera, se procederá a calcular el VaR (*Value at Risk*) diario para los distintos niveles de confianza, para conocer la exposición a la que se puede enfrentar una empresa de comercio de *commodities* al cubrir el riesgo de precio erróneamente. Para calcular el VaR es necesario el cálculo de la varianza para lo cual se utilizarán distintos métodos de estimación de ésta. Estos serán: el *moving average* (MA), *exponentially weighted moving average* (EWMA), GARCH y simulación histórica.

En consecuencia, se mide la exposición diaria para cada uno de estos contratos con el objetivo principal de evaluar la cobertura y el riesgo potencial que esta conlleva. Asimismo, se procede a evaluar la conformidad de los modelos que serán expuestos a continuación para el mercado de *commodities*. De esta manera, se evalúa la importancia de cubrirse en tiempo y forma para cada uno de los diferentes contratos y de mitigar la exposición al riesgo de precio.

Adicionalmente, se procede a realizar un pronóstico de la volatilidad en base a la estimada anteriormente. En esencia, se desea conocer la *performance* de estos modelos de volatilidad en escenarios que se encuentren libres de eventos extremos y poder compararlos con períodos de volatilidad extrema, como lo causado por la aparición del virus SARS-COVID 19 a fines del año 2019 en China.

El trabajo se estructura de la siguiente manera. En la sección 2 se describe cómo se constituye el mercado de *commodities*, la diferencia entre productos primarios y secundarios, y se discuten los grandes productores y consumidores del mercado, y se detallan algunos determinantes del precio. En la sección 3 se desarrolla en profundidad cómo se comercia el petróleo mundialmente. En la sección 4, se realiza una breve descripción técnica de los productos en cuestión; petróleo crudo Brent y WTI, con sus especificaciones técnicas y usos. En la sección 5, se discute la bibliografía relacionada con este trabajo. En la sección 6, se realiza una breve descripción y resumen de ciertas métricas de los datos utilizados. En la sección 7, se analiza la metodología técnica utilizada en el trabajo, para analizar el VaR diario de estos dos productos a lo largo del periodo temporal analizado. En la sección 8, se analizan los resultados obtenidos. Finalmente, en la sección 9, se presentan las conclusiones generales junto con las futuras líneas de investigación.

2. Funcionamiento del mercado de petróleo

Esencialmente, las *commodities* son productos generados por fuerzas de la naturaleza. Si bien estas pueden ser similares entre sí en características e incluso tener el mismo origen inicial, es realmente complicado encontrar dos productos homogéneos que puedan tener el mismo precio, puesto que esto depende de una serie de factores que serán discutidos a continuación. Estos productos son comerciados internacionalmente y transportados, generalmente, por medio de barcos y que son vendidos en grandes cantidades, para aprovechar las economías de escala que estos ofrecen. Un factor que destaca a estos productos es que no existen diferenciales de precio por *branded products*, sino que el precio depende de otros factores, tales como la calidad, el lugar y el momento en el cual son

extraídos. Esto es, no interesa si el producto es comercializado por una empresa reconocida globalmente o una pequeña. En este caso, se puede considerar un producto *estandarizado*, aunque esto no debe confundirse con el hecho de que cada producto es único, por lo mencionado anteriormente.

En síntesis, si bien hay diversos productos, estos se pueden dividir en dos grandes subgrupos. En primer lugar, las *commodities* primarias son aquellas que se extraen directamente de recursos naturales. Este grupo suele tener grandes variaciones de calidad entre los diversos productos (tal es el caso del Petróleo Crudo o el Gas Natural). Por otro lado, las *commodities* secundarias son aquellas derivadas de los productos primarios para satisfacer necesidades específicas de mercado. Por ejemplo, el petróleo crudo puede ser refinado según las características específicas de este a un grupo diverso de derivados que según condiciones de mercado puede resultar más o menos favorables.

Las unidades comunes de comercio del petróleo son: barriles, toneladas y metros cúbicos. 1 barril equivale a 159 litros. Dependiendo el producto y la zona geográfica, será la unidad que se utilice.

La demanda de petróleo mundial se estima en 100 millones de barriles diarios. A grandes rasgos, el único país que tiene capacidad ociosa de producción de barriles es Arabia Saudita, que cuenta con una capacidad ociosa de 2 millones de barriles diarios aproximadamente. El país que más petróleo consume es Estados Unidos, cuyo consumo se estima en aproximadamente 20 millones de barriles diarios. La producción por otro lado, es de aproximadamente 18 millones de barriles por día.

Tabla 1. Los 10 grandes productores de petróleo

País	Millones de barriles por día	% de producción mundial
Estados Unidos	18,61	20%
Arabia Saudita	10,81	12%
Rusia	10,5	11%
Canadá	5,23	6%
China	4,86	5%
Irak	4,16	4%
Emiratos Árabes Unidos	3,78	4%
Brasil	3,77	4%
Irán	3,01	3%
Kuwait	2,75	3%
Total Mundial	93,86	

Tabla 2. Los 10 grandes consumidores de petróleo

País	Millones de barriles por día	% de consumo mundial
Estados Unidos	20,54	20%
China	14,01	14%
India	4,92	5%
Japón	3,74	4%
Rusia	3,7	4%
Arabia Saudita	3,18	3%
Brasil	3,14	3%
Corea del Sur	2,6	3%
Canadá	2,51	3%
Alemania	2,35	2%
Total Mundial	100,23	

Resulta valioso observar las diferencias entre ambos cuadros. Mientras Estados Unidos se condice en cierta manera entre su demanda y oferta, hay algunos países que demandan grandes volúmenes y no consumen (India, Japón, Corea del Sur y Alemania), mientras hay otros que producen y no consumen grandes volúmenes como Kuwait. Mientras el 72% del consumo se concentra en 10 países, el 60% de la demanda se concentra en la

misma cantidad. Es importante notar que las figuras incluyen producción de petróleo crudo, biocombustibles y ganancia de residuos de refinerías también.

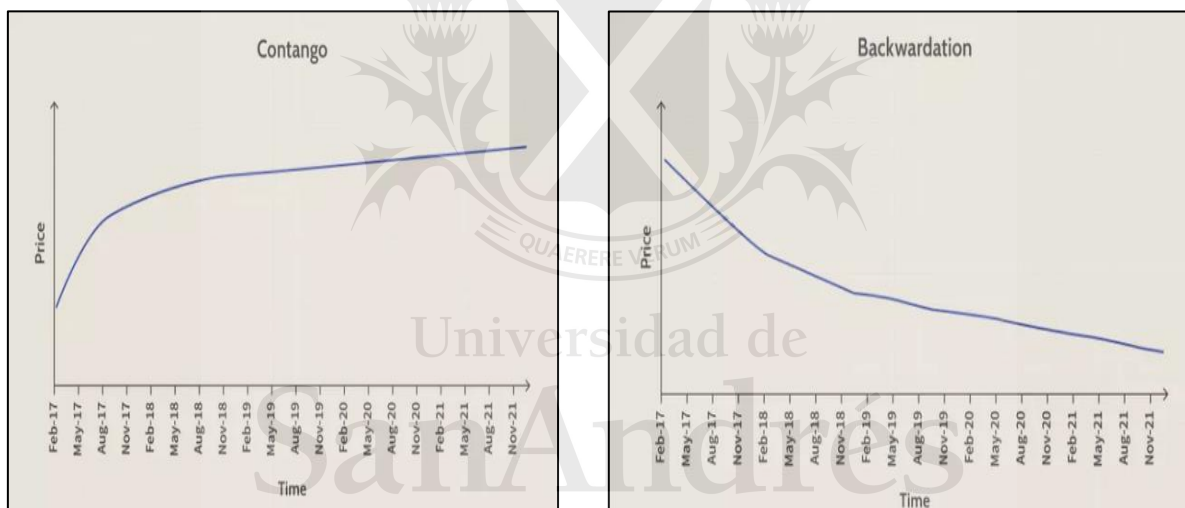
En el mercado de petróleo se pueden encontrar dos tipos de precios. Los precios *spot* y los precios futuros. Los precios *spot* reflejan el precio del petróleo en el momento, mientras que los contratos futuros reflejan el precio del petróleo en, valga la redundancia, una fecha futura. Es importante resaltar, los precios de los contratos futuros no son un pronóstico de lo que valdrá el petróleo en ese momento, sino lo que hoy en día se cree que vale entregar petróleo en esa fecha. El precio del petróleo esencialmente se rige por la demanda y oferta de esta, cuyos principales determinantes son el control que ejerce la OPEC (*Organization of Petroleum Exporting Countries*), la capacidad de almacenamiento, y la presencia de energías sustitutas. Los precios del petróleo son definidos según su calidad, tiempo y lugar de entrega. Como será explicado en párrafos siguientes los diferentes tipos de petróleo crudo del mundo se comercian con un premio o descuento frente a los *benchmarks* más comunes según su calidad, lugar y tiempo de entrega. El petróleo crudo no tiene ningún uso en si mismo, sino que las refinerías lo utilizan para refinarlo en diferentes productos y luego venderlo como productos terminados o mismo como productos semi terminados para luego ser refinados nuevamente. Las refinerías operan sus unidades según la estructura y precios del mercado. Tensiones geopolíticas, tales como sanciones a países son grandemente ponderadas por los jugadores del mercado, ya que los embargos, prohibición para comerciar con ciertos países puede causar un desbalance entre la oferta y demanda y afectar fuertemente a los precios.

3. Funcionamiento del comercio de petróleo

El *trading de commodities* funciona globalmente, liderado por un pequeño grupo de compañías, en donde a través de una serie de sinergias entre el equipo comercial, operativo, financiero y de riesgos entre otros, se logra transportar productos desde un punto A hacia un punto B de la manera más eficiente y rentable posible. Este transporte entre distintas regiones se analiza, maximiza y optimiza mediante tres formas distintas de arbitraje: espacio, tiempo y forma. En el arbitraje geográfico se analiza desencajes de precio entre dos regiones para un mismo producto; en el arbitraje temporal se encuentran desencajes para distintas fechas de entrega, observando el *forward spread* principalmente (i.e. diferencial de precio entre el *spot*

y un contrato futuro); mientras que para el arbitraje de forma se analiza la transformación del producto en otro que sea más caro. Por ejemplo, en el caso del arbitraje temporal, si el mercado está en *contango* (es decir, cuando los precios futuros más lejanos son más altos que los más cercanos), como sucedió, por ejemplo, durante el año 2020, habiendo almacenamiento disponible, se podría comprar el producto en el mercado *spot*, almacenarlo y venderlo simultáneamente a un precio futuro. Siempre que el costo de almacenamiento, logístico y financiero sea inferior al *forward spread*, el arbitraje funcionaría. Siendo tantas las variables a tener en cuenta, la ejecución de cada uno de estos *trades* debe realizarse de manera cuasi perfecta, para que lo que era una oportunidad de arbitraje, termine siéndolo.

Figura 1. Mercado de futuros en Contango Figura 2. Mercado de futuros en Backwardation



Fuente: Investopedia

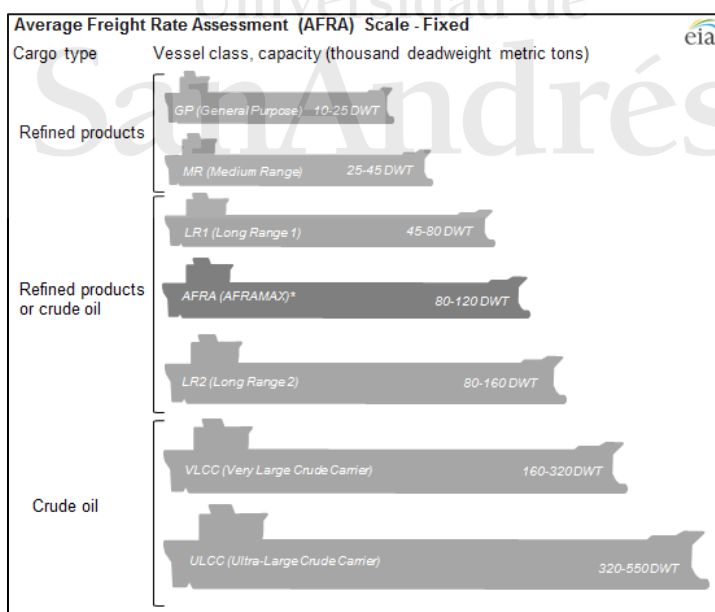
Cabe resaltar que las compañías de *trading* de petróleo y derivados, en ocasiones, venden el producto a los consumidores finales. Por ejemplo, se puede vender *Fuel oil* que se utiliza como materia prima directamente en refinerías, como también se puede estar entregando gasolina o diésel a compañías que posteriormente pueden “*blendearlo*” para cambiar su forma o directamente venderlo al consumidor final.

Es importante comprender todos los pasos por los cuales pasa un *trade* para poder dimensionar la serie de dificultades y vertientes que tiene el negocio. En primer lugar, hay que diferenciar dos tipos de tratos: *trade spot* y *tenders*. Los primeros son levantamientos o

entregas de carácter puntual, mientras que los segundos son varios levantamientos o entregas pactadas en un cierto período de tiempo. Un *trade spot* puede ser, por ejemplo, la compra de 300.000 barriles de crudo en una fecha específica, tal como 20-25 de febrero; mientras que un *tender* sería un acuerdo para levantar, por ejemplo, 900.000 barriles en tres entregas, pactadas en fechas 20- 25 de febrero, 10-15 de marzo y 05-10 de abril. Estas fechas se denominan ventanas de carga o de entrega según sea y es el pivote sobre el cual gira la logística de la operación. Así, se pactan todas las condiciones que tendrá el *trade*: la ventana de carga/descarga, la forma de pago, el período de *pricing*, los costos de inspección, el INCOTERM con el cual se realizará, el *quote +/-* el diferencial que se le aplicará a este, entre otros. De esta manera, una vez que se tiene las fechas de levantamiento, por ejemplo, el *trader* del producto comienza a buscar una ventana de entrega en una fecha futura, teniendo en cuenta el tiempo de viaje del buque según la ruta que tenga.

Hay diversos tipos de buques que cumplen distintos tipos de función según lo que se esté comprando o vendiendo. Los barcos usualmente se dividen según la cantidad de toneladas o barriles que pueden cargar. Desde buques que cargan 150.000 barriles, hasta otros tienen la capacidad de cargar hasta 2.000.000 de barriles simultáneamente.

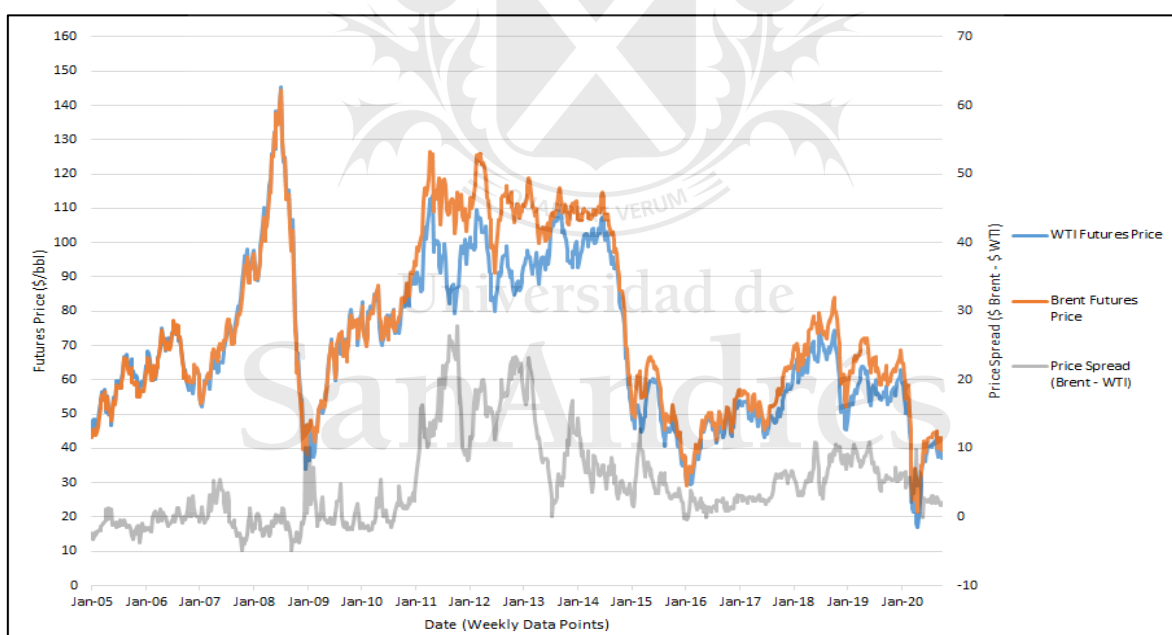
Figura 3. Tamaño de buques petroleros



Fuente: <https://www.eia.gov/todayinenergy>

El flete del buque usualmente representa un 60% del costo total de la operación, con lo cual es muy importante optimizar al máximo la carga y conseguir un flete adecuado. Cabe resaltar que una vez que se define el *pricing* para ambas partes del *trade* (compra/venta) se procede a “*hedgear*” la estructura del mercado. Esta se hace cuando el *quote* utilizado no es exactamente el mismo, en el mismo período de tiempo. Es decir, si se compra y se vende utilizando el precio de ICE Brent Febrero no se debería realizar este paso, ya que el *quote* sería exactamente el mismo. Lo único que se haría más adelante es realizar la cobertura de precio en las fechas exactas donde se tome la cotización. Pero, por ejemplo, si se decide comprar ICE Brent y vender US Light Crude (WTI), se debe cubrir el *spread* entre estos dos, ya que la estructura de ambos precios no se comportará de la misma manera y esto puede afectar negativamente el *profit and loss (P&L)* del *trade*.

Figura 4. Spread WTI-BRENT



Fuente: <https://rarepetro.com/brent-wti-crude-price-spread-an-ever-changing-dynamic-in-commodity-futures/>

Lo mismo sucede si se compra/vende el mismo producto, pero en distintos períodos de tiempo. En este caso se debe cubrir el *time spread*, asegurándose que la estructura temporal del mercado no afectara el *P&L* del *trade* en cuestión. Varios aspectos operativos entran en consideración al realizar una transacción. Desde el tamaño del buque y su calado en las

terminales, al espacio que tienen los tanques para cargar, las segregaciones que tienen las líneas del barco, que los últimos tres cargos del buque sean aptos según el producto que se va a cargar a continuación, etc. Dentro del puerto hay que otorgarle importancia distintas cuestiones, siendo la más importante la demora del barco. Es un valor que este le cobra a la empresa que lo alquiló por día (además del precio del flete). Estas tasas de demora varían según tamaño del buque y el mercado de fletes del momento. Por ejemplo, si el buque tiene una ventana de descarga a la que va a llegar con un mes de anticipo, la demora de ese mes sería calculada según la tasa de demora pactada en el contrato entre el barco y la empresa. Todos estos costos deben ser calculados por barril para asegurarse que no se exceda del diferencial entre ambos premios y que el *trade* no incurra en una pérdida desde un primer momento. Ahora bien, se debe discutir asimismo el costo de financiamiento que se tendrá, pedir cotizaciones a diferentes bancos, evaluar el valor tiempo del dinero del *trade* y compararlo con otros *trades* existentes para ver el costo de oportunidad del capital. Una vez que todo esto se encuentra armado, el buque carga el producto y se realiza lo denominado en la industria como *pricing*. Los días que estuvieron pactados en un principio, por ejemplo, 15-16-17 de febrero se procede a cubrir el movimiento del mercado, realizando la operación opuesta a lo realizado con el físico, pero en el mercado de papeles. Si se está comprando físico, se venden papeles y viceversa. Una vez que el buque finaliza su descarga completamente, se da por terminado el contrato y se procede con el pago del flete. Finalmente, con la reconciliación del viaje, se detalla los ganancias o pérdidas de la transacción. En resumen, son mucho los aspectos a considerar a nivel operativo y financiero que, a simple vista, no se ven y puede parecer únicamente como un proceso de compra y venta.

Por la naturaleza del negocio, hay una serie de riesgos a los que este tipo de compañías están expuestas. Entre estos, el riesgo de precio, riesgo base, riesgo de crédito, riesgo de liquidez, riesgo de flete y riesgo operativo. Este trabajo se centrará en el primero de estos en detalle, y en encontrar formas de medir la exposición que se puede tener cuando se intenta mitigar el riesgo al mismo. Debido a la globalización, la compra/venta de *commodities* fija sus precios de acuerdo con un *benchmark* más un diferencial (que variará según el producto a comerciar). Por ejemplo, en el caso del petróleo crudo, los tres *benchmarks* más utilizados son el WTI, el Brent y el de Dubai. Dependiendo de la calidad, el lugar y el tiempo, el

producto se va a comerciar con una prima/descuento a este diferencial. Es de carácter obligatorio para las empresas de comercio de *commodities* manejar las posibles fluctuaciones de precio en estos *benchmarks*, ya que, de no hacerlo, lo que pudo haber sido una oportunidad de arbitraje en un momento puede transformarse en una pérdida sustancial ante una variación importante en el valor del *benchmark* acordado. Por ejemplo, si se observa una oportunidad de arbitraje y se logra hacer una compra basada en Brent + 3 USD/BBL, y una venta basada en Brent + 4 USD/BBL, asumiendo que los costos de la empresa son inferiores al *spread* entre ambos (1 USD/BBL), esto sería una clara oportunidad de arbitraje.

Ahora bien, como generalmente la compra/venta no se encuentra alineada al 100%, si no se mitigara este riesgo de ninguna forma y el precio de los contratos de Brent se moviera desfavorablemente (i.e. entre la compra y la venta bajara considerablemente), lo que en un principio era una ganancia, podría ser una pérdida importante. Para cubrirse de estas potenciales variaciones en el precio, se ingresa en el mercado financiero a través de contratos de derivados. Principalmente la cobertura se realiza a través de contratos futuros, pero también se hace a través de *swaps* y opciones, el objetivo de este trabajo es tratar la cobertura y los riesgos en los que se puede estar incurriendo al utilizar contratos futuros. A continuación, las siguientes tablas detallan un ejemplo de la cobertura de un *trade* completo desde el momento en que se acuerda el mismo, hasta que se entrega el producto

Universidad de
San Andrés

Tabla 3. Ejemplo simulado de cobertura

	Día 1	Día 10	Día 20
Transacción	Acuerdo de compra/venta	Pricing de compra	Pricing de venta
WTI Price/BLL	\$60	\$59	\$55
Brent Price/BLL	\$62	\$61	\$57
Físico Compra	Compra 500.000 BLS Brent -2 USD/BBL a pagar en la entrega	Paga 500.000 BBLs Brent a \$59 USD/BBL	
Físico Venta	Vende 500.000 BBLs WTI + 1 USD/BBL a pagar en la entrega		Cobra 500.000 BBLs a \$56 USD/BBL
Hedge Compra	Compra 500.000 BBLs Brent a \$62 USD/BBL	Vende 500.000 BBLs Brent a \$61 USD/BBL	
Hedge Venta	Vende 500.000 BBLs WTI a \$60 USD/BBL		Compre 500.000 BBLs WTI a \$55 USD/BBL

Hedge Compra	-\$31.000.000
Hedge Venta	\$30.000.000
Total	-\$1.000.000
Pago Físico	-\$29.500.000
Cierre Hedge	\$30.500.000
Total	\$1.000.000
Cobro Físico	\$28.000.000
Cierre Hedge	-\$27.500.000
Total	\$500.000
Costos	-\$250.0000
Profit & Loss	\$250.0000

En la práctica, los casos de cobertura suelen ser más complejos, ya que los *spreads* entre los diferentes contratos agregan nuevas complicaciones. Esencialmente, los contratos futuros tienen vencimientos en algún momento del mes, dependiendo del contrato específico

del cual se trate. En el caso de que la cobertura a través de uno de estos contratos sea durante el cambio de mes respectivo, la posición se debería *rollear* hacia el futuro para seguir cubierto. Básicamente, se sale de la posición que se tiene en el contrato del mes M-1 (siendo el mes M el nuevo mes del contrato) y se entra nuevamente en el contrato del mes M. Aquí surge un nuevo inconveniente, que es cómo se encuentra la estructura de mercado actual. Si, por ejemplo, se está comprando contratos, y se debe vender el contrato del mes M-1 para cancelar la posición, y entrar nuevamente en los contratos del mes M con una compra, habría que observar si el mercado se encuentra en *contango* o en *backwardation*. De encontrarse en *contango*, el *trader* perdería dinero, pues estaría vendiendo más barato que lo que estaría comprando el contrato futuro del mes de vencimiento próximo. Como las estructuras de mercado cambian constantemente debido a una serie de factores que afectan la oferta y la demanda de los productos, los *traders* deben estar constantemente atentos a la estructura del mercado para considerar la pérdida/ganancia que podría generar el *rolleo* de una posición. De tener exposiciones muy importantes ante un cambio en las estructuras de mercado muy repentino e importante, el *rolleo* de posiciones puede incurrir incluso en la quiebra de una compañía. En síntesis, en la cobertura de estos contratos, el *trader* está asumiendo una *calendar spread* (es decir, comprando y vendiendo simultáneamente un contrato exactamente igual con diferentes tiempos de entrega).

Es necesario en este caso, es observar la metodología y darse cuenta de que, dejando de lado todos los demás riesgos enunciados anteriormente, *P&L* es seguro. Lo que se puede perder por el aumento en el precio de compra entre el acuerdo y cuando efectivamente se realiza el *pricing*, se cancela con la ganancia en el *hedge* de papeles y viceversa. Es importante resaltar que, si bien en este caso el riesgo de precio se mitiga completamente, esta mitigación trae a colación un nuevo riesgo, que es el riesgo base. Este surge básicamente de la diferencia entre el producto efectivamente comercializado y el *benchmark* utilizado. Esto es, la mitigación de un riesgo genera uno nuevo. Lo positivo a resaltar es que siempre, o casi siempre este *trade-off* es beneficioso para las compañías.

Ahora bien, el lector podría preguntarse: ¿Si el *P&L* con esta cobertura en el mercado de derivados es seguro, por qué sería importante conocer la exposición potencial que se puede tener con cada uno de estos contratos? La respuesta, al menos en el análisis del presente

trabajo, es que, en muchas ocasiones, el *pricing* tiene como pivot una fecha variable. Si bien se utilizan en varias ocasiones períodos fijos (i.e. promedios simples de todos los precios de un contrato al cierre del día de un mes), los *pricing* variables que dependen de una fecha futura incierta son igual de habituales. Las dos variables más habituales que pueden actuar de pivot en el *pricing* son: (1) la fecha de finalización de carga del barco que contiene el producto, referida como fecha de *Bill of Lading* (i.e. documento que certifica el dueño del cargamento entre otras cosas); y (2) la fecha en la cual el barco llega a puerto de carga/descarga y está en condiciones de comenzar a cargar/descargar, referida como fecha de NOR (*Notice of Readiness*).

Los tipos más comunes de *pricing* son:

- | | |
|---------------------------|-----------------------|
| 1. Deemed pricing (fixed) | 7. 3 days after NOR |
| 2. EFP | 8. 3 days around BL |
| 3. 3 days after BL | 9. 5 days around BL |
| 4. 5 days after BL | 10. 15 days around BL |
| 5. 15 days after BL | 11. 3 days around NOR |
| 6. 3 days after NOR | 12. 5 days around NOR |

Los casos 7-11 son aquellos en los cuales el período exacto de *pricing* es incierto y la compañía puede estar expuesta a contratos que no debería estar utilizando y cuya posición debería deshacerse cuanto antes. Debido a que estas fechas son variables y se ven impactadas por variables exógenas al control de uno, como por ejemplo cuestiones relacionadas con el clima, rata de carga de las terminales, el momento de amarre del barco, entre otras, el periodo de *pricing* puede no ser el estimado correctamente. En un caso concreto, muchas veces el período de *pricing* se denomina *3 around BL*. Esto es, si la fecha de finalización de carga es un miércoles, se debería tomar como días de *pricing* el día anterior, el día de BL y el posterior. Por lo cual el *pricing* será martes-miércoles-jueves. De esta manera se cubriría 1/3 de la cantidad total del cargo cada uno de estos días, según la especificación en el contrato futuro con la contraparte. Ahora bien, como esta fecha es variable, surgen imprevistos en las

estimaciones, y muchas veces puede suceder que un día no se cubre cuando si se debiera cubrir, y también se cubre un día que no se debería cubrir. En ambos casos, la empresa se vería expuesta, al menos por un día, en la variación de precio del contrato utilizado. Es interesante resaltar la exposición que se puede contar cuando no se mitiga el riesgo de precio.

Planteemos el caso en el cual se está incurriendo en una compra de 1 millón de barriles, cuyo *pricing* es *3 days around BL*. Sería normal asumir la carga de un buque Suezmax, que podría bombear a 35.000 bbls/h, dependiendo de la terminal. Si se tiene el amarre del buque confirmado, serían 28 horas de carga aproximadamente sumado a 3 horas desde amarre hasta que empieza a cargar. Si el barco amarra a las cinco de la tarde, la carga estaría terminando al día siguiente aproximadamente a las 23:59. Al comprar barriles físicos, se estaría vendiendo papeles, 333 lotes aproximadamente por día. Si se decide asumir fecha de BL el día T+1 y finaliza haciendo BL en el día T+2, es necesario evaluar cómo se movió el mercado para ver si se ganó o se perdió con los papeles. Si el mercado subió, por ejemplo, 1% que es aproximadamente 93 centavos de dólar, significaría que se debe salir a recomprar los lotes que se "*pricearon*" anteriormente (ya que el *pricing* se desplaza hacia adelante) con lo cual se incurre en una pérdida de aproximadamente 310.000 dólares. En caso de que el mercado caiga, la situación inversa se genera.

Aquí recae la pregunta de este trabajo. Tomando dos contratos utilizados habitualmente para la cobertura de distintos tipos de productos, se procederá a calcular el VaR (*Value at Risk*) de forma diaria, con un nivel de confianza del 99%. Esto tendrá el objetivo de comparar la capacidad predictiva de estos modelos para dos períodos de tiempo distintos: por un lado, un período donde se incluyan eventos extremos y, por el otro, un año "normal". Es importante conocer la exposición a la que se puede enfrentar una empresa de comercio de *commodities* al cubrir el riesgo de precio erróneamente, para así poder gravitar la importancia de cubrirse en tiempo y forma para cada uno de los diferentes contratos.

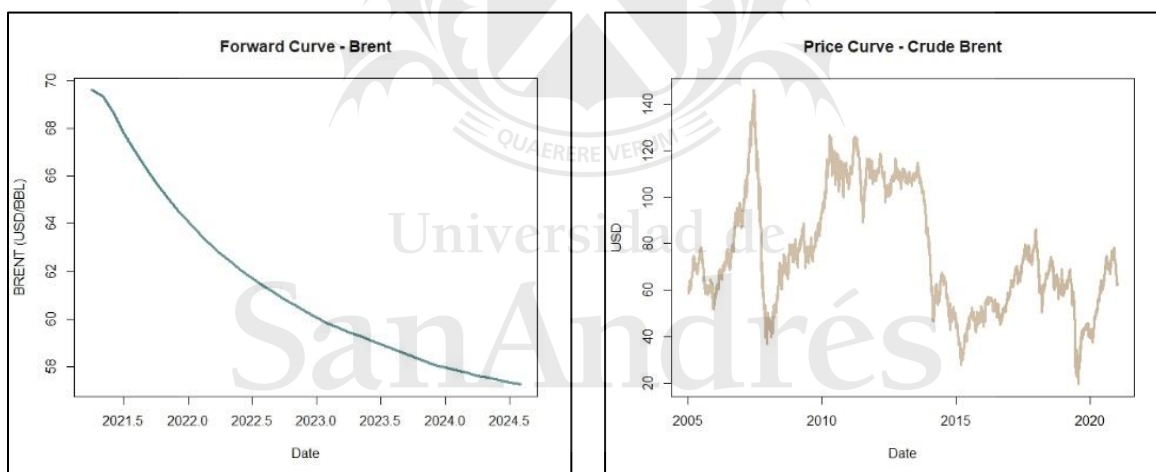
4. Productos

4.1. ICE Europe Brent Crude

Este contrato refleja los precios futuros del petróleo crudo Brent. Tiene como fecha de expiración el último día hábil de t-2 meses del mes de entrega (por ejemplo, el contrato de marzo expira el último día hábil de enero). Cada contrato equivale a 1000 barriles. Es el *benchmark* más utilizado en la industria para hallar el precio de la mayoría de los contratos de petróleo crudo, sin importar el tipo o la calidad de este. Actualmente, el contrato se encuentra en *backwardation* (i.e. el precio futuro es inferior al actual) y ha sufrido un *rally* alcista muy importante desde noviembre 2020. A continuación, mostraremos las curvas asociadas al producto.

Figura 5. Curva Forward de Brent Crude abril 2021 – agosto 2024.

Figura 6. Curva de precios del Brent Crude octubre 2005 – febrero 2021.



Fuente: elaboración propia en base a datos de Thomson Reuters.

El petróleo crudo Brent tiene su entrega basada en el Mar del Norte y es una referencia importante del mercado europeo. Es denominado un crudo dulce e intermedio, ya que contiene aproximadamente un 0,37% de azufre y un API de 38°. La gravedad API es una medida de densidad relativa inversa específica del producto, que indica cuán liviano o pesado es este respecto del agua. Un API mayor a 10, significa que el producto es más liviano que el agua y por ende flotaría en el agua, contrariamente a productos con API superior a 10. En

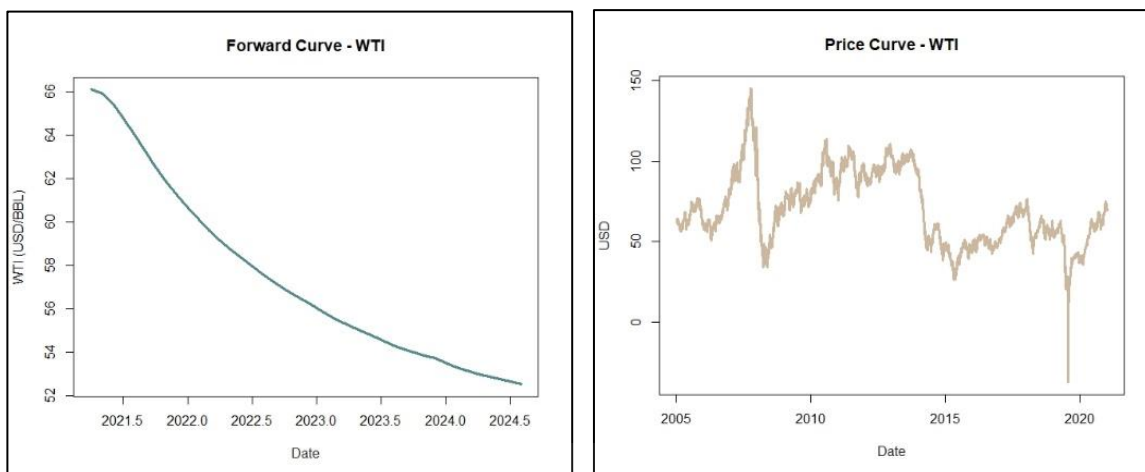
suma, cuanto menos azufre tenga el producto, más fácil es de refinar, mientras que cuanto mayor sea el API, lo hace más liviano, pudiendo obtener en este caso, productos de destilación media como la gasolina o diésel, que son los refinados más valiosos en términos de precio. El API del petróleo crudo es un gran indicador de los productos derivados que podrán obtenerse con mayor facilidad. Refinar crudos con mayor API extraerá productos más valiosos más fácilmente y menor cantidad de residuo tales como combustible pesado y asfalto. Si bien el contrato de petróleo crudo más utilizado es aquel del que se hablará a continuación, la brecha entre el Brent y el WTI se fue acortando a lo largo de los años.

4.2. NYMEX Light Sweet Crude Oil (WTI)

Este contrato refleja los precios futuros del petróleo crudo *West Texas Intermediate (WTI)* en el *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*. Tiene como fecha de expiración 3 días hábiles anterior al día número 25 del mes anterior al contrato (por ejemplo, el contrato de marzo vence 3 días hábiles antes del 25 de enero). El volumen de cada contrato es de 1000 barriles (159,000 litros). A diferencia del Brent, la única forma entrega que tiene es física y se realiza en una ubicación en particular: Cushing, Oklahoma. He aquí la razón por la cual el 20 de abril del 2020 el precio de este contrato alcanzó precios negativos. En el día del vencimiento, ante la baja demanda de petróleo junto con la nula capacidad de almacenamiento, produjo que aquellos con posiciones compradas paguen hasta 37.63 dólares por barril para deshacerse de ellos inmediatamente y no verse obligados a afrontar la entrega presencial. Por otro lado, presenta propiedades similares al Brent al contar con un API de 39.6 ° y una composición de azufre de 0,24%. Actualmente, la curva *forward* también está en *backwardation*, como se muestra en la Figura 7.

Figura 7. Curva Forward del WTI abril 2021 - agosto 2024

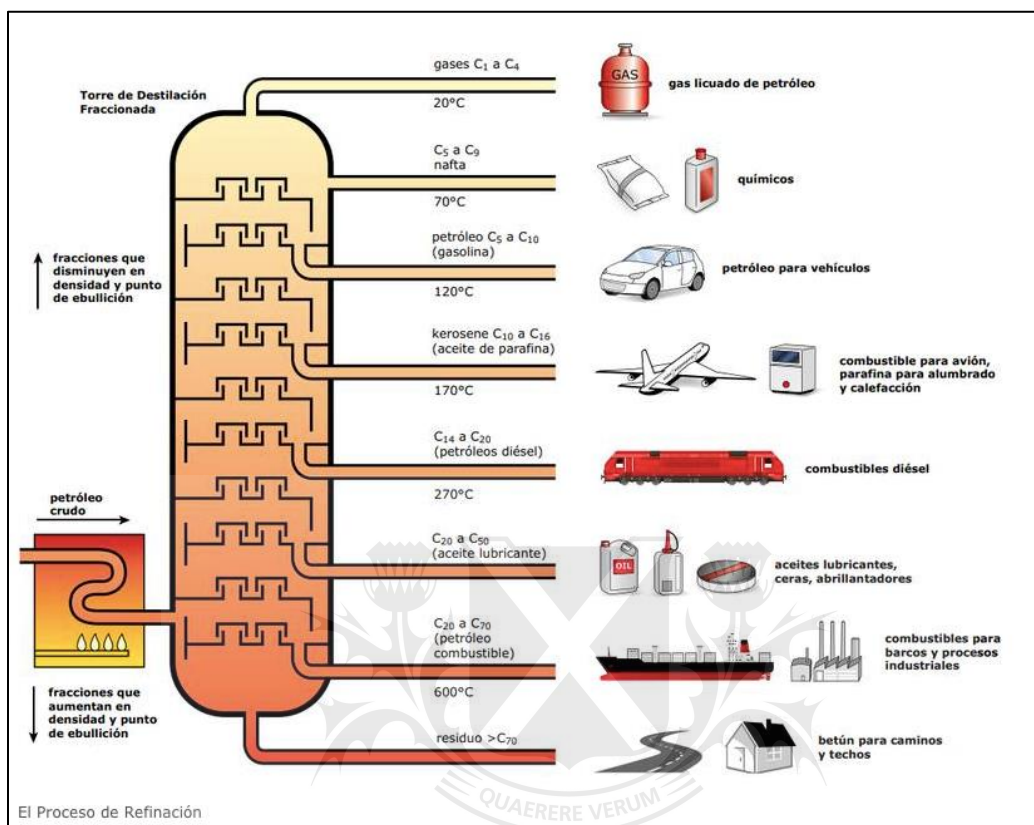
Figura 8. Curva de precios del WTI octubre 2005 - febrero 2021



Fuente: elaboración propia en base a datos de Thomson Reuters.

En cuanto al petróleo crudo en sí, no posee algún uso en sí mismo, sino que son los productos destilados derivados los que tienen una utilidad práctica. Hay cientos de tipos diferentes de petróleo crudo y diversos colores, no solo existe el comúnmente pensado negro, si no también marrones e incluso, amarillos. Las propiedades más importantes del petróleo crudo son su densidad/API, el porcentaje de azufre que contiene y el contenido de sedimentos. Los diferentes productos que se pueden obtener los veremos a continuación, considerando a los más valiosos a los destilados medios, aunque su uso varía acorde al producto.

Figura 9. Proceso de refinación, usos y temperaturas.



Fuente: Oiltanking.

Dependiendo las condiciones de mercado, el momento del año y el petróleo crudo a usar, las refinerías optarán por producir algunos productos u otros. Incluso utilizando exactamente el mismo producto en una misma refinería, se puede variar el porcentaje de refinado que se quiere obtener. Así, por ejemplo, una se puede optar por destilar un mayor porcentaje de Gasolina que de Diésel o viceversa.

Cabe destacar que desde el 2011 especialmente el *spread* Brent-WTI es positivo, siendo los contratos de Brent más caros que los de WTI. Esto esencialmente se debe al lugar de entrega (Oklahoma vs Mar del Norte), puesto que los potenciales bloqueos del canal de Suez, o el Estrecho de Ormuz, grandes rutas de transporte del Brent que hicieron que se amenace su producción considerablemente. Asimismo, las refinerías de Estados Unidos están preparadas puntualmente para refinar crudos más pesados, por lo que suelen mezclar el WTI con crudos más pesados para poder refinarlos, lo que hace que haya un exceso de oferta de

este en el mercado de Estados Unidos. Una vez que se levantaron las prohibiciones para exportarlo, el *spread* Brent-WTI se logró reducir.

5. Revisión de la literatura

En cuanto a la literatura escrita sobre el tema, se pueden encontrar diversas discusiones. El precio del petróleo ha sido estudiado desde tiempos inmemorables y desde distintos ángulos. Podemos encontrar escritos e investigaciones sobre el precio asociado a teorías macroeconómicas, a políticas públicas, a conflictos territoriales de medio oriente, a fenómenos monetarios como es la inflación, sobre eventos extremos como ser derrames de petróleo, etcétera. A nivel econométrico, existen *papers* sobre modelos de predicción de precios, manejo de riesgo, análisis de eventos, entre otros tantos. La variedad de escritos es inmensa y las cosas pendientes para investigar, también. En esta sección haremos foco sobre el pronóstico de riesgo a través del modelo VaR según distintos métodos de estimación de varianza y las investigaciones que incluyan al fenómeno COVID-19

Con respecto a los modelos de riesgo, Giot y Laurent (2002) realizaron una investigación en la que calcularon el VaR de cuatro maneras distintas para cinco contratos *spot* y un contrato futuro de *commodities* provenientes de diferentes mercados (Aluminio, Nickel, Brent, WTI, Cobre y futuros de cocoa). Estos autores utilizaron modelos IGARCH, *student* APARCH, *skewed student* APARCH y finalmente, *skewed student* ARCH. El objetivo del trabajo fue comparar la *performance* de los distintos VaR estimados para estos seis contratos, obteniendo resultados altamente favorables especialmente para el tercer modelo mencionado. Siguiendo en la misma línea, Aloui y Mabrouk (2009) nos proponen una idea similar al estimar el VaR y el *expected shortfall* luego de una previa estimación de modelos GARCH en sus variantes HYGARCH, FIGARCH y FIAPARCH que, a su vez, cada uno fue estimado para las distribuciones normal, t de *student* y *skewed student*. La base de datos que utilizaron comprendió los precios de cierre diarios de cuatro activos relacionados a las *commodities* de energía entre 1986 y 2007.

De forma contemporánea, Hung et al (2007) publican un *paper* cuyo objetivo es calcular el VaR diario de cinco contratos *spot* de petróleo diferentes (WTI, Brent, *Heating*

Oil, Propano y Gasolina convencional) a través de tres modelos GARCH diferentes. Calculan el VaR de manera individual para cada uno de estos contratos y únicamente realizan una comparación estadística de estos modelos con el objetivo de seleccionar al que mejor *performance* tiene. Los resultados sugieren que la estimación utilizando el modelo GARCH-*Heavy Tail* es ampliamente superior a los otros dos (GARCH-N; GARCH-t). Los autores consideran que estos dos modelos sobrestiman o subestiman, según el momento, la preponderancia de las colas pesadas, por la cual tienden a cometer violaciones en los retornos al VaR estimado diariamente, en reiteradas ocasiones. Su recomendación es considerar modelos que tengan en cuenta las colas pesadas de los retornos de las *commodities* relacionadas a energía.

Por otro lado, en la investigación realizada por Santos Hammoudeh y AL-Hassan (2013) se calcula el VaR para el oro, plata, platino, paladio, petróleo Brent y el índice S&P500. El VaR se estima mediante nueve métodos de volatilidad distintos y, a su vez, se construyen tres portafolios óptimos mediante la maximización del ratio de Sharpe a través de diferentes combinaciones de los contratos. Finalmente, se evalúan los cambios en los requisitos de capital diarios de cada uno de estos contratos según el acuerdo Basel II, en donde se estipula que el cambio en el capital requerido debe ser el máximo entre el VaR del día anterior y el VaR promedio de los últimos sesenta días y se calculan las penalizaciones que cada modelo podría imponer, ya que el acuerdo “castiga” las violaciones que cada modelo tiene.

En el *paper* escrito por Sadeghi y Shavvalpour (2005) podemos observar la estimación del VaR para precios semanales de la OPEC entre 1997 y 2003. Esta se realiza a través del método de simulación histórica estándar y la simulación histórica con pronóstico ARMA (HSAF) que, en lugar de utilizar la distribución de los retornos pasados, toma en cuenta la de los errores de pronóstico derivados de un modelo ARMA. Los autores concluyen que el VaR a nivel 99% con el HSAF es mayor que el estándar y lo consideran más eficiente a la hora de estimar y, además, enfatizan en la confiabilidad de la medida VaR para medir la exposición al riesgo en lo que respecta al petróleo. En línea con lo mencionado, Cabedo (2003) expone la estimación del VaR a través de modelos ARCH, simulación histórica

estándar y HSAF para los precios del petróleo Brent entre 1992 y 1999. Concluye que el método que propone una mejor estimación del VaR es el HSAF.

En línea con investigaciones relacionadas al COVID-19, Prabheesh, Padhan y Garg (2020) proponen examinar el precio del petróleo dentro del primer semestre de 2020 y evaluar a través de un modelo DCC-GARCH la fuerza y dirección del precio en relación al paso del tiempo. Concluye que aumenta la fuerza durante febrero y marzo, es decir, en los primeros dos meses de la pandemia.

Por su parte, Akhtaruzzaman, Boubaker, Chiah y Zhong (2020) buscan analizar durante el período COVID a los sectores financieros y no financieros. Construyen un modelo de regresión lineal en donde el retorno del precio del petróleo está basado en varios factores, entre ellos la prima de riesgo del mercado, la rentabilidad e inversión por región, el precio del retorno en $t-1$, etcétera. Analizan el período comprendido entre 2018 y abril 2020, haciendo énfasis en el comienzo de la pandemia. Observan en sus conclusiones que las industrias proveedoras de infraestructura y suministro de petróleo exhiben una exposición positiva más débil al riesgo del precio del petróleo durante el brote de COVID-19 en comparación con el período sin pandemia. Las industrias de demanda de petróleo y las industrias financieras muestran una exposición negativa debilitada al riesgo del precio del petróleo durante el COVID-19.

En resumen, todos estos trabajos tienen como punto en común el estudio del mercado de petróleo. Los primeros trabajos buscan analizar el VaR a partir de diferentes modelos de volatilidad, teniendo como objetivo el observar y concluir cuál de los modelos tiene mejor performance. Posteriormente, si bien se utiliza una metodología similar, Santos Hammoudeh y AL-Hassan, evalúan en su trabajo a partir del cálculo del VaR, los requerimientos en el cambio de capital que requiere una institución según el acuerdo de BASEL II. De esta manera, evalúa no solo estadísticamente, sino también económicamente cada uno de los modelos y las consecuencias que pueden tener para la institución que los utilice. Finalmente, para el caso de los últimos dos trabajos, se busca analizar el impacto de la pandemia del COVID-19 en el petróleo, como también para el caso de empresas proveedores de servicio y financieras del producto. Nuestro aporte a la literatura radica en mezclar los dos mundos

observados: los modelos de *Value at Risk*, pero siendo analizados dentro del contexto COVID-19. Es por esto que incluimos dos ventanas de estimación que nos permitirán comparar su capacidad predictiva y observar conclusiones al respecto. Principalmente, se decide observar a partir de diferentes modelos de volatilidad, a partir del cálculo del VaR diario, observar estadísticamente cuales son los modelos más precisos, estudiando concretamente si estos son capaces de capturar la volatilidad causada por la aparición de la pandemia COVID-19, con el objetivo de poder aplicarlos potencialmente en el análisis de riesgo de precio base para la industria del *trading*.

6. Datos

Utilizaremos contratos líquidos para evitar mezclar riesgos, como también contratos que pueden ser habitualmente utilizados. El período de análisis será entre octubre de 2005 y diciembre de 2021. Todos los datos fueron obtenidos del software Eikon, de Thomson Reuters.

Tabla 4. Principales estadísticos descriptivos de los dos productos

	Mínimo	1er Trim	Media	3er Trim	Máximo
Precio WTI	10.01	53.10	70.54	88.91	145.29
Precio Brent	19.33	56.71	75.54	99.01	146.08
Retorno WTI	-45.21%	-1.18%	0.06%	1.26%	37.66%
Retorno Brent	-24.40%	-1.03%	0.09%	1.11%	21.01%

En primer lugar, con respecto a los precios, es válido resaltar que se suprimió una observación, correspondiente al 20 de abril de 2020, por tratarse de una observación negativa, ya que causaba que el modelo no funcione. La media del WTI se encuentra en 70.54 USD/ BBL, mientras que el BRENT se encuentra en 75.54 USD/ BBL. Esta diferencia es principalmente causada a partir de la liberación de exportaciones en Estados Unidos en el año 2011, lo que hizo que el precio de referencia del crudo de Oklahoma caiga por debajo

del Brent. Asimismo, el spread se achica en la mediana, dando cuenta que los extremos incrementan el spread en el Brent.

Finalmente, el precio mínimo del WTI es de 10 USD/BBL, mientras que el BRENT alcanzo mínimos de 19.33 USD/BBL. La probabilidad que el WTI alcance precios inferiores al Brent es superior, ya que las condiciones de entrega una vez expirado el contrato es únicamente físico. Al ser de esta manera (razón por la cual en abril 2020 alcanzo valores negativos, la demanda del contrato puede caer súbitamente cercana la expiración, por los costos asociados a obtener el contrato (cada uno por 1000 barriles totalizando 159,000 litros (un camión cisterna transporta 32,000 litros aproximadamente))

En relación a los estadísticos descriptivos de los retornos, cabe resaltar que la observación negativa de WTI de abril 2020 fue removida por motivos de modelo (caída de 350%). Habiendo dicho esto, se puede apreciar que tanto los máximos son mayores para el WTI, como también los mínimos son menores. Asimismo, para ambos productos, tanto los máximos como los mínimos se registran en el mes de abril 2020, el mes con mayor volatilidad en su historia. Para el WTI, se puede ver que el mínimo y el máximo es consecutivo, y es exactamente en el *expiry* del contrato (cuando la posición de mayo debía ser entregada a los compradores). Mientras la demanda era nula, la oferta alta y los tanques de almacenamiento estaban llenos, el precio encontraría mínimos. Justamente el rendimiento diario se vio sumamente afectado por la proximidad en el vencimiento del contrato, y para WTI, su entrega física. Una vez que el contrato cambio de mes (mayo a junio) el precio recuperó rápidamente. En Brent paso algo similar con el máximo, ya que fue registrado en el comienzo del contrato de junio (según *pricing 02 apr*). Este máximo fue seguido del mínimo rápidamente, arrastrado por el WTI, aunque sin alcanzar sus valores; ya que el contrato no expiraba y su entrega no debe ser obligatoriamente física.

7. Metodología

En esta sección, explicamos la metodología que se utilizará con el objetivo de cuantificar, comparar y analizar el riesgo al que la institución está expuesta, al adentrarse en el *trading* de alguno de estos contactos.

La medida del *Value at Risk* (VaR) será utilizada para cuantificar el riesgo de los dos productos detallados, en ambas ventanas de estimación. Esta es una medida de la máxima pérdida potencial que una posición o portafolio puede sufrir, con un cierto nivel de confianza y para un horizonte de tiempo determinado. Es una medida probabilística que varía acorde al nivel de confianza que se esté analizando. En este caso, será al 99%. Cada firma que comercie *commodities* podrá calcular estas medidas para los productos y le permitirá, de esta forma, volver comparables los niveles de riesgo y observar dicha exposición. Se estima de la siguiente forma:

$$VaR = \mu + \sigma Y \quad (1)$$

donde, Y es $N^{-1}(X)$, es decir, la función inversa de la normal. X el nivel de confianza, μ la media y σ el desvío estándar del activo en cuestión.

Existen diversas maneras de calcular el VaR. En este caso, utilizaremos el *variance-covariance approach* que se basa en el supuesto de que las volatilidades y los coeficientes de correlación entre los activos pueden ser estimados de forma correcta.

Para ello, utilizaremos cuatro métodos distintos de estimación de la varianza en la que luego nos basaremos para estimar el *value at risk* diario. Estos son: (1) el *moving average*, (2) el *exponential weighted moving average (EWMA)*, (3) un modelo GARCH(1,1) y (4) una simulación histórica.

En primer lugar, el método más conocido para estimar la volatilidad de un activo está dado por la volatilidad pasada. Se lo denomina *simple moving average (MA)* y propone un promedio simple de la volatilidad en donde se pondera de igual manera cada día del horizonte temporal. Se representa con la siguiente fórmula:

$$\sigma_t = \sqrt{\frac{\sum_{i=t-n}^{t-1} R_i^2}{n-1}} \quad (3)$$

donde, R_i son los retornos y el horizonte temporal de $t - n$ a $t - 1$ es lo suficientemente corto para que sea posible asumir que la media de los retornos es cero.

En segundo lugar, se desarrolló un modelo EWMA (*exponential weighted moving average*) que se diferencia del anterior con respecto a la ponderación que obtiene cada retorno para el cálculo de la varianza. El ponderador se denomina λ y decide darle más importancia,

es decir, ponderar de mayor manera, a aquellas observaciones que se encuentren más cercanas al momento de estimación, mientras que las que han ocurrido largo tiempo atrás, pesan cerca de cero. Esto ocurre bajo el supuesto de que la información más reciente posee *shocks* que sensibilizan e impactan más en el presente, en comparación a las del pasado.

$$\hat{\sigma}_t = \sqrt{\frac{1-\lambda}{1-\lambda^n} \sum_{i=0}^{n-1} \lambda^i R_{t-i-1}^2} \quad (4)$$

donde λ indica el grado de persistencia de las observaciones pasadas. En este caso, supondremos un lambda de 0.94.

En tercer lugar, se estimará la volatilidad a través del modelo GARCH (*Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity*). Tal como indica el supuesto de heterocedasticidad, la volatilidad no se asume constante a lo largo del tiempo; sino que tiene períodos de picos muy altos y otros más estables. Que sean modelos condicionales indica que las predicciones están basadas en información disponible de períodos anteriores. Es decir, resume los *shocks* de precios cuando ocurre la estimación, condicional a la volatilidad que captura la persistencia de estos. Por otro lado, los GARCH son modelos con componentes autorregresivos, lo que significa que utilizan el modelo condicional de heterocedasticidad que está basado en una auto-regresión de la varianza. Finalmente, *generalized* refiere a la generalización de un modelo preexistente denominado ARCH. En resumen, los modelos GARCH permiten la predicción de la volatilidad futura utilizando una regresión basada en los valores pasados de la misma volatilidad, pero generando una volatilidad estimada que varía en el tiempo.

Para este trabajo, utilizaremos un GARCH(1,1) que considera el valor de la varianza en el período anterior y únicamente la última predicción de error. La fórmula que la define se muestra a continuación.

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 R_{t-1}^2 + \beta_1 \sigma_{t-1}^2 \quad (5)$$

donde β_1 indica el ratio de persistencia ante un shock en la volatilidad y α_1 es la velocidad de adaptación de la volatilidad ante nuevos shocks en el mercado.

En cuarto y último lugar, calculamos la volatilidad en función de una simulación histórica. Este enfoque asume que los cambios potenciales en los factores de mercado están

representados por la distribución empírica histórica que conllevan. En otras palabras, supone que la distribución se mantiene constante a través del tiempo. La metodología de cálculo consiste en seleccionar la muestra de los retornos, reevaluar la posición, reconstruir la frecuencia de distribución empírica, recortar la distribución en el percentil correspondiente acorde al nivel de confianza y, por último, computar el VaR como una diferencia entre el percentil y la posición actual.

Una vez obtenida la serie de VaR 99% bajo cada método, evaluamos la calidad de cada modelo con un proceso de backtesting. Para esto, analizamos los *violation ratios*. Es decir, las ocasiones en las que los retornos que verdaderamente tuvieron lugar fueron menores comparando dicha cantidad con la cantidad de excepciones esperadas. Detallamos la formula a continuación:

$$V = \frac{\text{Número de excepciones observadas}}{\text{Número de excepciones esperadas}} \quad (6)$$

El número de excepciones esperadas se calcula multiplicando la cantidad de observaciones por $(1 - \alpha)$ donde α es el nivel de confianza, en este caso, equivalente al 99%.

A su vez, realizamos el Test de Kupiec para evaluar la eficiencia del modelo. Esencialmente, se basa en observar con qué frecuencia las pérdidas exceden el VaR. La hipótesis nula del test es que la frecuencia de las excepciones coincide con la teórica, es decir, que el ratio de excepciones implícito en los valores observados en el *backtesting* coincide con la probabilidad teórica. Por otro lado, la hipótesis alternativa sugiere que la ratio de excepciones implícito supera la probabilidad teórica de ocurrencia, por lo que el modelo estaría subestimando el riesgo de pérdidas extremas.

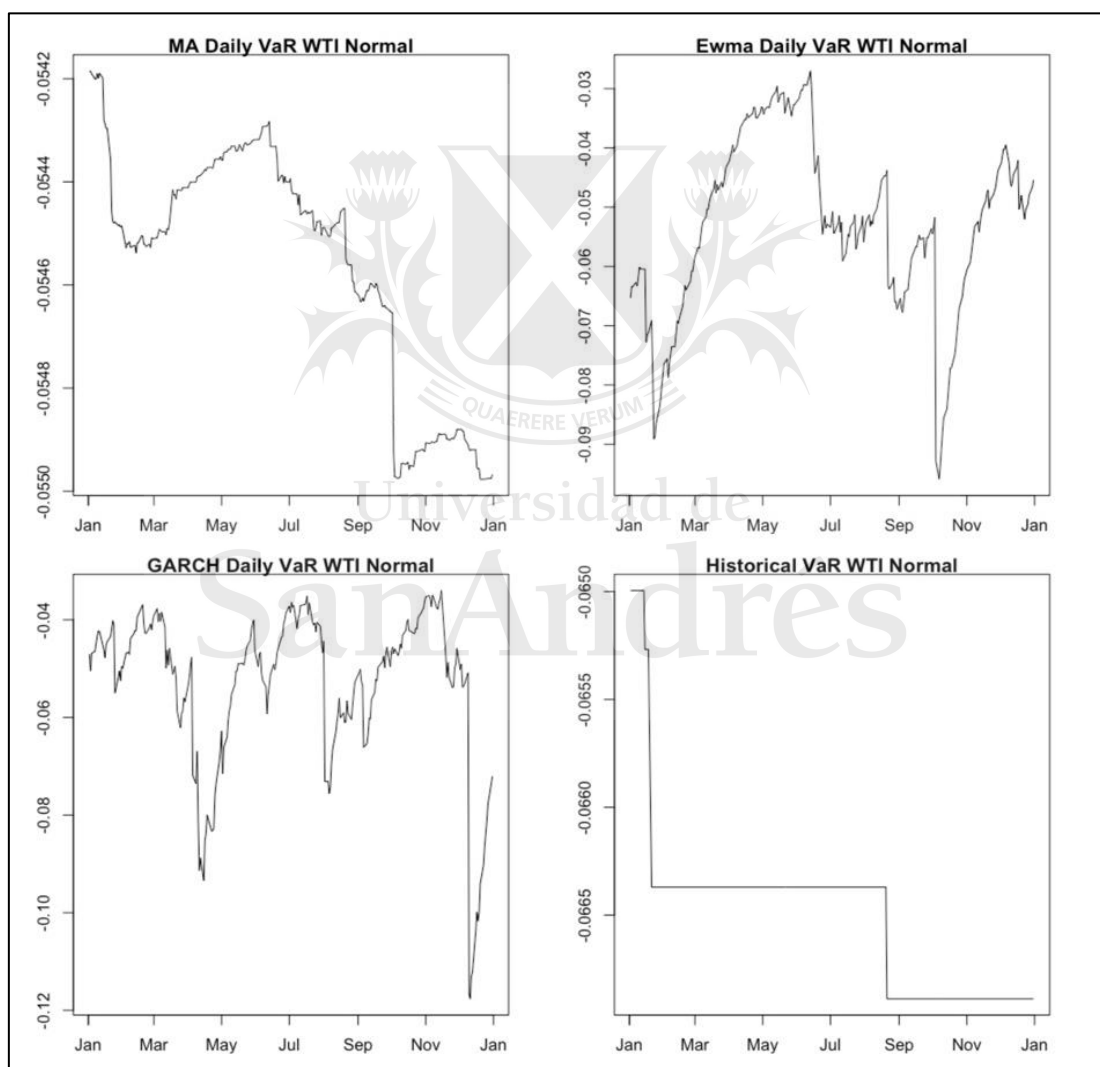
8. Resultados

A continuación, explicaremos los resultados obtenidos para los productos WTI y Brent en cada uno de los períodos de estimación. Por un lado, la ventana “normal”

comprendida por el año 2019 y, por el otro, la ventana “covid” que abarca 2020 y parte del 2021.

Empezaremos con el WTI, para el período normal. Realizamos el procedimiento antes mencionado para los cálculos de varianza a través de los cuatro métodos, para luego computar cada *Value at Risk* correspondiente. En la Figura 10 podemos observar los gráficos correspondientes a cada VaR en particular. Observamos que para el período entre octubre y diciembre, se estima una suba del VaR en valor absoluto, producto de mayor volatilidad.

Figura 10. Pronóstico VaR WTI – 2019



Fuente: elaboración propia.

Luego, calculamos los *violation ratios*. Teniendo en cuenta que, *ceteris paribus*, cuanto menor es el ratio, mejor ajusta el modelo podemos observar que en este caso la simulación histórica nos arroja la mejor estimación. Seguido del MA y EWMA y por último, el modelo GARCH.

Tabla 5. Ratios de excepciones y Test Kupiec WTI - 2019

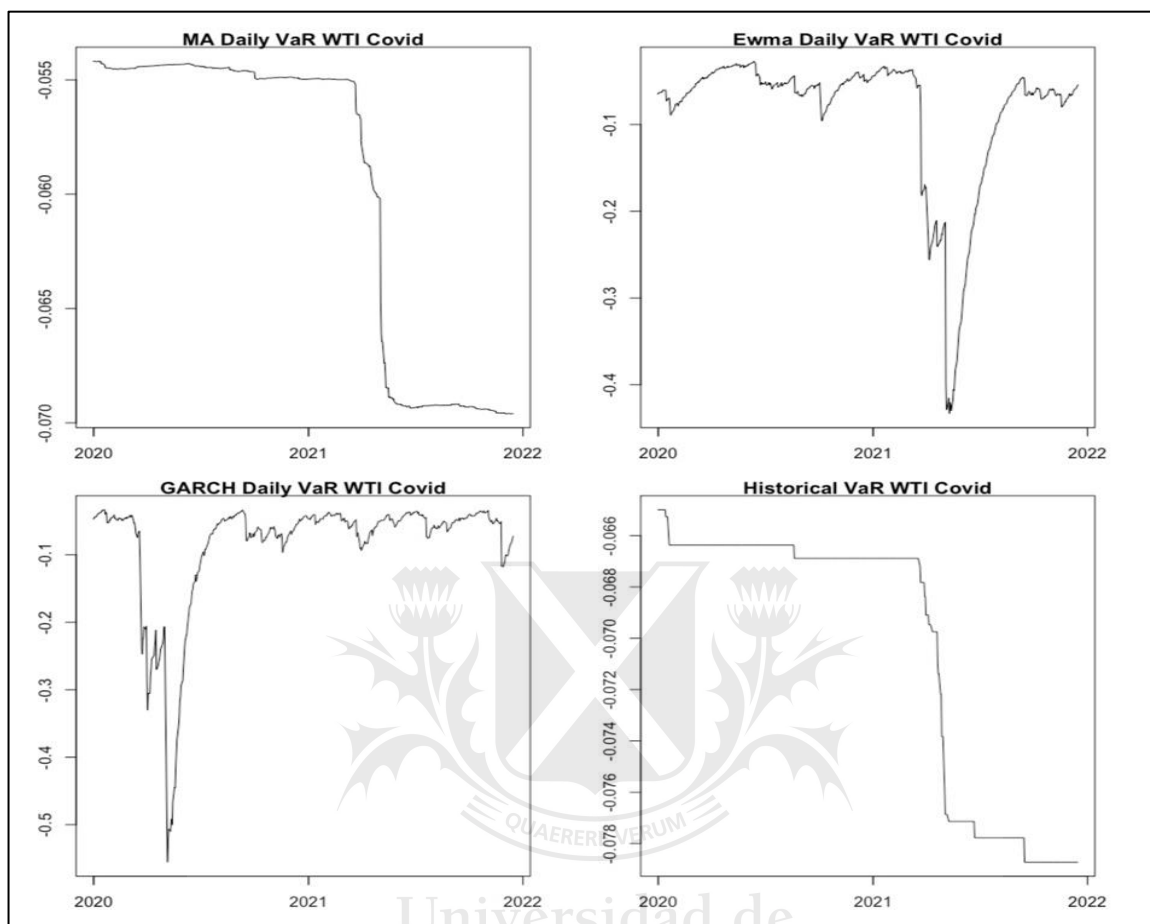
WTI - 2019		
Método	Ratio	Test Kupiec
MA	2,325581	No Rechaza
EWMA	2,325581	No Rechaza
GARCH	3,100775	Rechaza
Historical	1,162791	No Rechaza

Fuente: elaboración propia

Por último, realizamos la prueba de Kupiec que confirma lo observado anteriormente. Al no rechazar la hipótesis nula, implica que la frecuencia de las excepciones coincide con la teórica, es decir, estima correctamente. En contrapartida, el GARCH sí rechaza la hipótesis, se condice con el ratio observado anteriormente.

Para la ventana temporal que incluye el fenómeno socioeconómico COVID-19 en el producto WTI también analizamos el gráfico de VaR en función de las diferentes volatilidades. Para el MA, EWMA y simulación histórica podemos ver un pico a mediados de 2021. Sin embargo, sabemos que la peor parte de la pandemia fue en 2020, a causa de la incertidumbre que el mundo atravesaba. Si bien este análisis es totalmente observacional y no concluyente, cabe destacar que nos da un leve indicio de lo que los test que haremos a continuación, pueden arrojar.

Figura 11. Pronóstico VaR WTI – 2020/21



Fuente: elaboración propia

En los *violation ratio* observamos efectivamente que el mejor estimador es el GARCH al tener una ratio menor, seguido por la simulación histórica, luego por el MA y el que peor estima, EWMA. El GARCH es un modelo de estimación que, a diferencia de los demás, contempla los *shocks*. Es por esto que creemos que en un período de alta volatilidad, es el modelo elegido.

Tabla 6. Ratios de excepciones y Test Kupiec WTI – 2020/2021

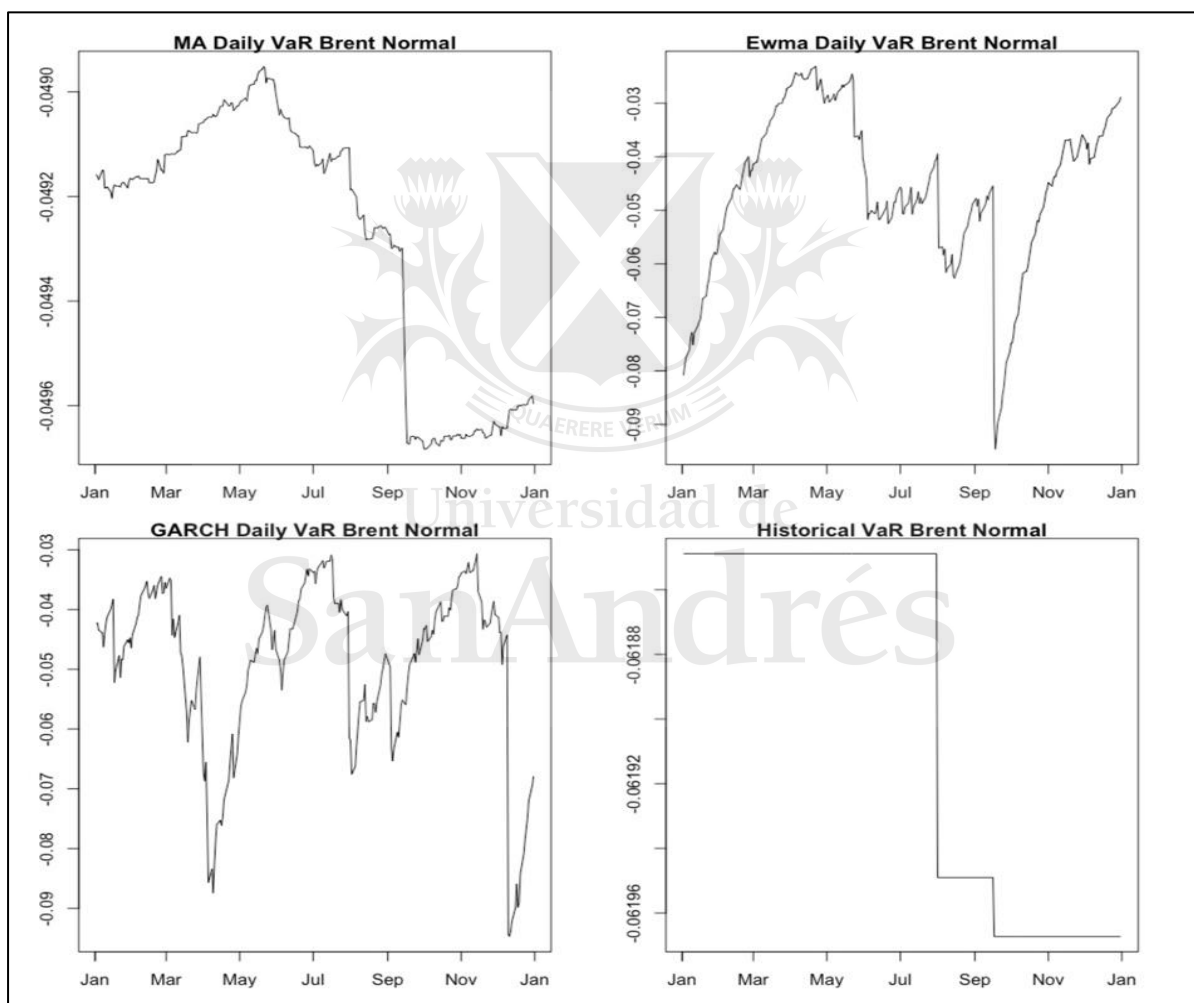
WTI – 2020/2021		
Método	Ratio	Test Kupiec
MA	4,536489	Rechaza
EWMA	4,930966	Rechaza
GARCH	2,169625	Rechaza
Historical	3,747535	Rechaza

Fuente: elaboración propia

Por otro lado, al observar los resultados de la prueba de Kupiec vemos que rechaza para todos los métodos. Esto es debido a que el período analizado es lo suficientemente extraordinario como para que ningún modelo estime correctamente.

Continuaremos con el siguiente producto, Brent, para ambas ventanas de estimación. En el período de 2019 observamos algo similar presentado en el WTI para el mismo año, ya que podemos ver una caída a partir de los últimos meses.

Figura 12. Pronóstico VaR Brent – 2019



Fuente: elaboración propia

Al calcular los ratios, podemos concluir que la simulación histórica es el que mejor estima, siendo muy pequeño el número a comparación con los demás y, el EWMA, el peor.

Esto se condice con los resultados de la prueba de Kupiec, en el que rechaza al EWMA al ser el que peor estima.

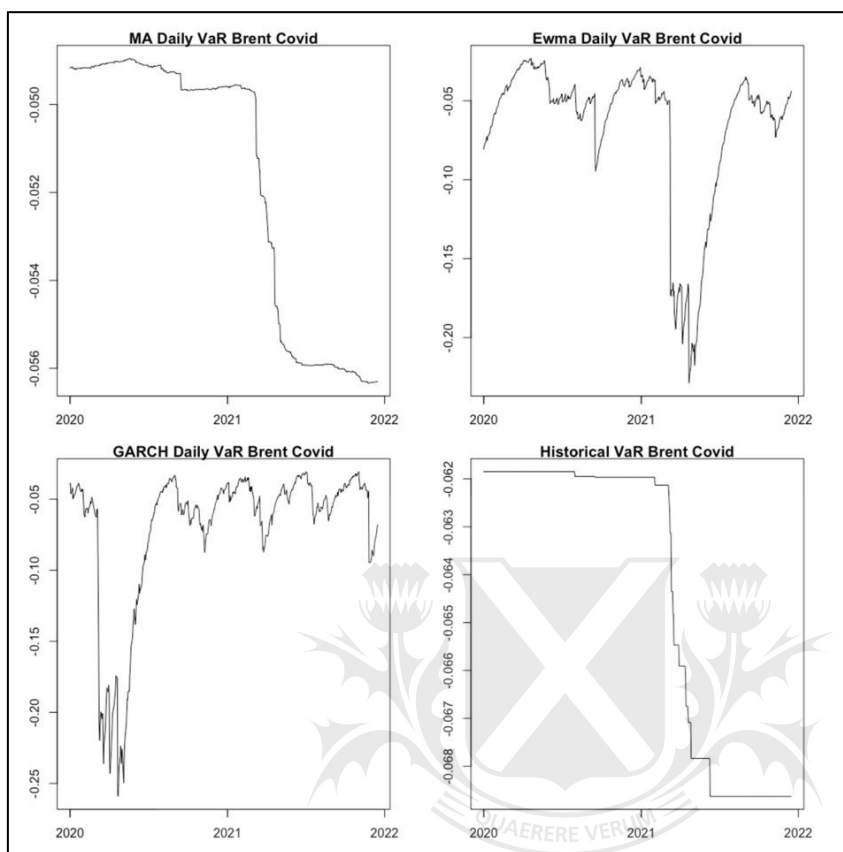
Tabla 7. Ratios de excepciones y Test Kupiec Brent - 2019

Brent – 2019		
Método	Ratio	Test Kupiec
MA	1,162791	No Rechaza
EWMA	3,100775	Rechaza
GARCH	2,325581	No Rechaza
Historical	0,775194	Rechaza

Fuente: elaboración propia

Por último, calculamos el VaR para Brent en los años que contemplan el COVID-19. Con respecto a los gráficos, observamos que, al igual que había sucedido para el WTI, el GARCH es el único modelo que pronostica una volatilidad mayor para mediados de 2020, por eso se observa un pico en el VaR. Por otro lado, en los otros tres modelos podemos ver una caída para mediados de 2021.

Figura 13. Pronóstico VaR Brent – 2020/21



Fuente: elaboración propia

Con respecto a los *violation ratios* podemos observar que el que mejor estima es el GARCH siendo el que tiene el menor ratio asociado. Sin embargo, su valor absoluto es bastante grande, por lo que la prueba de Kupiec concluye que ningún método se ajusta correctamente al período.

Tabla 8. Ratios de excepciones y Test Kupiec Brent – 2020/2021

Brent – 2020/21		
Método	Ratio	Test Kupiec
MA	4,33925	Rechaza
EWMA	5,91716	Rechaza
GARCH	2,169625	Rechaza
Historical	3,155819	Rechaza

Fuente: elaboración propia

9. Conclusiones y futuras líneas de investigación

En conclusión, durante el pronóstico de riesgo del año 2019 podemos observar que en ambos productos el modelo elegido por los *violation ratios* es la simulación histórica. Sin embargo, acorde al test de Kupiec para ambos productos se considera que no rechaza la hipótesis nula los modelos MA y simulación histórica, es decir, coinciden la frecuencia de las excepciones con la teórica. La diferencia está en los modelos GARCH y EWMA. Con respecto al período de COVID, si bien el test de Kupiec rechaza en todos los modelos, el GARCH es el elegido por los ratios. La época atravesada por este fenómeno socioeconómico contrajo mucha inestabilidad económica a nivel mundial que también se vio reflejado en los precios del petróleo. Estos shocks solo son contemplados por el modelo GARCH, es por esto que no pierde tanta precisión al estimarse.

Es importante todo este análisis para evaluar la exposición que se puede llegar a tener en determinados momentos cuando se obtienen *pricings* supeditados a otras variables. De esta manera, se puede analizar la pérdida potencial que se puede tener en determinado momento ante un error de estimación. Como vimos anteriormente, se puede apreciar que los modelos ajustan mejor en el año 2019, en donde no hubo eventos extremos, por lo cual habría que ser muy cuidadosos ante la presencia de estos, ya que en reiteradas ocasiones, el VaR pronosticado es superado por la pérdida del día respectivo. Es por esto que en períodos de alta volatilidad, se puede evaluar la decisión sobre el tipo de *pricing* para prevenir pérdidas.

Las líneas de investigaciones que pueden desprenderse de este trabajo son infinitas. Pero como sugerencia, consideramos que en momentos de alta volatilidad puede ser interesante analizar modelos de colas pesadas que, naturalmente, capturen mejor la volatilidad al contemplar eventos extraordinarios. Así, realizar un mejor pronóstico del VaR al tener menos excepciones, posiblemente aumentaría la precisión en la estimación.

A su vez, sería interesante analizar el *expected shortfall*. Esto nos ayudaría a poder cuantificar la máxima pérdida potencial a la que se puede alcanzar dentro del 1%, es decir, cuando no estamos en el 99% de nivel de confianza estimado por el VaR,

Bibliografía

- Akhtaruzzaman, M., Boubaker, S., Chiah, M. & Zhong, A. (2020). COVID-19 and oil price risk exposure. *Finance Research Letters* 42, 101882, 1-7.
- Aloui, C., & Mabrouk, S. (2010). Value-at-risk estimations of energy commodities Via long-memory, asymmetry and FAT-TAILED GARCH models. *Energy Policy*, 38(5), 2326-2339.
- Buchan, D. & Errington, C. (2020). *Commodities demystified: a guide to trading and the global supply chain*. Trafigura.
- David Cabedo, J., & Moya, I. (2003). Estimating oil price 'value at risk' using the historical simulation approach. *Energy Economics*, 25(3), 239-253.
- Giot, P., & Laurent, S. (2003). Market risk in commodity markets: A var approach. *Energy Economics*, 25(5), 435-457.
- Hammoudeh, S., Araújo Santos, P., & Al-Hassan, A. (2013). Downside risk management and var-based optimal portfolios for precious metals, oil and stocks. *The North American Journal of Economics and Finance*, 25, 318-334.
- Hung, J., Lee, M., & Liu, H. (2008). Estimation of Value-at-risk for energy commodities VIA FAT-TAILED GARCH models. *Energy Economics*, 30(3), 1173-1191.
- Pirrong, C. (2014). *The economics of commodity trading firms*. Houston: Trafigura.
- Prabheesh, K.P., Padhan, R. & Garg, B. (2020). COVID-19 and the Oil Price. Stock Market Nexus: Evidence From Net Oil-Importing Countries. *Energy Research Letters Vol. 1, Issue 2*, 1-6.
- Sadeghi, M., & Shavvalpour, S. (2006). Energy risk management and value at risk modeling. *Energy Policy*, 34(18), 3367-3373.