

DOCUMENTOS DE TRABAJO

Combinación de proyecciones para el precio del petróleo: Aplicación y evaluación de metodologías

Ercio Muñoz
Miguel Ricaurte
Mariel Siravegna

N.º 660 Enero 2012

BANCO CENTRAL DE CHILE



DOCUMENTOS DE TRABAJO

Combinación de proyecciones para el precio del petróleo: Aplicación y evaluación de metodologías

Ercio Muñoz
Miguel Ricaurte
Mariel Siravegna

N.º 660 Enero 2012

BANCO CENTRAL DE CHILE





BANCO CENTRAL DE CHILE

CENTRAL BANK OF CHILE

La serie Documentos de Trabajo es una publicación del Banco Central de Chile que divulga los trabajos de investigación económica realizados por profesionales de esta institución o encargados por ella a terceros. El objetivo de la serie es aportar al debate temas relevantes y presentar nuevos enfoques en el análisis de los mismos. La difusión de los Documentos de Trabajo sólo intenta facilitar el intercambio de ideas y dar a conocer investigaciones, con carácter preliminar, para su discusión y comentarios.

La publicación de los Documentos de Trabajo no está sujeta a la aprobación previa de los miembros del Consejo del Banco Central de Chile. Tanto el contenido de los Documentos de Trabajo como también los análisis y conclusiones que de ellos se deriven, son de exclusiva responsabilidad de su o sus autores y no reflejan necesariamente la opinión del Banco Central de Chile o de sus Consejeros.

The Working Papers series of the Central Bank of Chile disseminates economic research conducted by Central Bank staff or third parties under the sponsorship of the Bank. The purpose of the series is to contribute to the discussion of relevant issues and develop new analytical or empirical approaches in their analyses. The only aim of the Working Papers is to disseminate preliminary research for its discussion and comments.

Publication of Working Papers is not subject to previous approval by the members of the Board of the Central Bank. The views and conclusions presented in the papers are exclusively those of the author(s) and do not necessarily reflect the position of the Central Bank of Chile or of the Board members.

Documentos de Trabajo del Banco Central de Chile
Working Papers of the Central Bank of Chile
Agustinas 1180, Santiago, Chile
Teléfono: (56-2) 3882475; Fax: (56-2) 3882231

Documento de Trabajo
N° 660

Working Paper
N° 660

COMBINACIÓN DE PROYECCIONES PARA EL PRECIO DEL PETRÓLEO: APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE METODOLOGÍAS

Ercio Muñoz
Banco Central de Chile

Miguel Ricaurte
Banco Central de Chile

Mariel Siravegna
Banco Central de Chile

Resumen

Este trabajo lleva a cabo un exhaustivo ejercicio de evaluación fuera de muestra de proyecciones para el precio mensual del precio del petróleo entre 1992 y 2011. La idea es identificar aquella estrategia que resulte en las “mejores” proyecciones, en términos de errores promedio. Para ello, se prueba una serie de modelos econométricos así como los precios futuros del petróleo a distintos horizontes de proyección por separado, así como combinaciones de éstas. Se encuentra que a horizontes cortos (1 y 3 meses), modelos ARIMA resultan en menores errores de proyección, pero para horizontes más largos (6-24 meses), los precios futuros del petróleo dominan a otros modelos. Así mismo, se concluye que todos los modelos subestiman, en promedio, el precio del petróleo en el período de evaluación. La combinación de estos modelos sólo conduce a menores errores de proyección respecto del mejor modelo individual en una muestra restringida que termina en 2005. No obstante de ello, al tabular el número de veces que una estrategia resulta en el mayor error de proyección versus el resto de alternativas, la combinación de proyecciones nunca tiene el mayor error absoluto de proyección en todos los horizontes salvo a un mes. Estos resultados son robustos a la selección de la muestra de evaluación.

Abstract

This paper conducts an exhaustive out-of-sample forecasting evaluation exercise for the monthly price of crude oil between 1992 and 2011. The idea is to identify the forecasting strategy that results in the “best” forecasts in terms of mean forecasting error. To this end, a wide variety of econometric models as well as future prices are tested for different forecasting horizons in an individual manner, as well as combined. We find that for short horizons (1 and 3 months), an ARIMA specification results in smaller forecasting errors, but for longer horizons (6-24 months), future prices outperform other models. All models are found to underestimate the true price of oil, on average. The combination of these individual models only yields smaller forecasting errors when compared to the “best” individual strategy in a restricted sample ending in 2005. Nevertheless, when we tabulate the number of times one strategy yields the largest forecasting error compared to other alternatives, combinations of forecasts never yields the highest absolute error except one month ahead. These results are robust to the sample selection.

Agradecemos los comentarios de Sergio Lehmann, Victor Riquelme, Michael Pedersen y un árbitro anónimo. Todos los errores que perduran son de nuestra responsabilidad.

1. Introducción

El precio del petróleo, *commodity* cuyo rol es primordial en la cadena de producción, juega un rol indirecto, pero clave, en la determinación de los precios en las economías modernas. Éste afecta el costo de una amplia gama de insumos de producción, así como los precios de los combustibles fósiles, por lo cual su dinamismo afecta la inflación efectiva y, por ende, las perspectivas sobre su variación futura. En particular, Pincheira y García (2007) destacan que Chile es el país que presenta mayor respuesta inflacionaria ante un impacto en el precio del petróleo sobre diversas medidas de inflación en comparación a un grupo de nueve países industrializados. De ahí la importancia de contar con predicciones robustas y acertadas de su trayectoria futura, siendo esto clave para el diseño de políticas monetarias y fiscales.

En la última década, el precio del petróleo ha presentado importantes fluctuaciones causadas por la coyuntura internacional. Después de haberse cotizado en torno a US\$10 a finales de la década de los 90, en julio del 2008, el petróleo WTI cotizaba en US\$140 el barril. Sin embargo, la crisis financiera hizo que para diciembre del mismo año, el barril del WTI se negociara a US\$30. Tras ello, el precio promedio del crudo West Texas Intermedia (WTI) el año 2011 fue de US\$95. Es en este contexto, donde las acertadas proyecciones del precio de este *commodity* toman relevancia para los hacedores de políticas. Es decir, el beneficio de predecir con la máxima certeza posible la trayectoria del precio del petróleo permite a las autoridades no estar limitadas a ponderar distintos escenarios (evaluar riesgos asociados y los posibles cambios de los supuestos subyacentes) sino, flexibilidad a discreción para los diversos contextos (Baumeister & Kilian, 2011).

Es clave distinguir que existen dos enfoques distintos para las proyecciones de petróleo. El primero busca dar una explicación estructural de la evolución de largo plazo, empleando factores fundamentales como el desarrollo industrial de las naciones y el cambio en stock de reservas^{1/}. El segundo, tiene un objetivo más bien enfocado a proyecciones del precio a la luz de la coyuntura, distanciándose de las razones estructurales detrás de la evolución de largo plazo de los precios. Este documento se

^{1/} Existen varios trabajos que realizan este tipo de modelaciones, por ejemplo (López & Riquelme, 2010; Stefanski, 2011).

acerca más bien al segundo esfuerzo, aunque prueba una serie de estrategias de proyección que incluyen consideraciones más estructurales (y no sólo estadísticas), situándose entremedio de los dos enfoques de modelación.

Para proyecciones de “corto plazo”, es decir horizontes menores a unos pocos años, el predictor preferido del precio del petróleo son los futuros (contratos de compra/venta de un activo en una fecha posterior). No obstante de esto, ha existido un esfuerzo importante para contar con modelos de proyección estadística. En este trabajo se evalúa la capacidad predictiva de diversas metodologías, centrándose en la evolución del precio mensual del petróleo WTI para el período 1992-2011. Asimismo, se evalúa la combinación de distintas estrategias de proyección con el fin de identificar si hay mejoras en las proyecciones obtenidas.

El estudio selecciona las “mejores” especificaciones de modelos ARIMA, VAR, proyecciones con un índice de materias primas industriales; tipos de cambio y contratos futuros, según la raíz del error cuadrático medio y se los contrasta entre sí. Adicionalmente se realiza ejercicios de precisión mediante la combinación de las distintas especificaciones y la restricción de la muestra al período previo a 2005, cuando ocurre un quiebre estructural en el precio del petróleo.

Se encuentra que a horizontes cortos (1 y 3 meses), modelos ARIMA resultan en menores errores de proyección, pero para horizontes más largos (6-24 meses), los precios futuros del petróleo dominan a modelos. Así mismo, se concluye que todos los modelos subestiman, en promedio, el precio del petróleo en el período de evaluación. La combinación de estos modelos sólo conduce a menores errores de proyección respecto del mejor modelo individual en una muestra restringida que termina en 2005. No obstante de ello, al tabular el número de veces que una estrategia resulta en el mayor error de proyección versus el resto de alternativas, la combinación de proyecciones nunca tiene el mayor error absoluto de proyección en todos los horizontes salvo a un mes. Estos resultados son robustos a la selección de la muestra de evaluación.

El resto del trabajo se organiza de la siguiente manera. En la sección 2 se presentan las regularidades del comportamiento del precio del petróleo y se introduce los modelos y metodologías de proyección a evaluar. En la sección 3, se presenta la metodología de

combinación de proyecciones, mientras que en la sección 4 se presentan los resultados de los ejercicios antes descritos. En la sección 5 se efectúan ejercicios de robustez sobre los resultados anteriores. Por último, en la sección 6 se concluye.

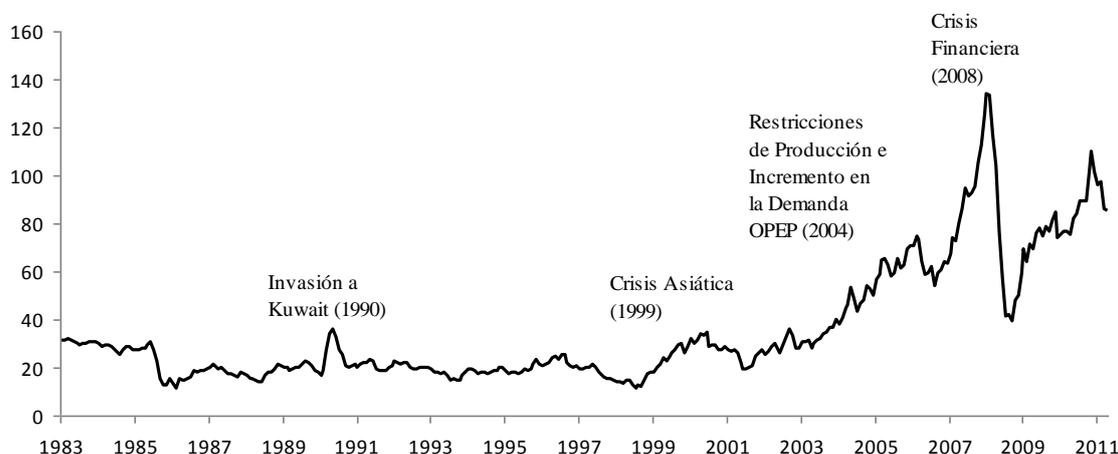
2. Regularidades de los Datos y Métodos de Proyección

Existen diversas visiones para explicar los movimientos del precio del petróleo, ya sea por el lado de la demanda o por el lado de la oferta. En particular, la teoría económica sugiere que un cambio estructural en el precio del petróleo viene dado por un cambio en sus fundamentales. Por el lado de la oferta, las consecuencias de una contracción de la misma (por ejemplo, el impacto de reducción de cuotas de producción por parte de la OPEP o la reciente “primavera árabe”) generan un incremento en el precio del petróleo, lo que puede reducir la actividad en general, además de tener un impacto en precios y costos de producción. Por otro lado, cuando incrementa la demanda, el precio del *commodity* aumenta, impactando también en los precios de los productos derivados de petróleo, como la energía, mientras que la actividad se mueve en la misma dirección que el precio del petróleo (Lippi y Nobili, 2008). Hay que destacar que estos autores argumentan, mediante una descomposición histórica de los últimos 30 años, que los *shocks* de demanda explican más de la mitad de las fluctuaciones del precio de este *commodity*.

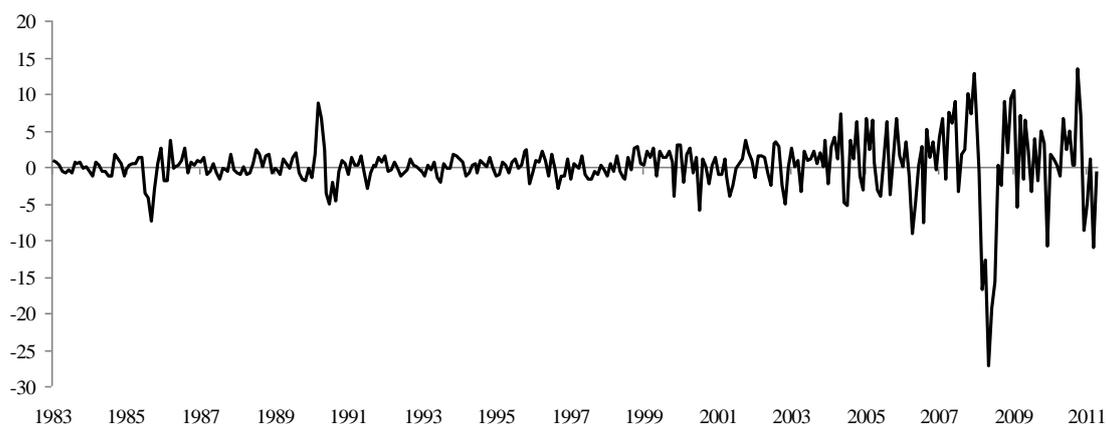
El impacto de distintos eventos se observa claramente en la evolución del precio del petróleo (gráfico 1a). Se evidencia que durante casi 20 años (entre 1983 y 1999), el precio del petróleo fluctuó en torno a una media de US\$30. Luego de ello, ha mostrado cambios marcados (presumiblemente quiebres estructurales), primero a finales de la década de 1990, luego en el año 2005, nuevamente en la crisis financiera internacional, después de ésta, y nuevamente a finales del año 2010. Lopez y Riquelme (2010) analizan este último episodio de auge, caída y recuperación del precio, presentando un modelo estructural que da cuenta de dichas fluctuaciones. Actualmente, a pesar del empeoramiento de las expectativas de crecimiento de corto plazo en las economías, el precio del WTI se encuentra por sobre su promedio histórico. Asimismo, se debe

destacar que la variación del petróleo WTI se ha encontrado contenida hasta mediados del 2003, fecha en que la volatilidad del precio aumentó, como muestra el grafico 1b.

Gráfico 1
(a) Precio del Petróleo 1983-2011



(b) Variaciones Mensuales del Precio del Petróleo (US\$)



Fuente: Bloomberg

Con el fin de confirmar la hipótesis de presencia de quiebres estructurales, se realiza la prueba de (Zivot & Andrews, 1992), la cual tiene como hipótesis nula la existencia de raíz unitaria y como hipótesis alternativa la estacionariedad junto a un solo cambio estructural en una fecha estimada endógenamente. En el contraste se incluye un máximo de 100 rezagos, dada la recomendación de incluir al menos una cuarta parte de las observaciones muestrales. Este contraste analiza la presencia de un cambio estructural de la serie en cada una de las observaciones, creando variables discretas para cada período. Se usan tres especificaciones, la primera busca un cambio de intercepto, la segunda permite sólo cambios de tendencia y finalmente la posibilidad de cambios en

ambos. La hipótesis nula corresponde a que la serie tiene raíz unitaria y no hay ningún quiebre estructural, mientras que la hipótesis alternativa, descarta la presencia de raíz unitaria y propone un quiebre estructural en algún punto de la serie de tiempo. Para la serie de precio del petróleo, la prueba entrega los resultados reportados en la Tabla 1.

Tabla 1: Contraste de Zivot y Andrews

Ubicación quiebre	Estadístico t	Prob.	Fecha del quiebre	Rezagos escogidos
Intercepto	-4.76	0.00	Ene-2005	6
Tendencia	-4.70	0.00	Jun-1999	6
Ambos	-4.87	0.00	Ene-2005	6

Fuente: Cálculos propios.

Se debe notar que el contraste de Zivot y Andrews no identifica un quiebre en julio de 2008, fecha en que pareciera haber ocurrido uno. Esto se puede deber a que en esa fecha, la cantidad de observaciones en la cola es pequeña, afectando el poder predictivo del contraste. Por ello, se realiza un contraste de Chow para quiebre estructural en julio de 2008. La prueba se realiza modelando la serie con una especificación ARIMA con y sin tendencia e intercepto. Los resultados de esta prueba reportados en la Tabla 2, muestran la existencia de un quiebre estructural en dicha fecha para distintas especificaciones.

Tabla 2: Contraste de Chow

Modelo ^{2/}	Estadístico F	Prob.
AR(6)	3.02	0.00
AR(6) con intercepto	2.95	0.00
AR(6) con intercepto y tendencia	6.05	0.00

Fuente: Cálculos propios.

Tanto las series en niveles como en variaciones muestran un comportamiento complejo del precio del petróleo, el cual dificulta la proyección de esta variable. Es por eso que existe una amplia gama de métodos o modelos que intentan proyectar el precio nominal del petróleo^{3/}, aunque diversos ejercicios muestran que muchos de éstos no tienen una precisión superior a los contratos de futuros, los cuales son ampliamente usados por instituciones como el FMI (WEO, 2007) o BCE (Svensson, 2005). Usando como principal *benchmark* la precisión de los contratos futuros, a continuación se presenta

^{2/} Se escoge el orden del modelo autoregresivo mediante el contraste de información Akaike.

^{3/} En (Alquist et al., 2011) se discute extensamente razones para emplear el precio nominal por sobre el real.

una gama de modelos y métodos para proyectar el precio nominal del petróleo. Estos son clasificados en dos tipos dependiendo de la incorporación de herramientas estadístico/econométricas utilizadas.

a) Métodos de proyección econométricos o estadísticos

El primer método estadístico para proyectar corresponde a modelos de series de tiempo univariados ARIMA, con distintas especificaciones, los que son estimados mediante regresiones recursivas. Basado en los criterios de información se escoge una especificación de modelo ARIMA.

Como segunda opción, basado en (Kilian & Murphy, 2010), se estima recursivamente un modelo VAR(3)^{4/} no restringido para proyectar el precio del petróleo. La especificación contiene cuatro variables: 1) el cambio porcentual de la producción global de crudo obtenida desde el *Monthly Energy Review* del *Energy Information Administration* (EIA); 2) la desviación porcentual de la actividad global real sobre su tendencia (usando un filtro Hodrick Prescott) aproximado mediante el índice marítimo de carga a granel de materias primas “*Baltic exchange dry*”, el cual ha sido ampliamente usado en la literatura para reflejar la evolución de la economía global; 3) el cambio en inventarios globales de crudo usando como *proxy* los inventarios de Estados Unidos escalados por el ratio de stock de petróleo de países de la OECD sobre Estados Unidos, con data disponible en EIA; y 4) logaritmo del precio del petróleo WTI deflactado por el IPC de Estados Unidos. Kilian & Murphy (2010), encuentran que esta especificación VAR genera proyecciones que superan el desempeño de los contratos futuros, hipótesis que se pone a prueba en este ejercicio.

El conjunto de modelos econométricos es estimado mediante regresiones recursivas, se prefiere este método por sobre uno con muestra móvil para aprovechar al máximo la muestra en la ventana de estimación.

b) Métodos de proyección no econométricos

El método no econométrico más usual corresponde a proyectar el precio del petróleo mediante la diferencia entre su precio spot y el precio de los contratos futuros. Existen

^{4/} La proyección mediante este modelo se realiza de forma *pseudo* fuera de muestra ya que se proyecta un precio real, el cual se lleva a precio nominal con la serie de IPC efectiva.

cuatro maneras diferentes de realizar proyecciones mediante la utilización de futuros, siguiendo a (Alquist, Kilian, & Vigfusson, 2011), las que se enlistan a continuación. En cada expresión, P_t es el precio spot, $\hat{P}_{t+h/t}$ es la proyección para el período $t+h$ realizada en el período t , y F_t^h es el futuro en el período t para el período $t+h$:

1. $\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \ln(F_t^h / P_t))$, bajo el supuesto de intercepto igual a cero;
2. $\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \hat{\alpha} + \ln(F_t^h / P_t))$, sin asumir intercepto igual a cero;
3. $\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \hat{\beta} \ln(F_t^h / P_t))$, relajando la restricción de proporcionalidad;
4. $\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \hat{\alpha} + \hat{\beta} \ln(F_t^h / P_t))$, relajando las restricciones de proporcionalidad e insesgadez.

Otra forma de realizar una proyección, es basarse en la información extraída en tiempo real de los precios de otras materias primas distintas al petróleo. El método se plantea como el siguiente (Alquist et al., 2011; Baumeister, 2011):

$$\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \pi_t^{h,mpi} - \pi_t^h),$$

donde $\pi_t^{h,mpi}$ corresponde al cambio porcentual del índice *Commodity Research Bureau* (CRB) de los precios de materias primas industriales (sin petróleo) sobre los h meses anteriores y π_t^h el respectivo cambio en el precio del petróleo. Adicionalmente, se puede construir el precio futuro como (Alquist et al., 2011):

$$\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \pi_t^{mpi})^h,$$

$$\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \pi_t^{h,mpi}),$$

Así, existen tres maneras de calcular o proyectar el precio del petróleo utilizando el índice CRB. Una crítica a este método es que una limitación obvia es que es esperable que no tenga un buen desempeño cuando el precio del petróleo es conducido por factores (e.g, geopolíticos) distintos de aquellos que rigen a otras materias primas (Baumeister, 2011).

Finalmente, existe otra forma alternativa de proyección documentada en (Alquist et al., 2011; Chen, Rogoff, y Rossi, 2010), la cual se basa en el uso de cambios porcentuales del tipo de cambio nominal bilateral del dólar para algunas economías exportadoras de *commodities* como Canadá, Australia y Sudáfrica. La idea detrás de este supuesto es que los tipos de cambios *spot* contienen información sobre el crecimiento futuro del país, lo

que a su vez es función del precio futuro de los *commodities* exportados. Para ello pueden usarse las siguientes dos especificaciones alternativas:

$$\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \Delta e_t^i)^h,$$

$$\hat{P}_{t+h/t} = P_t(1 + \Delta e_{t,h}^i),$$

donde e_t^i es el tipo de cambio del país i . En este trabajo, al momento de replicar esta última metodología, se utilizó el promedio de los distintos resultados obtenidos con los diferentes tipos de cambio nominal.

3. Combinación de Proyecciones

Si bien distintas estrategias de proyección tienen virtudes particulares, la literatura reconoce que puede haber ventajas de combinar distintas proyecciones de una misma serie. La idea detrás de esta metodología es que una especificación o método de proyección puede no ser el más apropiado siempre, por lo que una combinación de distintas especificaciones puede resultar en una mayor capacidad predictiva. Otro argumento a favor de la combinación de proyecciones es que el uso de esta estrategia, raramente tiene un mal desempeño fuera de muestra aún cuando no sea la proyección más precisa y por lo tanto, desde una perspectiva de “riesgo” representa una elección segura (Aiolfi, Capistrán, & Timmermann, 2010).

La idea de combinar proyecciones tiene como supuesto implícito la incapacidad de identificar el proceso generador de datos subyacente de cada estrategia de manera individual, pero que mediante diferentes modelos se pueden capturar diversos aspectos de la información disponible para predecir (Clemen, 1989). La combinación de proyecciones se motiva principalmente por los argumentos de diversificación de portafolio con el objetivo de minimizar el riesgo de elección (Aiolfi et al., 2010). Por otra parte, distintos métodos de proyección responden de manera disímil ante eventos estadísticos, como por ejemplo quiebres estructurales o aumentos en la volatilidad del proceso generador de los datos, por lo que combinarlos permitiría aprovechar las ventajas de los modelos casos como los reportados.

La combinación de proyecciones ha dado un resultado robusto en la literatura: combinar múltiples proyecciones resulta en un incremento en la precisión de la proyección. Este ha sido el resultado tanto si la proyección es basada en el juicio, estadística, econométrica o una extrapolación. Más aún, en muchos casos se puede lograr una importante mejora mediante promedios simples (Clemen, 1989). A pesar de ello, es necesario distinguir que cuando las proyecciones son realizadas mediante modelos econométricos basados en un mismo conjunto de información, es probable que la combinación de estas no sea adecuada (Clements & Hendry, 1998).

Para computar una proyección de \hat{p}_{tc} para el período t mediante la combinación de n proyecciones, \hat{p}_{it} se efectúa de la siguiente manera:

$$\hat{p}_{tc} = \sum_{i=1}^n w_{it} \hat{p}_{it}$$

donde los ponderadores w_{it} , que se determinan mediante diferentes metodologías, pueden variar en el tiempo^{5/}. Esta flexibilidad permite acomodar por el hecho que un modelo considerado puede ser bueno para proyectar en ciertas situaciones o ventanas de tiempo, y no así en otras. Asimismo, las estrategias de decisión de personas y/o firmas puede cambiar en el tiempo y ciertas técnicas de proyección pueden ser vulnerables a estos acontecimientos (Diebold, 2007).

El ejercicio empírico de combinación que se realiza en este trabajo, consiste en el uso de las proyecciones presentadas en la sección 2 (seleccionadas mediante los criterios de información), definiéndose ponderadores de las siguientes formas:

a) Ponderadores Iguales

Esta forma corresponde a un promedio aritmético simple de las proyecciones, por lo que los ponderadores para distintos métodos son forzados a ser iguales entre sí. Este método elimina la variación causada por el muestreo a costa de la posibilidad de agregar sesgo, siempre que al menos uno de los métodos no sea insesgado. Cuando el beneficio de imponer la igualdad excede el costo se presenta una mejora en la precisión (Diebold, 2007).

^{5/} Excepto para el caso de ponderadores iguales.

b) Método basado en Regresión

Esta metodología consiste en estimar los parámetros de combinación mediante una regresión MCO sobre la siguiente ecuación, en que se restringe que los ponderadores w_{it} sumen 1 y se excluye la constante (Clements & Hendry, 1998):

$$\hat{p}_{t+h} = \sum_{i=1}^n w_{it} \hat{p}_{it} + \varepsilon_{it}; \sum_{i=1}^n w_{it} = 1$$

Como alternativa, existe la siguiente especificación aunque sin la restricción sobre la suma de los ponderadores:

$$\hat{p}_{t+h} = \sum_{i=1}^n w_{it} \hat{p}_{it} + \varepsilon_{it}$$

Dada las dos opciones, es preferible no forzar que los ponderadores sumen la unidad ni excluir el intercepto, ya que este facilita la corrección de algún sesgo y permite que proyecciones sesgadas sean combinadas (Diebold 2007; Granger y Ramanathan 1984).

De esta forma se propone la siguiente especificación:

$$\hat{p}_{t+h} = \hat{\alpha} + \sum_{i=1}^n w_{it} \hat{p}_{it} + \varepsilon_{it}$$

Por último, resulta interesante permitir la correlación serial en combinación a través de regresiones, por dos razones. En primer lugar, aún en las mejores condiciones es conveniente permitir la correlación serial usual inducida por traslape cuando se proyecta más de un mes hacia adelante. Esto sugiere tratar el error en la combinación como ruido blanco. Se podría permitir correlación serial $MA(h-1)$.

$$\hat{p}_{t+h} = \hat{\alpha} + \sum_{i=1}^n w_{it} \hat{p}_{it} + \varepsilon_{t+h,t}$$

$$\varepsilon_{t+h,t} \sim MA(h-1)$$

La segunda razón se basa en que la estructura de error $MA(h-1)$ está asociada con proyecciones que son óptimas con respecto a sus conjuntos de información, lo cual no está garantizado en la práctica. Esto significa que, aunque las proyecciones individuales estuviesen diseñadas para capturar la dinámica de una serie, no existe garantía que lo logre. Por lo tanto, al combinar las proyecciones mediante regresiones es importante permitir errores serialmente correlacionados o variables dependientes rezagadas para capturar alguna dinámica no capturada por las proyecciones individuales. Una combinación adecuada mediante el método de regresión entonces sería con errores

ARMA(p,q), donde p y q se escogen usando criterios de información en conjunto con otros contrastes (Diebold, 2007).

c) *Shrinkage*

Este método parte de la premisa que los valores estimados de la matriz de covarianzas contienen error de muestreo. Por lo que este error puede ser reducido disminuyendo la dependencia de los ponderadores sobre este error. Para ello, se toma la combinación mediante ponderadores iguales y la proveniente del método de regresión para crear una nueva proyección ponderada con factores γ y $(1-\gamma)$, respectivamente, escogidas por el investigador.

d) Métodos no Lineales

Salvo por consideraciones computacionales, no existe razón de peso para forzar linealidad en la regresión para determinar los ponderadores para las distintas proyecciones. Una especificación alternativa puede ser capturar desviaciones cuadráticas de la linealidad (Diebold, 2007):

$$\hat{p}_{t+h} = \hat{\alpha} + \sum_{i=1}^n w_{ii} \hat{p}_{it} + \sum_{i=1}^n w_{iii} \hat{p}_{it}^2 + \varepsilon_{t+h,t}$$

con $i \neq j$.

e) *Trimming*

Este método corresponde a eliminar las proyecciones con los peores desempeños antes de realizar la combinación. Se entiende que el promedio simple puede ser fácilmente distorsionado por valores extremos, por lo que se procede a excluir aquellas metodologías que resultan con mayores errores de proyección. Los modelos seleccionados luego son ponderados mediante ponderadores iguales.

4. Resultados

Para evaluar la capacidad predictiva sobre el precio promedio mensual del petróleo WTI extraído desde Bloomberg, mediante proyecciones *pseudo* fuera de muestra, se utilizan criterios de precisión y eficiencia. Respecto a lo primero, se usan las medidas de Raíz

del Error Cuadrático Medio (RECM) y Media del Error Absoluto de Proyección (MEAP), mientras que para la segunda característica se utiliza la medida de Sesgo. Ambas se describen a continuación.

a) Precisión

La principal medida de precisión es la raíz del error cuadrático medio, que se define como:

$$RECM = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(p_i - \hat{p}_i)^2}{n}}$$

Donde p corresponde al precio efectivo en un horizonte dado y \hat{p}_i es su proyección al mismo horizonte. Para ello se divide la muestra de T observaciones en 2 partes, una es la ventana de estimación correspondiente a $T-n$, mientras que la otra es la ventana de proyección de tamaño n . Mediante un proceso de estimación recursiva^{6/}, se estiman los coeficientes de la primera ventana de datos, es decir información hasta $T-n$ y se proyectan los valores desde $T-n+1$ hasta $T-n+8$. Luego se amplía la ventana de estimación en un dato hasta $T-n+1$ para recalcular los coeficientes y proyectar $T-n+2$ hasta $T-n+9$. Este proceso se repite hasta que la ventana de estimación llega a $T-n+n$.

Una medida alternativa de precisión de las proyecciones corresponde a la media del error absoluto de proyección, cuya diferencia radica en que penaliza los errores grandes de una forma menor que el RECM, y se define de la siguiente manera:

$$MEAP = \sum_{i=1}^n \left(\frac{|p_i - \hat{p}_i|}{n} \right)$$

b) Eficiencia

La tercera medida de habilidad predictiva es el sesgo, el cual corresponde al error de proyección (valor efectivo menos valor proyectado) promedio. Esta medida está relacionada con la eficiencia de la proyección y se define de la siguiente forma:

^{6/} El método de estimación Recursivo agrega una observación en la ventana de estimación para cada período adicional a proyectar. Por ejemplo, si la primera proyección se basa en R observaciones, entonces la segunda proyección es en base a $R+1$ observaciones, etc. En contraste, el método de ventanas móviles o *rolling OLS* preserva el tamaño de la ventana de estimación original, de forma que si la primera proyección usa desde 1 a R observaciones, la segunda se basa en las observaciones desde la 2 a la $R+1$ y así sucesivamente (Rogoff & Stavrakeva, 2008).

$$SESGO = \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_i - \hat{p}_i}{n} \right)$$

Las tablas 3 a 5 muestran los RECM, MEAP y sesgo para las proyecciones de WTI a distintos horizontes, partiendo desde 1988 para todos los horizontes excepto a 24 meses, donde se inician las proyecciones en 1993. La especificación de cada método fue seleccionada usando como criterio el menor error cuadrático medio en horizontes largos (12 y 24 meses adelante).

Analizando horizonte por horizonte, encontramos que los modelos presentan diferentes niveles de RECM que los convierten en los mejores modelos de proyección para ese horizonte condicional al cálculo del método (tabla 3; “mejores” destacados en negrita). En particular, a uno mes y tres meses, el modelo autoregresivo muestra el menor RECM mientras que los futuros son mejores para horizontes de 6, 12 y 24 meses. Mediante el RECM se descarta la utilización de los modelos de proyección empleando el índice CRB, vector autoregresivo de tercer orden y la metodología basada en el tipo de cambio de los principales países exportadores.

**Tabla 3: Métodos Individuales (RECM)
(Valores en dólares/barril)**

Método o Modelo	1 mes adelante	3 meses adelante	6 meses adelante	12 meses adelante	24 meses adelante
Futuro	4.13	9.24	14.04	15.93	18.86
Índice CRB (2)	4.98	9.35	14.92	16.73	19.21
ARIMA	3.90	9.02	14.16	17.24	21.60
VAR(3)	5.37	9.56	14.87	18.68	23.54
Tipo de Cambio	4.20	9.30	15.04	17.12	20.50

Fuente: Cálculos propios.

La tabla 4 presenta resultados cualitativamente consistentes con lo anterior. Se distingue que en la proyección a 3 meses, el modelo univariado es superado marginalmente por los futuros, los modelos con el índice CBR y el modelo con tipo de cambio.

Si bien para construir las dos medidas anteriores es indiferente si sustrae el valor proyectado del efectivo, o viceversa, para estimar el sesgo este cálculo no es trivial. Específicamente, se define el error como el valor efectivo menos el proyectado, de

modo que si el error es positivo quiere decir que el modelo econométrico subestima el valor del precio del petróleo, mientras que si es negativo, lo sobreestima. La tabla 5 muestra que todos los modelos de proyección seleccionados, en promedio, subestiman el precio del petróleo. No obstante de lo anterior, este sesgo no es estadísticamente distinto de cero a un mes, excepto para el modelo ARIMA al 10% y hacia 3 meses en todos los casos salvo para los modelo VAR y ARIMA. De lo anterior se destaca que si bien los futuros serían los más eficientes en proyectar a horizontes largos, también presentan un sesgo estadísticamente distinto de cero.

**Tabla 4: Métodos Individuales (Error Absoluto Medio)
(Valores en dólares/barril)**

Método o Modelo	1 mes adelante	3 meses adelante	6 meses adelante	12 meses adelante	24 meses adelante
Futuro	2.50	5.04	7.59	9.53	13.15
Índice CRB (2)	2.85	5.16	7.72	9.79	13.41
ARIMA	2.50	5.23	8.11	10.71	14.71
VAR(12)	2.82	5.78	8.91	12.07	15.78
Tipo de Cambio	2.54	5.18	7.94	10.14	13.96

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 5: Sesgo de Métodos Individuales

Método o Modelo	1 mes adelante	3 meses adelante	6 meses adelante	12 meses adelante	24 meses adelante
Futuro	0.23	0.63	1.61**	3.51***	7.79***
Índice CRB (2)	0.37	0.75	1.61**	2.88***	6.60***
ARIMA	0.45*	1.65***	3.33***	5.58***	10.56***
VAR(12)	0.32	1.66***	3.63***	3.63***	10.91***
Tipo de Cambio	0.18	0.57	1.24	2.45**	5.23***

***significativamente distinto de cero al 1%; ** al 5%; * al 10%

Fuente: Cálculos propios.

En la tabla 6 se reporta los resultados del contraste de Diebold y Mariano que permite identificar la significancia estadística de la diferencia en el error de proyección entre los modelos con menor error *vis a vis* especificaciones alternativas^{7/}. Se encuentra que los modelos basados en el índice CRB, el modelo VAR y el basado en tipos de cambio presentan errores mayores al “mejor” modelo para las proyecciones a 1, 3 y 6 meses, respectivamente. Para los horizontes 12 y 24 meses adelante se encuentra diferencias

^{7/} Se reportan los contrastes entre el modelo con mayor precisión (menor RECM) en cada horizonte versus los métodos alternativos.

significativas en los errores de proyección para los modelos ARIMA, VAR(3) y método basado en tipos de cambio, mientras que entre el método del índice CRB no presenta diferencias estadísticamente significativas frente a la proyección mediante futuros.

Tabla 6: Contraste de Diebold y Mariano^{8/}

Meses	Método	Futuro	Índice CRB	ARIMA	VAR(3)	T. de Cambio
1	ARIMA	-1.87 (0.15)	-9.58 (0.01)		-13.60 (0.19)	-2.41 (0.18)
3	ARIMA	-4.10 (0.49)	-6.07 (0.27)		-10.00 (0.00)	-5.17 (0.42)
6	Futuro		-5.42 (0.26)	-3.43 (0.78)	-23.97 (0.25)	-29.04 (0.01)
12	Futuro		-26.16 (0.18)	-43.52 (0.00)	-95.03 (0.00)	-39.11 (0.00)
24	Futuro		-13.29 (0.59)	-110.83 (0.00)	-198.36 (0.00)	-64.61 (0.01)

Valores in paréntesis: significancia estadística.

Fuente: Cálculos propios.

La tabla 7, por su parte, muestra los RECM para distintas combinaciones de los modelos de proyección seleccionados. Comparadas con la RECM de modelos individuales, en varios casos la combinación resulta en menores errores, excepto a un horizonte de proyección de 12 meses. Para las diversas metodologías el *shrinkage* y *trimming* son los que muestran menor error. La metodología de evaluación de error absoluto medio, cuyos resultados son comparables a los de la RECM, se muestra en la tabla 8.

Tabla 7: Combinación de Proyecciones (RECM)^{9/}

Petróleo	Método	1 mes adelante	3 meses adelante	6 meses adelante	12 meses adelante	24 meses adelante
WTI	Mínimo individual	4.41	9.91	15.21	17.31	21.20
WTI	Ponderadores iguales	4.41	9.81	15.42	18.15	22.48
WTI	Regresión s/cte	4.18	10.78	16.45	20.69	25.35
WTI	Regresión c/cte	4.17	11.17	18.20	23.15	61.41
WTI	Regresión s/cte y suma $w_i=1$	4.11	10.67	16.27	19.50	21.99
WTI	Regresión c/cte y autocorrelación	4.16	10.80	17.38	26.16	49.61
WTI	<i>Shrinkage</i> (1) y (4)	4.05	9.87	15.57	19.08	21.17
WTI	No-Lineal	5.50	14.08	24.56	33.99	262.24
WTI	Trimming	4.24	9.69	15.14	17.75	21.90

Fuente: Cálculos propios.

^{8/} La hipótesis nula corresponde a que no existe diferencia en términos de la función de pérdida cuadrática entre los errores de proyección de los dos modelos. La hipótesis nula dice que el modelo con mayor error medio tiene errores al menos tan grandes como los del “mejor” modelo.

^{9/} La ventana de evaluación para horizontes de 1 a 12 meses es ene-92 a sep-2011 y para el de 24 meses adelante es ene-1997 a sep-2011.

Tabla 8: Combinación de Proyecciones (Error Absoluto Medio)

Petróleo	Método	1 mes adelante	3 meses adelante	6 meses adelante	12 meses adelante	24 meses adelante
WTI	Minímo individual	2.70	5.40	8.32	10.71	15.99
WTI	Ponderadores iguales	2.75	5.61	8.66	11.34	16.52
WTI	Regresión s/cte	2.69	5.87	9.12	12.45	19.67
WTI	Regresión c/cte	2.71	5.94	9.64	13.84	34.29
WTI	Regresión c/cte y suma wi=1	2.68	5.88	9.08	11.82	16.93
WTI	Regresión c/cte y autocorrelación	2.72	5.97	9.10	14.17	23.51
WTI	<i>Shrinkage</i>	2.65	5.62	8.62	11.63	16.33
WTI	No-Lineal	3.04	7.42	13.36	17.68	107.47
WTI	Trimming	2.67	5.49	8.54	11.22	16.50

Fuente: Cálculos propios.

Los sesgos para el caso de combinación de proyecciones no son estadísticamente distintos de cero para uno y tres meses (excepto 2 casos al 10%), pero son positivos para 6, 12 y 24 meses en varios casos, en promedio (tabla 9). Sin embargo, mediante el método de combinación a través de una regresión permitiendo autocorrelación se logra una disminución en el sesgo en todos los horizontes.

Tabla 9: Sesgo de Combinación de Proyecciones

Petróleo	Método	1 mes adelante	3 meses adelante	6 meses adelante	12 meses adelante	24 meses adelante
WTI	Menor Sesgo Individual	0.22	0.61	1.47*	2.86***	7.01***
WTI	Ponderadores iguales	0.37	1.20*	2.60***	4.71***	10.85***
WTI	Regresión s/cte	-0.03	-0.09	-0.48	0.86	6.91***
WTI	Regresión c/cte	-0.07	0.03	0.03	1.26	-10.60**
WTI	Regresión c/cte y suma wi=1	0.18	0.78	1.33	2.90**	10.59***
WTI	Regresión c/cte y autocorrelación	-0.07	0.78	1.04	3.12*	-0.04
WTI	<i>Shrinkage</i>	0.22	1.16*	2.34**	3.26***	10.70***
WTI	No-Lineal	-0.19	0.04	1.46	-3.19	-86.72***
WTI	Trimming	0.39	1.25*	2.73***	5.10***	10.72***

***significativamente distinto de cero al 1%; ** al 5%; * al 10%

Fuente: Cálculos propios.

Finalmente, al realizar el contraste de Diebold y Mariano para detectar diferencias estadísticas en la habilidad predictiva entre la mejor combinación y el mejor método individual, no se encuentran diferencias significativas a ningún horizonte (tabla 10).

Tabla 10: Contraste de Diebold y Mariano entre Combinación y “Mejor” Método Individual

Horizonte	1	3	6	12	24
DM	3.10	0.91	-6.31	-15.66	1.27
(prob.)	0.24	0.77	0.41	0.14	0.95

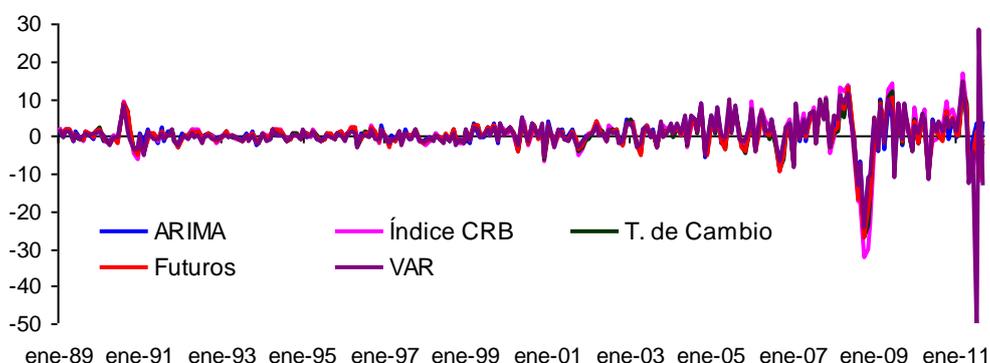
Fuente: Cálculos propios.

5. Robustez

En esta sección se realiza ejercicios de robustez para los resultados discutidos antes. Estos ejercicios están motivados por el hecho que una inspección visual de los errores devela un alza en los errores de proyección hacia el final de la muestra (gráfico 2), lo cual podría ser generado por un quiebre estructural en la serie de precio nominal del petróleo, como los reportados en la sección 2. Por ello, primero se analiza el efecto que tienen los quiebres estructurales en la evaluación de proyecciones y luego se calcula otras métricas de comparación de desempeño de modelos.

Considerando el primer quiebre estructural encontrado en enero 2005, se realiza una evaluación de robustez en el período previo al quiebre. La tabla 11 resume los resultados, destacando principalmente que para proyecciones 6 meses adelante o más se logra una reducción del error cuadrático medio mediante combinación de proyecciones respecto del “mejor” modelo individual. La tabla 12 entrega el contraste de Diebold y Mariano entre la proyección mediante futuros y la combinación más precisa, para los horizontes donde la combinación obtiene menor error cuadrático medio el contraste encuentra diferencias estadísticamente significativas que apoyan el uso de la combinación, mientras que para los dos primeros horizontes no existen diferencias estadísticamente significativas entre la combinación y el método individual.

Gráfico 2: Errores de Proyección (Métodos Individuales)



Fuente: Cálculos propios.

Tabla 11: Desempeño previo al quiebre estructural (Ene-1992 Ene-2005)

Petróleo	Método	1 mes adelante	3 meses adelante	6 meses adelante	12 meses adelante	24 meses adelante
WTI	Método de Futuros	1.89	3.38	5.09	7.27	10.19
WTI	Ponderadores iguales	1.92	3.38	4.84	6.67	9.20
WTI	Regresión s/cte	1.93	3.89	5.84	7.33	13.95
WTI	Regresión c/cte	1.98	4.04	6.17	8.09	16.08
WTI	Regresión s/cte y suma $w_i=1$	1.93	3.88	5.67	7.15	14.03
WTI	Regresión c/cte y autocorrelación	1.99	3.69	5.34	7.13	9.67
WTI	<i>Shrinkage (1) y (4)</i>	1.91	3.41	4.91	6.97	11.19
WTI	No-Lineal	2.22	4.52	6.42	6.97	20.50

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 12: Contraste de Diebold y Mariano entre Futuros y Combinación con ponderadores iguales

Horizonte	1	3	6	12	24
DM	-0.11	0.03	2.47	8.27	19.23
(prob.)	0.54	0.94	0.00	0.00	0.00

Fuente: Cálculos propios.

Asimismo, puede darse la situación que un modelo muestre mejor comportamiento a través de las medidas de evaluación en promedio, pero muchas veces presente el mayor error en proyecciones puntuales entre los modelos. Por este motivo, se realiza el ejercicio de tabulación del número de veces en que una proyección muestra el mayor (menor) error absoluto en la proyección del precio del petróleo.

La tabla 13, muestra que para un horizonte de un mes, el Índice CRB tiene el mayor errores de proyección proporcionalmente más veces que los demás modelos. Mientras tanto, en horizontes mayores, como el de 24 meses, el modelo VAR (3) produce los mayores errores con mayor frecuencia que otros modelos. Por otro lado, resulta interesante notar que la combinación de proyecciones a horizontes desde 3 meses adelante nunca presenta el mayor error al compararlo con los modelos individuales. Esto reafirma la hipótesis de que esta metodología es una elección eficiente en términos de proyecciones.

**Tabla 13: Máximo Error
(% sobre total de proyecciones)**

Horizonte	ARIMA	Índice CRB	Tipo de Cambio	Futuro	VAR (3)	Combinación
1	14%	31%	10%	7%	22%	16%
3	13%	12%	11%	14%	49%	0%
6	14%	11%	16%	13%	47%	0%
12	14%	11%	12%	14%	49%	0%
24	26%	10%	17%	14%	34%	0%

Fuente: Cálculos propios.

Por último, cuando se analiza la tabla 14, el conteo de los errores menores refleja que en el corto plazo (un mes) la combinación de proyecciones es la que más frecuentemente resulta en el menor error de proyección. Sin embargo, para horizontes mayores, son otros modelos individuales los que presentan menores errores de proyección más frecuentemente. Se destaca que el mejor modelo según este criterio varía según el horizonte estudiado.

**Tabla 14: Mínimo Error
(% sobre total de proyecciones)**

Horizonte	ARIMA	Índice CRB	Tipo de Cambio	Futuro	VAR (3)	Combinación
1	12%	20%	15%	11%	20%	21%
3	19%	18%	14%	24%	22%	4%
6	17%	26%	10%	22%	19%	7%
12	11%	27%	14%	24%	18%	6%
24	8%	21%	20%	20%	24%	6%

Fuente: Cálculos propios.

6. Conclusiones

Con el objetivo final de contar con proyecciones eficientes (i.e, con el menor error de proyección) para el precio nominal del petróleo, este trabajo evalúa una serie de estrategias y contrasta su poder predictivo fuera de muestra en el período 1992-2011. Se encuentra que el modelo ARIMA presenta una mayor precisión a horizontes cortos, es decir de 1 y 3 meses, mientras que para horizontes mayores los futuros entregan mejores proyecciones. Vale la pena mencionar que las diferencias que resultan del ejercicio de precisión son estadísticamente significativas sólo al comparar contra algunos horizontes y modelos. Asimismo, a horizontes largos todos los modelos considerados en este estudio presentan sesgo (subestimación) que es estadísticamente significativo.

Al utilizar combinaciones de proyección, de los cinco métodos que fueron evaluados en forma individual, se logra una mayor precisión (menor error de proyección) en la proyección del precio del petróleo para todos los horizontes, con la excepción del horizonte de 12 meses adelante. Sin embargo, las diferencias reportadas no resultan estadísticamente significativas.

Los resultados anteriores podrían estar afectados por el hecho que la serie de precio del petróleo está afectada por quiebres estructurales, el primero de los cuáles se ubica en enero de 2005. Por ello, se lleva a cabo un ejercicio de robustez en que se evalúa la precisión de las combinaciones previo a dicho quiebre. Se encuentra que hay una disminución del error cuadrático medio de proyección en horizontes de 6 a 24 meses, la cual es estadísticamente significativa según el contraste de Diebold y Mariano. Por otra parte, en horizontes de 1 y 3 meses la hipótesis de no existencia de diferencias en la precisión de distintas estrategias no se rechaza.

Por último, se tabula el número de veces en que un modelo presenta el mayor o menor error de proyección en comparación con otros modelos así como la combinación de proyecciones. Se destaca que esta combinación de proyecciones nunca presenta el máximo error entre las estrategias evaluadas en horizontes desde 3 a 24 meses. Si la función de pérdida del evaluador da mayor peso a errores grandes, esto constituiría un argumento a favor de emplear combinaciones de proyecciones.

Referencias

- 2007I. M. F. (n.d.). World Economic Outlook, Washington DC.
- Aiolfi, M., Capistrán, C., & Timmermann, A. (2010). Forecast Combinations. *CREATES Research Paper 2010-21*.
- Alquist, R., Kilian, L., & Vigfusson, R. J. (2011). Forecasting the Price of Oil. *Working Paper, Bank of Canada, 15*.
- Baumeister, C. (2011). Real-Time Forecasts of the Real Price of Oil. *Energy, 0-41*.
- Baumeister, C., & Kilian, L. (2011). Real-Time Forecasts of the Real Price of Oil. *Discussion Paper Series, CEPR, (8414)*.
- Chen, Y.-chin, Rogoff, K., & Rossi, B. (2010). Can Exchange Rates Forecast Commodity Prices? *Quarterly Journal of Economics, 125(3)*.
- Clemen, R. T. (1989). Combining forecasts: A review and annotated bibliography. *International Journal of Forecasting, 5(4), 559-583*. doi:10.1016/0169-2070(89)90012-5
- Clements, M. P., & Hendry, D. F. (1998). *Forecasting Economic Time Series*. (Cambridge University Press, Ed.).
- Diebold, F. X. (2007). *Elements of Forecasting*. Thomson South-Western.
- Granger, C., & Ramanathan. (1984). Improved Methods of Combining Forecasts. *Journal of Forecasting, 3, 197 - 204*.
- Kilian, L., & Murphy, D. (2010). The Role of Inventories and Speculative Trading in the Global Market for Crude Oil, 0-41.
- Lippi, F., & Nobili, A. (2008). Oil and the Macroeconomy: A Structural VAR Analysis with Sign Restrictions. *Discussion Paper Series, CEPR, (6830)*.
- López, E., & Riquelme, V. (2010). Auge, Colapso y Recuperación de los Precios de Materias Primas entre 2002 y 2010: ¿Qué hay detrás? *Revista de Economía Chilena, 13(2), 2005-2010*.
- Pincheira, P., & García, Á. (2007). Impacto Inflacionario de un shock de precios del petróleo: Análisis Comparativo entre Chile y Países Industriales. *Documentos de Trabajo, Banco Central de Chile, 413*.
- Rogoff, K., & Stavrageva, V. (2008). The Continuing Puzzle of Short Horizon Exchange Rate Forecasting. *NBER Working Paper Series, 14071, 1-40*.
- Stefanski, R. (2011). Structural Transformation and the Oil Price. *Oxford Centre for the Analysis of Resource Rich Economies Research Paper 48, 0-37*.

- Svensson, L. E. O. (2005). Oil Prices and ECB Monetary Policy. *mimeo, Department of Economics, Princeton University*, 1-4.
- Zivot, E., & Andrews, D. W. K. (1992). Further Evidence on the Great Crash, the Oil-Price Shock, and the Unit-Root Hypothesis. *Journal of Business & Economic Statistics*, 10(3), 251-270.

**Documentos de Trabajo
Banco Central de Chile**

**Working Papers
Central Bank of Chile**

NÚMEROS ANTERIORES

PAST ISSUES

La serie de Documentos de Trabajo en versión PDF puede obtenerse gratis en la dirección electrónica: www.bcentral.cl/esp/estpub/estudios/dtbc. Existe la posibilidad de solicitar una copia impresa con un costo de \$500 si es dentro de Chile y US\$12 si es para fuera de Chile. Las solicitudes se pueden hacer por fax: (56-2) 6702231 o a través de correo electrónico: bcch@bcentral.cl.

Working Papers in PDF format can be downloaded free of charge from: www.bcentral.cl/eng/stdpub/studies/workingpaper. Printed versions can be ordered individually for US\$12 per copy (for orders inside Chile the charge is Ch\$500.) Orders can be placed by fax: (56-2) 6702231 or e-mail: bcch@bcentral.cl.

DTBC 659 Dinámica Laboral en Chile Macarena García y Alberto Naudon	Enero 2012
DTBC 658 ¿Akaike o Schwarz? ¿Cuál elegir para predecir el PIB Chileno? Carlos Medel	Enero 2012
DTBC – 657 How Informative are In – Sample Information Criteria to Forecasting? The Case of Chilean GDP Carlos Medel	Enero 2012
DTBC – 656 Indicadores Sintéticos para la Proyección de Imacec en Chile Gonzalo Calvo y Miguel Ricaurte	Enero 2012
DTBC – 655 Government Spending and the Real Exchange Rate: a Cross – Country Perspective Rodrigo Caputo y Miguel Fuentes	Enero 2012
DTBC – 654 Tasas de Crédito Implícitas Ajustadas por Riesgo e Implicancias para las Políticas de Tasa Máxima Convencional Carlos Madeira	Enero 2012

DTBC – 653 Un Gran VAR Bayesiano para la Economía Chilena Wildo Gonzalez	Enero 2012
DTBC – 652 Capital Exchange Controls and Foreign Policy Marcel Fratzscher	Diciembre 2011
DTBC – 651 Policy Implications of Using Audits to Detect Bank Insolvencies Jaime Huturbia y Claudio Sardoní	Diciembre 2011
DTBC – 650 Self – Employment, Labor Market Rigidities and Unemployment Over the Business Cycle Gonzalo Castex y Miguel Ricaurte	Diciembre 2011
DTBC – 649 The Risk of Civil Conflicts as a Determinant of Political Institutions Álvaro Aguirre	Diciembre 2011
DTBC – 648 Propagation of Shocks to Food and Energy prices: an International Comparison Michael Pedersen	Diciembre 2011
DTBC – 647 Incertidumbre Global Sobre la Economía Chile Yan Carrière–Swallow y Carlos Medel	Noviembre 2011
DTBC – 646 The Impact of Uncertainty Shocks in Emerging Economies Yan Carrière–Swallow y Luis Felipe Céspedes	Noviembre 2011
DTBC – 645 Crédito, Exceso de Toma de Riesgo, Costo de Crédito y Ciclo Económico en Chile Carlos J. García y Andrés Sagner	Septiembre 2011



BANCO CENTRAL
DE CHILE