

Trabajo Fin de Grado

El cenit del petróleo y su impacto sobre la
macroeconomía española

Autor:

D. Javier Soldevilla

Director:

D. Eduardo Pozo Remiro

Facultad de Economía y Empresa

2016

Autor D. Javier Soldevilla Artajona

Director Ph. D. Eduardo Pozo Remiro

Título El cenit del petróleo y su impacto sobre la macroeconomía española

Titulación Grado en Administración y Dirección de Empresas

Modalidad Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

Los más de 7 billones de seres humanos que a día de hoy habitamos la tierra nos encontramos en un momento crucial de nuestras vidas: la fuente de energía que hasta la fecha ha sustentado el mayor crecimiento que nuestra humanidad jamás haya experimentado en sus aproximadamente 200.000 años de historia está llegando a su fin. El cenit, o punto a partir del cual la producción mundial de petróleo comenzará su declive, no tardará mucho en llegar. Hay quienes, incluso, insisten en que ese momento ya ha llegado, quienes creen que llegará de forma inmediata y quienes confían en los avances tecnológicos para demorarlo unos cuantos años más. De lo que no hay duda es de que ese momento está cada día más cerca. En consecuencia, el gran crecimiento mundial, hasta ahora posible gracias al petróleo, se verá enormemente amenazado. Ante esta amenaza latente, la sociedad debe actuar de forma inmediata y decidir si destinar sus esfuerzos a exprimir una fuente de energía que inevitablemente llegará a su fin en los próximos años, o por el contrario apostar por una urgente transición energética hacia las energías del futuro: las energías renovables.

La presente investigación se centrará en un primer lugar en contrastar la veracidad de un acontecimiento tan alarmante como es la llegada del cenit del petróleo. Para ello se analizan las bases de la que fue la primera teoría en cuestionar la longevidad del petróleo: la teoría de Hubbert.

Una vez haya quedado constancia teórica de la proximidad del cenit, el presente estudio redirigirá su curso y tomará tintes un tanto más prácticos. A partir de un análisis econométrico, se tratarán de evaluar las consecuencias de la (más que previsible) escalada del precio del petróleo sobre algunas variables macroeconómicas relevantes de nuestra economía.

PALABRAS CLAVE

Cenit; Petróleo; Transición energética; Teoría de Hubbert; Modelo VAR; Análisis impulso-respuesta; Fracking.

ABSTRACT

The more than the 7.000 million human beings that inhabit the Earth today find themselves in a crucial moment of their lives: the source of energy that has up till now sustained the biggest growth that humanity has ever had in its 200.000 year history is arriving to its end.

The zenith, or the point at which the world production of oil will begin to decline will arrive soon. There are those who even insist that this moment has arrived, those who believe it will arrive in the immediate future and those who trust in the technological advances to postpone the inevitable a few years more. There is not doubt that this moment is nearer every day. Consequently, the great world growth, up till now thanks to oil, will be seriously threatened. With this latent threat, society must act immediately and decide if it is going to use all its effort to squeeze a source of energy that will inevitably arrive to an end in the next few years, or oppositely bet on an urgently needed energetic change to future energies: renewable energies.

This investigation will firstly focus in contrasting the truth of an alarming news such as is the arrival of the zenith of oil. Therefore it is convenience to analyze the basis of what was the first theory to question the longevity of oil: Hubbert's theory.

Once there was theoretical record of the proximity of the zenith, this study will redirect its course on more practical aspects. Apart from an econometric analysis, this work will try to evaluate the consequences, in macro economic terms, that a predictable increase in oil prices due to an immediate arrival of the zenith would have on our country.

KEY WORDS

Zenith; Oil; Energy transition ; Hubbert theory ; VAR model ; Impulse-response analysis; Fracking.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. LA TEORÍA DE HUBBERT	2-10
2.1. INTRODUCCIÓN	2-3
2.2. EROEI o TRE	3-4
2.3. CURVAS DE PRODUCCIÓN	5-10
2.3.1. Curva de producción individual	5
2.3.2. Extensión de la curva de producción individual	5-10
2.3.2.1. <i>Introducción</i>	5-6
2.3.2.2. <i>Ampliación de la curva individual a la curva nacional</i>	6-8
2.3.2.2.1. <i>Introducción</i>	6
2.3.2.2.2. <i>Reservas petrolíferas</i>	7
2.3.2.2.3. <i>Bases para la predicción de pico</i>	7-8
2.3.2.2.4. <i>Predicción del cenit para EE.UU.</i>	8-9
2.3.2.3. <i>Ampliación de la curva individual a la curva mundial</i>	9-10
2.3.2.3.1. <i>Introducción</i>	9
2.3.2.3.2. <i>Predicción del cenit mundial</i>	10
3. LA LLEGADA DEL CENIT MUNDIAL	10-32
3.1. INTRODUCCIÓN	10-11
3.2. POSTURA OPTIMISTA	11-13
3.3. POSTURA PESIMISTA	13-21
3.4. VALORACIONES GENERALES	21-22
3.5. LA GRAVEDAD DEL PROBLEMA DEL CENIT	22-23
3.6. SOLUCIONES INMEDIATAS AL PROBLEMA DEL CENIT	23-29
3.6.1. Reducción del consumo	23-24
3.6.2. Reconversión de la estructura energética	24-29
3.6.2.1. <i>Introducción</i>	24-25
3.6.2.2. <i>Alternativas</i>	25-28
3.6.2.3. <i>Las energías renovables como mejor alternativa</i>	29
3.7. REALIDAD ACTUAL ANTE EL PROBLEMA DEL CENIT	29-30
3.8. EVOLUCIÓN FUTURA DEL PRECIO	30-32
4. ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL PRECIO DEL PETRÓLEO EN LA MACROECONOMÍA ESPAÑOLA	32-67
4.1. INTRODUCCIÓN	32
4.2. OBJETIVO DEL ANÁLISIS	33
4.3. LOS MODELOS MULTIECUACIONALES O MODELOS VAR	33-34
4.4. ESTRUCTURA DEL ANÁLISIS	34-35
4.5. DESARROLLO DEL ANÁLISIS	35-67
4.5.1. Introducción de las variables objeto de estudio	35-37
4.5.2. Estructura de los modelos VAR	37-39
4.5.2.1. <i>Introducción</i>	37
4.5.2.2. <i>Selección del número de retardos: Contraste de especificación</i>	37-38
4.5.2.3. <i>Especificación provisional de los modelos VAR</i>	38-39
4.5.3. Análisis del orden de integración	39-51
4.5.3.1. <i>Objetivos del análisis de integración</i>	39
4.5.3.2. <i>La estacionariedad de las series temporales</i>	39-40
4.5.3.3. <i>Métodos para la realización del análisis del orden de integración</i>	40-41
4.5.3.4. <i>Repercusión de los resultados del análisis en la especificación de los modelos VAR</i>	41-42
4.5.3.5. <i>Desarrollo del análisis a partir del test de Dickey-Fuller</i>	43-44
4.5.3.5.1. <i>Introducción al contraste Dickey-Fuller</i>	43

4.5.3.5.2. <i>Test de Dickey-Fuller sobre las variables objeto de estudio</i>	43-44
4.5.3.5.3. <i>Valoración conjunta de los resultados del test de Dickey-Fuller</i>	44
4.5.3.6. <i>Especificación de los modelos VAR</i>	44-51
4.5.3.6.1. <i>Introducción</i>	44-45
4.5.3.6.2. <i>Concepto de cointegración</i>	45-51
4.5.3.6.2.1. <i>Introducción</i>	45
4.5.3.6.2.2. <i>El contraste de Johansen</i>	45-46
4.5.3.6.2.3. <i>Repercusión de los resultados del contraste de Johansen en la especificación de los modelos VAR</i>	47-49
4.5.3.6.2.4. <i>Desarrollo del contraste de Johansen</i>	49-50
4.5.3.6.2.5. <i>Valoración conjunta de los resultados del contraste de Johansen</i>	50-51
4.5.3.6.2.6. <i>Análisis de la estacionariedad de los residuos en las series cointegradas.</i>	51
4.5.3.6.3. <i>Especificación definitiva de los modelos VAR</i>	51
4.5.4. Contrastes de validación propios de los modelos VAR	51-55
4.5.4.1 <i>Introducción</i>	51-52
4.5.4.2. <i>Contraste de autocorrelación: Prueba de Ljung-Box</i>	52-53
4.5.4.2.1. <i>Introducción al contraste</i>	52
4.5.4.2.2. <i>Valoración conjunta de los resultados obtenidos</i>	52-53
4.5.4.3. <i>Contraste de heteroscedasticidad condicional autorregresiva (ARCH)</i>	53
4.5.4.3.1. <i>Introducción al contraste</i>	53
4.5.4.3.2. <i>Valoración conjunta de los resultados obtenidos</i>	53
4.5.4.4. <i>Contraste de normalidad de los residuos</i>	53-54
4.5.4.4.1. <i>Introducción al contraste</i>	53
4.5.4.4.2. <i>Valoración conjunta de los resultados obtenidos</i>	53-54
4.5.4.5. <i>Contraste de causalidad de Granger</i>	54-55
4.5.4.5.1. <i>Introducción al contraste</i>	54
4.5.4.5.2. <i>Valoración conjunta de los resultados obtenidos</i>	54-55
4.5.5. Estimación de los modelos VAR y análisis impulso-respuesta	55-66
4.5.5.1. <i>Introducción</i>	55
4.5.5.2. <i>Estimación por MCO de los modelos VAR y validez de los modelos</i>	55-56
4.5.5.3. <i>El análisis impulso-respuesta: Ejecución</i>	56-66
4.5.5.3.1. <i>Análisis impulso-respuesta (Precio del petróleo en Tipo de interés)</i>	56-59
4.5.5.3.1.1. <i>Exogeneidad de las variables objeto del análisis</i>	56-57
4.5.5.3.1.2. <i>Resultados del análisis</i>	57-58
4.5.5.3.1.3. <i>Repercusión del shock en términos macroeconómicos</i>	58-59
4.5.5.3.2. <i>Análisis impulso-respuesta (Precio del petróleo en Tipo de cambio)</i>	59-61
4.5.5.3.2.1. <i>Exogeneidad de las variables objeto del análisis</i>	59
4.5.5.3.2.2. <i>Resultados del análisis</i>	59-60
4.5.5.3.2.3. <i>Repercusión del shock en términos macroeconómicos</i>	61
4.5.5.3.3. <i>Análisis impulso-respuesta (Precio del petróleo en Tasa de inflación)</i>	61-64
4.5.5.3.3.1. <i>Interpretación de los resultados del VECM y exogeneidad</i>	61-62
4.5.5.3.3.2. <i>Resultados del análisis</i>	62-63
4.5.5.3.3.3. <i>Repercusión del shock en términos macroeconómicos</i>	63-64
4.5.5.3.4. <i>Análisis impulso-respuesta (Precio del petróleo en PIB real)</i>	64-65
4.5.5.3.4.1. <i>Exogeneidad de las variables objeto del análisis</i>	64
4.5.5.3.4.2. <i>Resultados del análisis</i>	64-65
4.5.5.3.4.3. <i>Repercusión del shock en términos macroeconómicos</i>	65-66
4.5.5.4. <i>Conclusiones generales del análisis impulso-respuesta</i>	66-67
5. CONCLUSIONES	68-69
BIBLIOGRAFÍA	70-72
ANEXOS	

1. INTRODUCCIÓN

El agotamiento de la fuente de energía que ha alimentado y alimenta gran parte del crecimiento mundial es quizás una de las mayores, por no decir la mayor amenaza para un mundo industrializado como el que habitamos.

Hoy en día se sabe que el petróleo representa aproximadamente un 2,5% del PIB mundial y es responsable del suministro de un tercio de la energía primaria de la humanidad. Ha sido y sigue siendo la fuente de energía que ha permitido que la humanidad haya experimentado el mayor crecimiento en sus 200,000 años de historia.

Contrastar la veracidad de un acontecimiento tan trascendente como es el agotamiento del petróleo, constituirá la primera parte del presente trabajo, comprendida por los primeros 3 apartados.

Para ello será de gran ayuda adentrarse en la que en su día fuese la primera teoría en cuestionar la infinidad del petróleo: la teoría de Hubbert. Se dedicará el segundo apartado a explicar dicha teoría y a exponer los principales pilares sobre los que se fundamenta. El apartado concluirá con la predicción que Hubbert lanza para la llegada del cenit del petróleo mundial, el cual lo sitúa a principios del presente siglo.

A partir de esta predicción surgirán dos posturas: la postura optimista y la pesimista, integradas por grupos de expertos, organizaciones, grandes empresas... y recogidas en el tercer apartado.

La postura pesimista, fiel defensora de la inmediata llegada del cenit mundial, se apoyará, como veremos, en datos reales para corroborar lo que Hubbert predijo a partir de su teoría.

Frente a los pesimistas, los optimistas tratarán de defender una no tan inminente llegada del cenit mundial. Sin llegar a negar la validez de una teoría tan consolidada como la teoría de Hubbert, este grupo de expertos confiará en los avances tecnológicos para demorar la inminente llegada que los pesimistas respaldan.

Una vez presentadas las dos posturas se llevará a cabo una valoración conjunta de ambas y se propondrán una serie de soluciones a la llegada del cenit. El apartado 3 concluirá con un pronóstico alcista en la evolución del precio del petróleo en el medio/largo plazo, resultado de la inevitable llegada del cenit.

En el último apartado del trabajo se realizará un estudio empírico sobre el impacto que tendría en nuestro país esta previsible escalada en el precio del petróleo. Concretamente, aplicaremos un análisis econométrico con el objetivo de evaluar los efectos que un 'shock' en el precio del petróleo causaría sobre nuestra economía. Para llevar a cabo dicho análisis se especificarán y estimarán una serie de modelos VAR, en los que se aplicará la técnica de análisis impulso-respuesta, con objeto de analizar cómo se verían afectadas cuatro variables macroeconómicas relevantes de la economía española.

2. LA TEORIA DE HUBBERT

2.1 INTRODUCCIÓN

No por famosa la historia deja de ser aleccionadora.¹ En la década de los 80, el economista y profesor de administración de empresas Julian L. Simon apostó 1000 dólares con su amigo Paul Ehrlich, renombrado entomólogo estadounidense, a que el coste de las materias primas no controladas por los gobiernos, entre ellas el petróleo, no subiría en el largo plazo.

La postura de Ehrlich se basaba en que las materias primas, destacando entre ellas el petróleo, serían cada vez más caras porque estaban agotándose.

Simon, por el contrario, defendía que gracias al avance tecnológico, el petróleo sería cada vez más abundante y por consiguiente más barato.

La apuesta obligaba a Ehrlich a invertir \$1000 en materias primas. Si el precio aumentaba, Ehrlich ganaría la apuesta y recibiría un cheque de Simon por la diferencia entre los \$1000 invertidos y el nuevo montante obtenido. De lo contrario, si el precio disminuía, perdería la apuesta y se vería obligado a enviar un cheque a Simon por la correspondiente diferencia.

El envite, que tenía como fecha de liquidación el año 1990, lo ganó Simon, quien recibió un cheque por parte de Ehrlich de importe \$576,07

No deja de ser una paradoja que el resultado de la apuesta habría sido un tanto distinto si el horizonte temporal de la misma, fijado inicialmente en 1990, hubiese sido, tal y como se espera al leer el objeto de la apuesta, una fecha un tanto más alejada.

Para entender los argumentos de ambos vamos a servirnos de la teoría del pico del petróleo o como popularmente es conocida, el 'cenit del petróleo', postulada en 1956 por el geofísico estadounidense M. King Hubbert.²

Según su teoría, Hubbert defiende que la extracción de un pozo petrolífero cualquiera sigue una curva gaussiana con un máximo en su centro, el llamado cenit de producción. Ese pico o cenit es el punto de máxima producción del pozo y a su vez el punto a partir del cual la tasa de extracción del yacimiento comienza a disminuir

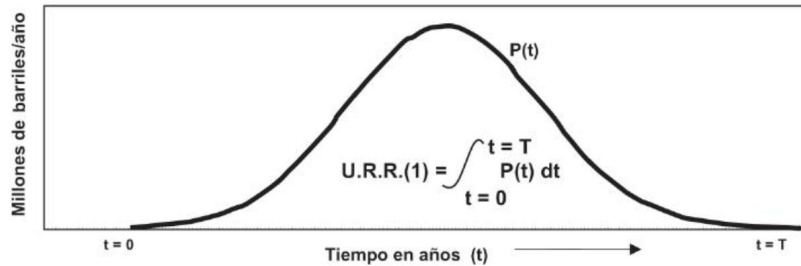
Llegados a ese cenit de producción, cada barril de petróleo se hace, progresivamente, más caro de extraer, es decir, se alcanza un nivel de extracción que no puede ser rebasado por muy avanzada tecnología que se use.

La curva de Hubbert para un pozo o yacimiento petrolífero determinado es fácilmente representable en un gráfico como el que se muestra a continuación, en el que el eje de ordenadas representa la producción anual de petróleo en millones de barriles y el de abscisas el tiempo transcurrido en años.

¹ MÜLLER, JOHN. *¿Qué ocurre con el precio del petróleo?* Diario El Español (2016)

² HUBBERT, M. KING. *Nuclear Energy and Fossil Fuels* (1956)

Gráfico 2.1: Curva Hubbert de producción de crudo de una zona geográfica determinada



U.R.R. (1) Ultimate Recoverable Resources, recursos recuperables hasta el agotamiento del mineral.

Fuente: FIGUEROA, EMILIO. El comportamiento económico del mercado del petróleo. Capítulo 2. (2006) Ediciones Díaz Santos

Tal y como se aprecia en la curva, la producción o extracción de una reserva petrolífera cualquiera es pequeña en sus primeros años, lo cual se debe principalmente a limitaciones relacionadas con la infraestructura que se requiere instalar para que el campo pueda ser explotado a pleno rendimiento.

Una vez superada esta primera etapa de la vida del pozo la producción aumenta, experimentando primero un lento y sostenido periodo de producción creciente seguido de un incremento acelerado que culmina en el famoso ‘pico de Hubbert’. Es a partir de este momento de la vida del pozo cuando el EROEI (Energy returned on energy invested), concepto que introduciré a continuación, comienza a disminuir, y junto al EROEI cae también la tasa de producción o extracción.

2.2 EROEI o TRE

EROEI (Energy Returned On Energy Invested) o Tasa de Retorno Energético (TRE), como es conocido en castellano, es un indicador que relaciona la energía total que es capaz de producir una fuente de energía con la cantidad de energía necesaria para explotar ese recurso energético³:

$$TRE = \frac{E_{\text{total fuente}}}{E_{\text{invertida}}}$$

El cálculo, que a priori parece sencillo al tratarse de un mero cociente, goza de cierta complejidad. Y es que, a día de hoy, aún no existe un acuerdo estandarizado sobre qué actividades deben ser incluidas en su medida.

Refiriéndonos a la fuente de energía que nos atañe, el petróleo, sigue existiendo, como decía, cierta controversia con respecto a las actividades del proceso de extracción a incluir en el cálculo del indicador.

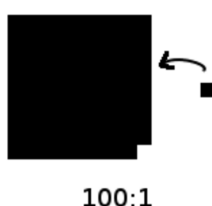
³ PRIETO, PEDRO (2006) *La tasa de retorno energético (TRE): un concepto tan importante como evasivo*

¿Se debería incluir la energía empleada en las fundiciones que fabrican el acero que posteriormente es utilizado en la perforación petrolífera? ¿y la energía utilizada para alimentar a los trabajadores que construyeron esas fundiciones?

Por este motivo, ante la ausencia de un estándar, a la hora de comparar las TRE de dos fuentes energéticas, en nuestro caso, al comparar la TRE de dos pozos o yacimientos de petróleo, es necesario que estas hayan sido calculadas siguiendo unos mismos criterios.

A lo largo del trabajo me referiré al EROEI o TRE del petróleo en términos de barriles. Es decir, un pozo petrolífero con un EROEI de 100, obtenido directamente del cociente entre energía empleada y obtenida, lo denotaré como 100:1 (100 barriles obtenidos por cada barril invertido).

Figura 2.1: Ilustración de EROEI 100:1



Fuente: Wordpress: *cenit-del-petróleo*

Volviendo a la teoría de Hubbert, ésta señala que es a partir del denominado ‘Peak of Hubbert’ cuando tanto el EROEI o TRE como la tasa de extracción del pozo comienzan a disminuir.

Es decir, cada vez el petróleo del yacimiento en cuestión es, por así decirlo, más inaccesible, está a más profundidad, más esparcido y requiere de más energía para su extracción, lo que se traduce en un EROEI inferior y una menor tasa de producción. Hubbert estima que el pico suele llegar cuando ha sido extraído la mitad del petróleo del pozo.

Ambos indicadores, EROEI y tasa de extracción continuaran su declive hasta llegar al punto en el que la extracción de un barril de petróleo de ese pozo suponga una inversión de también 1 barril, o lo que es lo mismo, cuando ese yacimiento alcance un EROEI de 1:1.

¿Se habrá acabado el petróleo de ese pozo? La respuesta es no. Hubbert ya decía que la rentabilidad de un pozo petrolífero no termina con el agotamiento del mismo. En ese yacimiento seguirá quedando petróleo. Sin embargo, la extracción del mismo generará una rentabilidad negativa, es decir, se requerirá más de 1 barril de petróleo para la extracción de un barril.

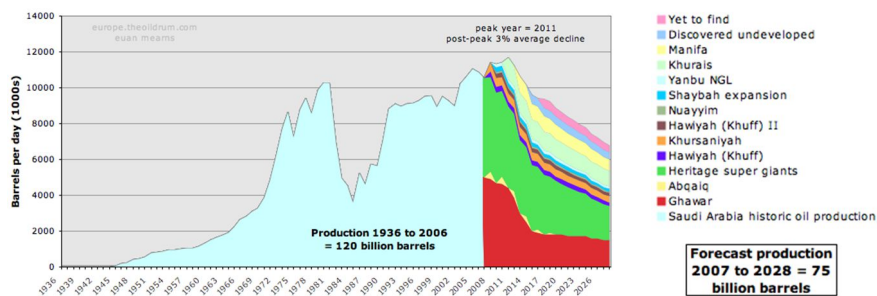
2.3 CURVAS DE PRODUCCIÓN

2.3.1 Curva de producción individual

Cada yacimiento petrolífero es un mundo. Puede haber pozos más y menos accesibles, a más y a menos profundidad, que requieran más o menos energía para la extracción de petróleo y por consiguiente cuentan con un EROEI diferente.

Por lo tanto, la curva de producción de cada uno de ellos no será ni mucho menos parecida. Y más si tenemos en cuenta que ésta no se rige solamente por leyes físicas o geológicas. Pueden existir motivos económicos o estratégicos para abandonar la producción durante un tiempo. O la empresa puede quebrar y cerrar la producción. Y por supuesto decisiones políticas, económicas o técnicas pueden alterar el perfil de producción. Claro ejemplo de ello es la curva de producción que sigue Arabia Saudí, marcada fuertemente por eventos tanto políticos como estratégicos:

Gráfico 2.2: Curva de producción de Arabia Saudí



Fuente: EUAN Mearns, datos de la EIA (Energy Information Administration)

Sin embargo aun no estando regida al 100% por leyes físicas, la curva de producción de los yacimientos petrolíferos se suele ajustar en general a la curva de Hubbert, al haber otros factores comunes a todos los pozos como el factor tecnológico, financiero o geológico

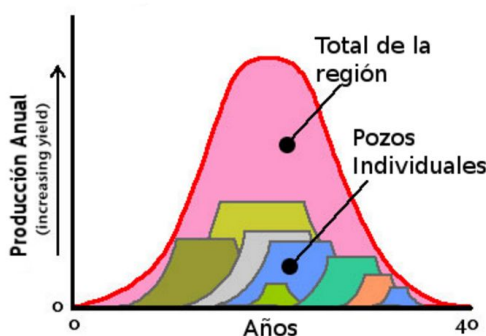
2.3.2 Extensión de la curva de producción individual

2.3.2.1. Introducción

Llegados a este punto, sabiendo que la vida de un pozo o yacimiento petrolífero sigue una curva gaussiana, podemos plantearnos la pregunta que Hubbert se formuló en su día: ¿puede extrapolarse la curva de producción gaussiana de un pozo cualquiera a la curva de producción de países enteros y por extensión a la curva de producción mundial?

La respuesta es que sí. Hubbert, tal y como se aprecia en la siguiente figura, defendió en su día lo que hoy es indiscutible: la curva de producción de una región en concreto sigue, de la misma manera que lo hacen los pozos petrolíferos existentes en la misma, una curva de producción gaussiana: la curva de Hubbert.

Gráfico 2.3: Extensión de la curva de producción individual a regional



Fuente: Colin J. Campbell & Jean H. Laherrère. The end of cheap oil (1998) Scientific American

Pero, ¿en qué se basa Hubbert para extrapolar su curva de producción de un pozo cualquiera a la de una región entera y por extensión a la del mundo entero?

En primer lugar hay que tener en cuenta que el petróleo existente en un yacimiento cualquiera es finito, en algún momento se acabará. La curva de Hubbert para un pozo determinado parece entonces lógica y asumible.

Imaginemos un pozo de petróleo situado en el estado de Texas (EE.UU), y supongamos que el petróleo existente en el mismo asciende a 100 barriles. Cuando se hayan extraído aproximadamente 50 de los 100 barriles existentes en el pozo, la tasa de extracción comenzará a decaer hasta que finalmente, extraer uno de los últimos barriles restantes del pozo ya no será rentable: el petróleo restante estará tan esparcido y a tanta profundidad que la obtención de ese barril no compensará la inversión en su extracción. Esto no es más que una variante de la Ley económica de rendimientos decrecientes.

Parece, por tanto, indiscutible, el cumplimiento de la teoría de Hubbert si la consideramos para un pozo cualquiera de petróleo finito.

2.3.2.2 Ampliación de la curva individual a curva nacional

2.3.2.2.1 Introducción

Ahora pensemos en una región entera. Sigamos con el ejemplo anterior, pero en vez de imaginar un pozo situado en Texas, imaginemos el estado entero, o mejor, el país entero.

¿Cómo podemos saber si un país entero, como EE.UU o cualquier otro país productor, en los que hay multitud de yacimientos activos y por descubrir, van a llegar a su cenit de producción? Es decir, aplicando la teoría de Hubbert, si va a llegar a un límite de producción de petróleo que no se podrá sobrepasar y a partir del cual la tasa de extracción será progresivamente menor hasta que finalmente la actividad petrolera en el país no sea rentable.

Para responder a esta pregunta resulta conveniente introducir un nuevo término, el de reserva petrolífera.

2.3.2.2.2 Reservas petrolíferas

Por reserva petrolífera se entiende al petróleo que es susceptible de ser extraído con la tecnología que predomine en el momento actual y de una manera rentable.

Por lo tanto, cuando se habla de barriles recuperables o reservas petrolíferas que tiene un pozo, un país o el mundo entero, se entiende que son barriles cuya extracción es rentable.

El descubrimiento de un pozo petrolífero se traduce en reservas de petróleo para ese país. Y lógicamente, cuanto más grande sea el pozo descubierto más reservas petrolíferas aportará al país.

Pues bien, las reservas petrolíferas de los países, las que provienen de la suma de todos los pozos existentes en el mismo, fueron en su día el elemento clave sobre el que se Hubbert se apoyó para formular su modelo.

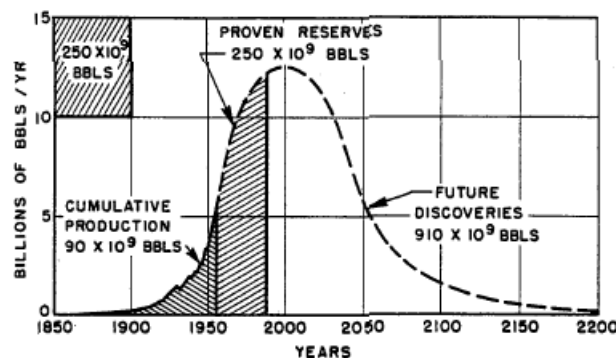
2.3.2.2.3 Bases para la predicción del pico

En estos momentos podríamos plantearnos la siguiente cuestión: ¿cómo pudo Hubbert, simplemente teniendo como dato las reservas probadas del país en cuestión en ese momento y no las posibles reservas que podían surgir de nuevos descubrimientos, formular un modelo que a día de hoy presume de ser casi perfecto, un modelo que permitía hace más de 50 años saber cuándo un país iba a llegar a su máximo de producción?

Lo cierto es que la respuesta a esta pregunta requiere hacer uso de razonamientos tanto geológicos como geofísicos, los cuales, en mi opinión, exceden los límites de este trabajo. Simplemente indicar que Marion Hubbert, experto en ambas disciplinas, fue capaz de diseñar un procedimiento para estimar de forma acertada la evolución de futuros descubrimientos de reservas petrolíferas. En particular, Hubbert predijo que el pico de producción de un país se produciría 40 años después del pico de descubrimientos en esa región.

Las bases sobre las que Hubbert se apoyó para formular su modelo fueron, por un lado, las reservas probadas hasta ese momento del país en cuestión y por el otro, la estimación ‘geológica/geofísica’ de futuras reservas surgidas de nuevos descubrimientos, tal y como se aprecia en el siguiente gráfico:

Gráfico 2.4: Predicción de la evolución de la curva de producción mundial



Fuente: Hubbert, M. King. *Nuclear Energy and Fossil Fuels* (1956)

Con estos dos elementos (reservas probadas y reservas futuras) y con lo expuesto hasta ahora sobre la teoría de Hubbert parece a priori asumible la ampliación de dicha teoría de un pozo cualquiera a un país entero.

Partimos de la base de que las reservas del país equivalen a la suma de las reservas de todos los pozos petrolíferos del país. Si supiéramos a ciencia cierta que no pueden haber más descubrimientos estaríamos ante el primer caso, el de un yacimiento cualquiera ‘finito’, pero en este ocasión, el yacimiento ‘finito’ sería la suma de todos los yacimientos finitos del país.

Afortunadamente, sí pueden tener lugar nuevos hallazgos y por lo tanto, éste es un factor a tener en cuenta. Tal y como se ha indicado, el modelo de Hubbert permitía estimar esos nuevos hallazgos, lo cual hizo con notable precisión.

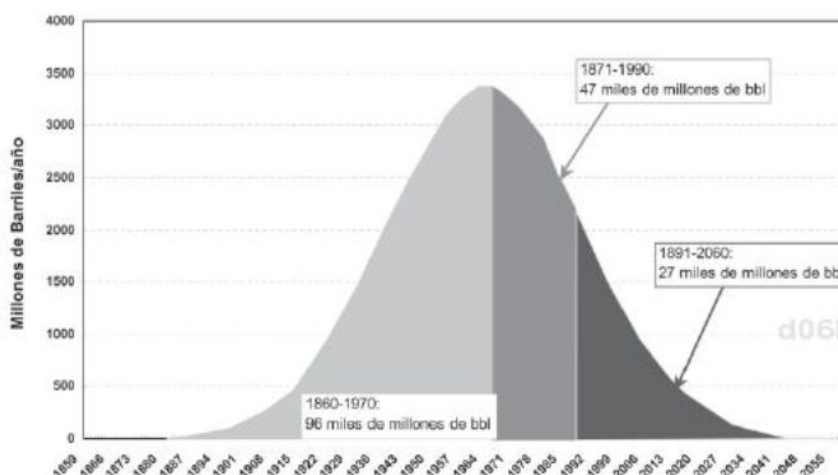
2.3.2.2.4 Predicción del cenit para EE.UU

A partir de las reservas que tiene un país, o dicho de otra manera, el petróleo descubierto hasta el momento, y las que presumiblemente tendrá en un futuro (en este caso el país objeto de estudio fueron lo Estados Unidos) Marion King Hubbert, en el año 1956, aplicando su modelo predijo que su cenit, el de EE.UU, llegaría a principios de la década de los 70.

En aquella época la teoría no conto con apenas credibilidad dado el sostenido y pronunciado crecimiento de las tasa de extracción de los pozos estadounidenses. Sin embargo, llegó el invierno de 1970 y efectivamente, Estados Unidos había alcanzado su tasa máxima de producción, había llegado a su cenit.

La siguiente gráfica muestra la curva de producción de petróleo estadounidense predicha por Hubbert en 1956:

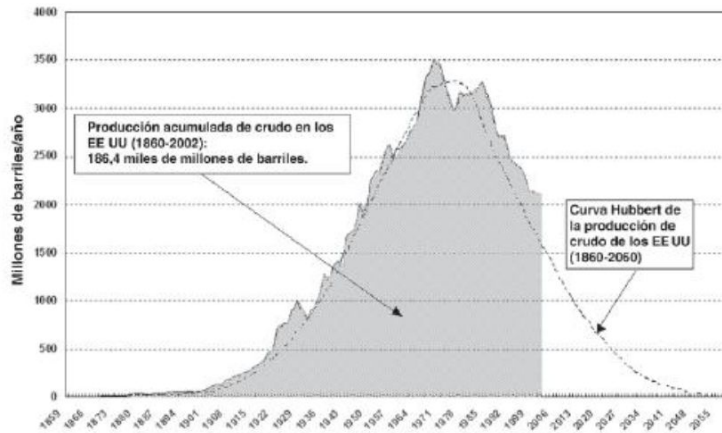
Gráfico 2.5: Predicción de la evolución de la curva de producción en EE.UU.



Fuente: FIGUEROA, EMILIO. El comportamiento económico del mercado del petróleo. Capítulo 2. (2006) Ediciones Díaz Santos

A continuación la curva de producción de petróleo real de los Estados Unidos:

Gráfico 2.6: Curva de producción real en EE.UU.



Fuente: FIGUEROA, EMILIO. El comportamiento económico del mercado del petróleo. Capítulo 2. (2006) Ediciones Díaz Santos

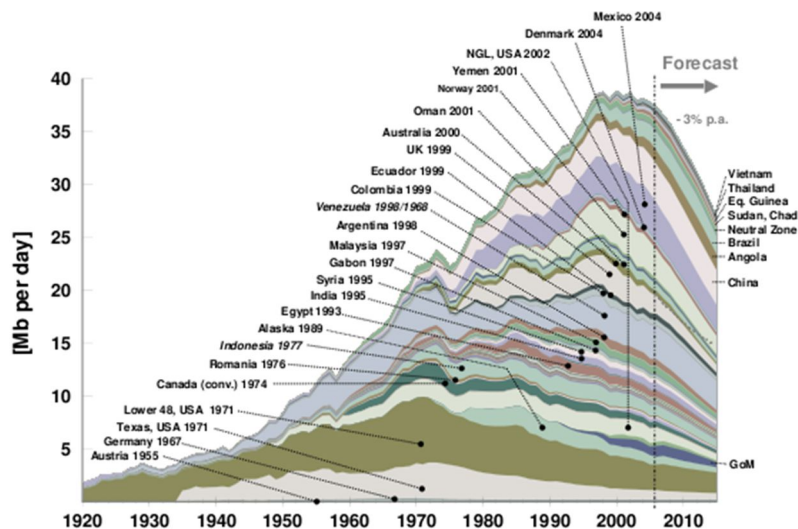
Comparando ambos gráficos son muy pocos los que a día de hoy podrían llegar a cuestionar las conclusiones de dicha teoría y por ende, el patrón gaussiano de las curvas de producción de los países productores.

2.3.2.3 Ampliación de la curva individual a la curva mundial

2.3.2.3.1 Introducción

Con la misma lógica seguida para extender la curva de producción de un pozo cualquiera a la de una región entera, Hubbert extendió su curva un nivel más, dando lugar a la curva de producción mundial. Ciertamente, si observamos el comportamiento de las curvas de producción reales de los principales países productores, vemos claramente que éstas siguen, un patrón gaussiano:

Gráfico 2.7: Curvas de producción reales de los principales países productores



Fuente: IHS (2006), PEMEX, Petrobras, NPD, DTI, ENS (Dk), NEB, RR, US-EIA (2007)

2.3.2.3.2 Predicción del cenit mundial

Una vez predicho el cenit de EE.UU con indudable acierto, Hubbert se aventuró, en 1971, a pronosticar algo mucho más ambicioso: el cenit del petróleo mundial.

Apoyándose de nuevo en sus dos elementos fundamentales, que en este caso fueron las reservas mundiales de petróleo existentes en 1971 y una nueva estimación de futuros descubrimientos que dieran lugar a nuevas reservas, así como el pico de descubrimientos petrolíferos mundiales, Hubbert situó el pico del petróleo mundial entre los años 1995 y 2000.

Dicho de otra manera, Hubbert vaticinó que el mundo entero tocaría el techo de producción de petróleo en ese intervalo de 5 años y que a partir de entonces la producción mundial de petróleo comenzaría un inevitable descenso.

Esta vez no estuvo tan acertado como con el cenit de EE.UU. Pero existe una explicación al respecto. Si bien es cierto que, como he insistido hasta ahora, los dos elementos clave del modelo eran las reservas de petróleo tanto actuales como futuras, existen otras variables cuya incorrecta estimación puede originar un fallo considerable en la predicción del pico. Concretamente variables geopolíticas, que no se pueden anticipar, pues por su propia naturaleza son impredecibles.

Estos factores geopolíticos afectan tanto a la oferta como a la demanda de petróleo. Variaciones anómalas en las mismas como las surgidas con la crisis del petróleo del 73 y 79⁴ o con la Guerra del Golfo de 1990 no están recogidas en el modelo planteado por Hubbert, lo que inevitablemente conlleva a un error en la predicción del pico, bien al alza o a la baja.

En términos generales, los acontecimientos surgidos entre 1971, fecha en la que Hubbert predijo el pico, y el intervalo 1995-2000, fecha predicha para el mismo, supusieron una reducción tan significativa en los suministros de petróleo que conllevó a un error a la baja de la predicción.

De lo que no hay duda es que Hubbert, con más o menos acierto, eso aún está por ver, usando de nuevo un modelo que en su día le llevo a ser aclamado y que por lo tanto presume de contar con una gran dosis de confiabilidad, lanzó su predicción para comienzos del milenio. La pregunta es: dado el éxito en su predicción anterior ¿deberíamos seguir confiando en su modelo y, en consecuencia, creernos esta predicción?

3. LA LLEGADA DEL CENIT MUNDIAL

3.1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día existen dos posturas al respecto. Están quienes, como Ehlrich, defienden lo que predijo Hubbert, es decir, la inmediata llegada del cenit, y quienes por el contrario, como

⁴ También conocidas como 1ª y 2ª crisis del petróleo, fueron guerras geopolíticas en las que el suministro de petróleo fue el principal instrumento armamentístico. En ambas el precio del petróleo sufrió una importante subida

Simon, creen que dicha llegada puede alargarse unos años y por ende que el petróleo siga siendo la fuente de energía que sustente el crecimiento mundial.

Ambas posiciones se apoyan en diversos argumentos⁵, hechos e incluso datos para su defensa. En esta parte del trabajo se van a exponer los argumentos aportados por ambas posturas y, en función de dichos argumentos, posicionarnos a favor de una de ellas.

3.2 POSTURA OPTIMISTA

La primera postura a analizar va a ser la de los ‘optimistas’ o aquellos que creen en una no tan inminente llegada del cenit mundial.

El argumento principal en que se basan estos ‘optimistas’⁶ para la defensa de su postura es el considerar al petróleo como un recurso no agotable.

Morris Adelman, profesor emérito del MIT (Massachusetts Institute of Technology) fue uno de los primeros en defender esta postura, sosteniendo que el petróleo es un recurso ilimitado. Afirma que las reservas de petróleo se explotan en función de su rentabilidad, es decir, en función de su coste de producción y del precio del barril vigente en el mercado.

Coherentemente con su máxima de considerar el petróleo como un recurso no agotable, los ‘optimistas’ argumentan que la clave del éxito es la inversión financiera.

Creen que existe una alta probabilidad de lograr un gran número de hallazgos o importantes descubrimientos en el futuro que a su vez dependerían tanto de la inversión financiera como del desarrollo tecnológico disponible.

A su vez sostienen que siempre podrá descubrirse y explotar petróleo y que solo en el caso de que los costes de exploración y producción alcancen niveles muy altos, el mundo deberá encaminarse hacia otras fuentes alternativas. Los optimistas creen que este momento se dará en torno a 2050.

Por otro lado, no solo creen que la tecnología, sujeta a una indispensable ayuda financiera, podría conllevar a un retraso en la llegada del cenit gracias a su aporte en cuanto a nuevos descubrimientos, sino que también confían en que hará y hace posible y rentable la explotación de petróleo no convencional.

Una explotación de petróleo no convencional que, según organismos como la AIE (Agencia Internacional de Energía), será clave para respaldar una demanda de petróleo que crece a pasos agigantados y que estima en 108 Mbd⁷ para 2030.

Por tanto, son dos los pilares en los que se fundamenta el argumento de este grupo de especialistas, quienes confían en una ‘no tan cercana’ llegada del cenit:

⁵ ORTUÑO ARZATE, SALVADOR (2010) *¿Cuánto más durará el petróleo?*

⁶ Entre ellos destacan: Adelman, MORRIS (*Profesor del MIT*); Lynch, MICHAEL (*Presidente de ‘Global Petroleum Service’*); Cambridge Energy Research Associates (CERA); United States Geological Survey (USGS); Gold, THOMAS (*Astrofísico austriaco*); Lacalle, DANIEL (*Economista*)

⁷ Mbd: Millones de barriles diarios

En primer lugar el hecho de considerar el petróleo como un recurso natural no agotable. Y en segundo lugar, la confianza ciega en la tecnología y en su capacidad para solucionarlo todo.

Una tecnología que por un lado ayudaría a dar con un gran número de yacimientos petrolíferos, ya que según ellos son muchas las reservas restantes por descubrir, y por otro lado, una tecnología que haría posible y rentable la extracción de petróleo no convencional.

Como cabe esperar, estas argumentaciones vienen respaldadas a su vez por estudios y datos proporcionados por aquellos que defienden esta postura.

Como primer dato, y haciendo referencia a uno de los pilares en los que se basa esta postura, el USGS (Servicio Geológico de los Estados Unidos, por sus siglas en inglés) estima que aún se podrían descubrir en torno a 3012 Gb⁸ durante las próximas décadas.

Unos descubrimientos que, como anticipaba, están condicionados a un fuerte apoyo de la inversión financiera en tecnología. Una inversión que, según organismos como la AIE, vendría estimulada por un predecible aumento de los precios del petróleo en el largo plazo.

Y es que, parte de esas 3012 Gb de petróleo por descubrir tendrían que ver con la supuesta naturaleza ‘no agotable’ del petróleo. Lo cierto es a día de hoy existe cierta controversia al respecto. Hay quienes creen, entre ellos el físico austriaco Thomas Gold⁹, que el petróleo tiene un origen inorgánico, es decir, que es producido en procesos de química inorgánica en el manto terrestre.

Esta creencia deriva en la llamada teoría abiótica, la cual sostiene que hay depósitos casi ilimitados de petróleo a gran profundidad en la tierra. Siguiendo con la teoría, estos depósitos supuestamente se filtran periódicamente por las rocas porosas hasta alcanzar una capa no permeable donde se acumulan¹⁰.

La incorrecta técnica de prospección llevada a cabo hasta ahora por las compañías petroleras, las cuales rechazan por completo esta teoría, sería supuestamente una de las causas por la que no se está dando con grandes yacimientos de petróleo.

Por lo tanto, el papel de la tecnología en cuanto a descubrimiento de nuevos yacimientos pasaría en parte por desarrollar nuevas técnicas de prospección de acuerdo con la teoría abiótica

Y por último, en cuanto al papel de la tecnología en la rentabilidad de la extracción de petróleo no convencional, ilustres economistas, entre ellos Daniel Lacalle, afirman que fenómenos como el ‘fracking’, al cual me referiré con más detalle analizando la otra de las posturas, han venido para quedarse.

Destaca por un lado, que el ‘fracking’ ha cambiado la percepción de las reservas disponibles y que, dado el cambio tan dramático que supone esta nueva forma de

⁸ Gb: Gigabarriles; 10⁹ barriles de petróleo

⁹ En su artículo científico: ‘*The Deep Hot Biosphere*’ (1992) publicado en la revista *Proceedings of the National Academy of Sciences*

¹⁰ AMT (Diciembre 2010) ‘La teoría Abiótica del origen del petróleo’

extracción, el proceso de aprendizaje y la capacidad de aumentar la productividad o, en este caso hablando de petróleo, el EROEI, es enorme¹¹.

En definitiva, este grupo de especialistas proponen un escenario en el que el petróleo en el mundo futuro no se agotará, y su producción dependerá de los montos de inversión y del desarrollo tecnológico que podrían estar disponibles entonces.

Así pues, esta postura, defendida por numerosas organizaciones, economistas y científicos, pronostica que el temido pico de Hubbert o cenit del petróleo llegará en torno a 2037, y que no será hasta 2050 cuando el mundo se vea forzado a dar el paso hacia otras fuentes de energía, momento en el que los costes tanto de exploración como de extracción de petróleo serán tan elevados que desincentivarán el uso del petróleo como fuente de energía.

Por tanto, aclarar que esta primera postura no niega ni mucho menos la teoría de Hubbert y por consiguiente la realidad del cenit. Lo que realmente cuestionan es una llegada inminente tal y como predijo Hubbert.

3.3 POSTURA PESIMISTA

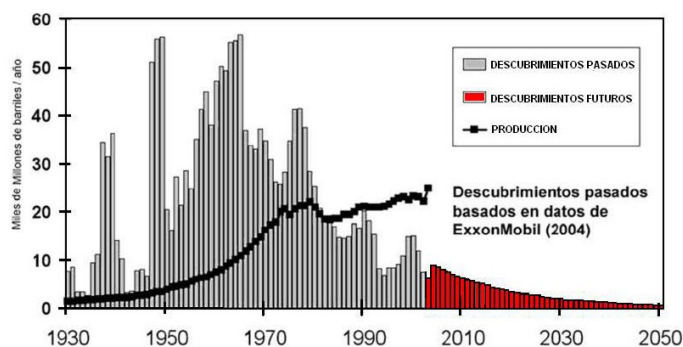
Frente a esta primera postura están quienes sí que creen en una pronta llegada de ese cenit, apoyando de este modo la predicción de Hubbert, siendo muchos incluso los que afirman que esta llegada ya se ha producido.

Son el grupo de los ‘pesimistas’, y de igual manera que los defensores de la otra postura, cuentan con valiosos argumentos y hechos, respaldados a su vez con datos y estudios, que sirven para apoyar sus razonamientos.

Los argumentos de este grupo de especialistas son básicamente una respuesta a los juicios presentados por la otra postura, por lo que su exposición va a tener lugar a modo de contraste.

El principal hecho en el que se basan los integrantes de esta postura es la evolución que han experimentado los descubrimientos de yacimientos petrolíferos a lo largo del tiempo, tal y como refleja el siguiente gráfico.

Gráfico 3.1: Evolución pasada y futura de descubrimientos petrolíferos



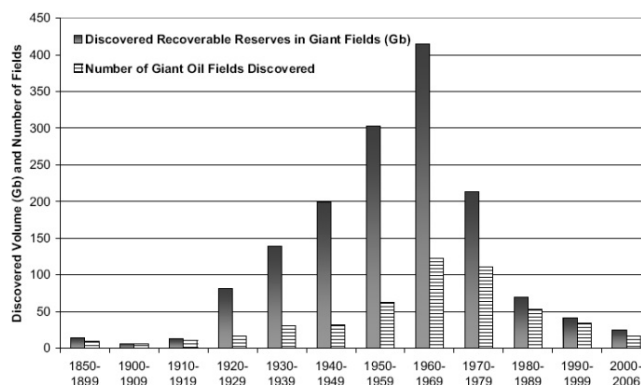
Fuente: ExxonMobil (2004)

¹¹ LACALLE, DANIEL (2015) ‘El fracking ha llegado para quedarse’ *El Economista*

Como se puede observar en el mismo y tal y como afirman algunos expertos que defienden esta postura, entre ellos el geólogo británico Colin Campbell y el ingeniero petrolero Jean Laherrère, los principales descubrimientos de petróleo de campos gigantes y supergigantes¹² ya tuvieron lugar entre los años 1960 y 1980.

La evolución descendiente en los descubrimientos de campos de esta naturaleza queda reflejada en el siguiente gráfico:

Gráfico 3.2: Evolución del descubrimiento de campos supergigantes



Fuente: Robelius, Fredrik. *The Highway to Oil: Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production* (2007). Uppsala University.

Tal y como indicaban ambos expertos, los grandes campos ya fueron descubiertos en aquella época, y este último gráfico solo sugiere que la situación no va a cambiar.

Por tanto, en contraposición a los ‘optimistas’, este grupo de expertos¹³ prevé que no van a tener lugar nuevos e importantes descubrimientos de petróleo de las magnitudes de los ya conocidos. Se basan entre otras cosas en que, a la fecha, se han utilizado las más diversas y sofisticadas técnicas de exploración en las diferentes cuencas sedimentarias de un planeta que es finito.

Por tal razón, creen que las probabilidades de incorporar nuevas reservas son muy bajas. Si los ‘optimistas’ estimaban en 3012 Gb las reservas aún por descubrir, este grupo de expertos las valora en aproximadamente 152 Gb.

Si nos remontamos a 1971, año en el que Hubbert predijo que el mundo llegaría a su cenit en los siguientes 30 años, nos encontramos con un panorama completamente diferente. Por aquel entonces, las reservas mundiales de petróleo crecían a ritmos nunca jamás vistos, gracias en gran parte a los enormes descubrimientos habidos durante las décadas de los 50, 60 y 70.

¹² Por campo ‘supergigante’ se entiende aquel que alberga una cantidad superior a 500 millones de barriles recuperables. Se estima que albergan aproximadamente el 94% del petróleo mundial.

¹³ Integrado por: Campbell, COLLIN J. (*Geólogo*); Laherrère, JEAN H. (*Ingeniero petrolero*); Deffeyes, KENNETH S. (*Geólogo*); Hubbert, MARION K. (*Geofísico*); Douglass – Westwood; Energy Information Administration (EIA); ASPO (*Asociación para el estudio del pico del petróleo y gas*)

Es por ello que nadie en esa época le presto credibilidad. Nadie, excepto él, se paró a pensar ni por un instante si estos gigantescos pozos descubiertos por aquel entonces servirían para alimentar a nuestro planeta eternamente sin prestar importancia alguna a la previsible evolución de nuevos hallazgos.

Hoy, grupos de expertos como los que apoyan esta postura dan la razón a Hubbert al justificar su posicionamiento a favor de la llegada del cenit basándose en la decadencia de nuevos descubrimientos, algo que hace 30 años era impensable y que hoy en día es un hecho constatable, tal y como se refleja en los anteriores gráficos.

Y junto a la decadencia de nuevos descubrimientos, la decadencia también de los viejos. Los defensores de esta postura se apoyan asimismo en los pinchazos de la mayoría de estos grandes descubrimientos surgidos entre los 60 y 80 para justificar la inminente llegada del cenit.

Y es que la continua llegada al pico de muchos supergigantes no hace más que disminuir de manera progresiva la tasa de extracción mundial de petróleo.

A título de ejemplo, Ghawar, el campo de petróleo más grande de toda la historia, descubierto en 1948 y comenzado a ser explotado en 1951, alcanzó su cenit en el año 2005 según varias fuentes. Hasta esa fecha se calcula que se habrían extraído 60.000 de los 80.000 millones de barriles recuperables. Hoy en día se estima que la tasa de producción anual de Ghawar cae a ritmo de un 8%, es decir, cada año se extrae un 8% menos de petróleo de la mayor fuente de oro negro del mundo.

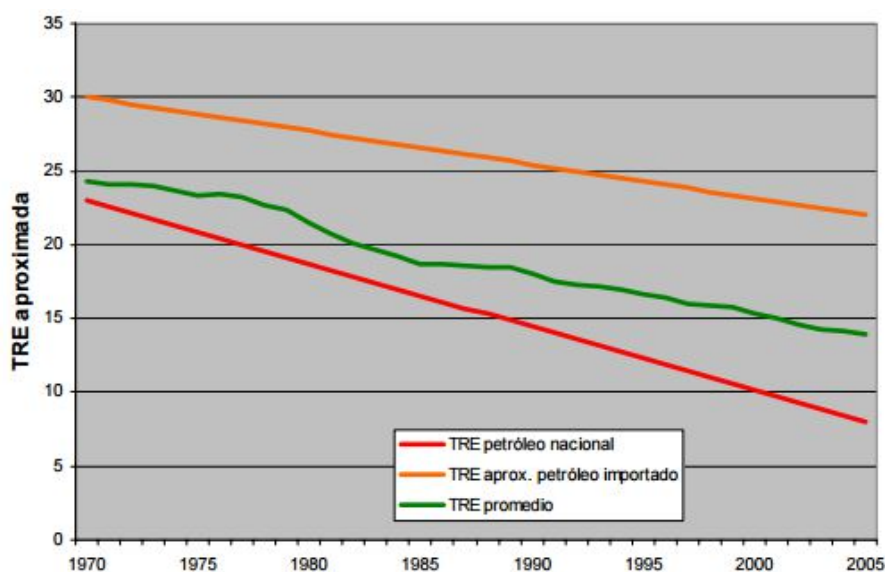
Y como Ghawar muchos más. Los principales campos petrolíferos del mundo, los que constituyen el grueso de la oferta 'global' de petróleo están cayendo de forma ininterrumpida. Esta lista refleja alguno de los campos más importantes que han llegado ya a su cenit¹⁴:

- ⊕ *Ghawar*, en Arabia Saudí, alcanzó su cenit en 2005
- ⊕ *Romashinko*, en Rusia, lleva un agotamiento acumulado del 85% y está en declive desde principios del milenio
- ⊕ *Tengiz*, en Kazajistán, alcanzó su pico máximo en el año 2010
- ⊕ *Daqing*, en China, lleva un agotamiento acumulado del 90%
- ⊕ *Complejo Cantarell*, en México, alcanzó su máximo de 2.14 Mbd en el 2004
- ⊕ *Burgan*, en Kuwait, disminuye un 14% anual habiendo llegado a su cenit en el año 2005

En definitiva, la decadencia de nuevos descubrimientos y la llegada al cenit de los campos que han alimentado el desarrollo de la industria a lo largo del pasado siglo, se plasma en el declive de la tasa de retorno energético (TRE) o EROEI tal y como refleja el siguiente gráfico.

¹⁴ Anexo: Campos petroleros *Wikipedia*

Gráfico 3.3: Evolución de la Tasa de Retorno Energético (TRE) desde 1970



Fuente: Datos de C.J. Cleveland, C.A.S. Hall & R. Kaufmann.

Observando el gráfico se puede apreciar como la curva verde, la cual representa la TRE promedio del petróleo a nivel mundial desde 1970, sigue una imparable evolución descendente, situándose en el año 2005 en niveles en torno a 10:1 (10 barriles obtenidos por cada 1 invertido).

Y tal y como sugería este gráfico, elaborado con fecha 2005, la tasa de retorno energética del petróleo seguiría su senda descendente los años siguientes. Hoy se estima que la TRE del petróleo promedio se mueve en niveles de 8:1

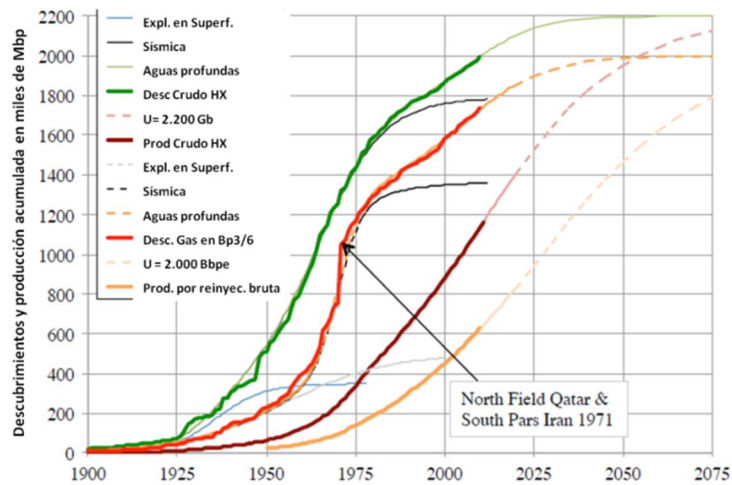
En definitiva, el hecho real y probado de que la TRE del petróleo ha seguido (desde los 70's) y previsiblemente seguirá una evolución descendente no es más que otro argumento a favor de la proximidad del cenit.

Los pesimistas utilizan dicho argumento apoyándose de nuevo en uno de los principios básicos del modelo de Hubbert: 'cuando un pozo petrolífero alcanza una TRE 1:1, el pozo deja de ser rentable y debe abandonarse'.

Y la lógica es que si hasta ahora hemos venido diciendo que el modelo de Hubbert aplicado a un pozo, por extensión servía para la producción petrolífera mundial, cuando la TRE mundial alcance valores de 1:1, entonces el petróleo dejará de ser rentable como fuente de energía.

Siguiendo con más argumentos que aportan los que respaldan esta postura, que en el fondo no son más que fieles defensores de la teoría y predicción de Hubbert y se dedican a verificar aquello que el geofísico tejano postuló, nos encontramos con la siguiente gráfica, propuesta por uno de los expertos ya presentados anteriormente, Jean Laherrère.

Gráfico 3.4: Descubrimientos y producción (extracción) de petróleo mundial acumulado



Fuente: Jean Laherrère (2012)

A través de este gráfico, Jean Laherrère no hace más que ilustrar una de las evidencias de la llegada del cenit postuladas por el modelo de Hubbert: el consumo de la mitad de las reservas mundiales. Recordemos que éste era uno de los principios de su modelo. Hubbert predecía que el cenit del petróleo para un campo petrolífero cualquiera llegaba cuando la mitad de las reservas del mismo habían sido extraídas. Por extensión, el cenit del petróleo mundial llegaría también cuando la mitad de las reservas mundiales hubiesen sido consumidas o extraídas.

Volviendo al gráfico, la curva de color verde representa los descubrimientos mundiales de reservas de petróleo acumulados desde 1900. La evolución de la misma no hace más que corroborar lo expuesto hasta ahora sobre la decadencia de los descubrimientos petrolíferos desde 1980.

A partir de entonces, las reservas mundiales crecen, sí, pero a un ritmo muy inferior. En la gráfica se aprecia muy bien. A partir de la década de los 80, la curva de descubrimientos acumulados comienza a formar una predecible curva gaussiana que inevitablemente sugiere que conforme pasen los años, los incrementos en las reservas mundiales sean cada vez menores.

Si observamos ahora la curva marrón, esta representa la producción acumulada de petróleo desde 1900. Durante el siglo XX no era posible confirmar que se habían consumido la mitad de las reservas mundiales. Estas, representadas por la curva verde, crecían a ritmos exponenciales, ritmos superiores incluso de lo que lo hacía la producción. Por tanto no era posible, tal y como refleja el gráfico hasta 1980, pensar que se habían extraído la mitad de las reservas. No obstante, el drástico cambio que sufren los descubrimientos a partir de los 80, traducidos en una transformación gaussiana de la curva verde, unidos al crecimiento frenético de la producción, representado por la curva marrón, permite a los especialistas y defensores de esta postura afirmar que efectivamente, a día de hoy se han consumido aproximadamente la mitad de las reservas mundiales y que por lo tanto, el cenit ha llegado o está a punto de hacerlo.

En datos numéricos, volviendo al gráfico presentado por Laherrère, se estiman los descubrimientos acumulados hasta la fecha en 2000 Gb y la producción o extracción en 1180 Gb, por lo que efectivamente, se han consumido más de la mitad de las reservas mundiales.

Los defensores de la otra postura, los ‘optimistas’, como ya indique con anterioridad, confían en la tecnología para que esa curva verde, que representa los descubrimientos acumulados, cambie su rumbo gaussiano y retome de nuevo el crecimiento exponencial que le caracterizó a lo largo de casi todo el siglo XX, retrasando así la llegada del cenit

Sin embargo, según los ‘pesimistas’, la realidad a día de hoy es la que es, y los datos están ahí, son hechos constatables, es información ex-post y por tanto sugieren que deben tomarse con seriedad.

Continuando con la batería de argumentos en los que se basan estos ‘pesimistas’ para respaldar su apoyo a la inminente llegada del cenit, encontramos de nuevo guiños a los puntos principales del modelo postulado por Hubbert.

Se trata, en definitiva, de la ratificación de una de las observaciones del modelo de Hubbert más cuestionadas a lo largo de todos estos años: la curva mundial de producción de petróleo. Si recordamos brevemente, Hubbert afirmaba que si la curva de producción de un pozo cualquiera seguía una función gaussiana, la curva de países enteros y por extensión la curva mundial debían seguir también los mismos patrones. Es decir, que la curva mundial del petróleo, aquella para la que Hubbert predice su pico, estaría conformada por la curva de producción de todos los países productores de petróleo. Y que por lo tanto, la inminente o no llegada del mundo al cenit del petróleo, dependería directamente de la evolución de la curva de todos estos países.

Aplicando este enfoque, los pesimistas evalúan el punto en el que se encuentran hoy en día las curvas de producción de los principales países productores de crudo (a partir de las cuales se formaría la curva mundial de producción) con la finalidad de obtener una referencia de la inminente o no tan inminente llegada del cenit. ¿Qué es lo que se encuentran este grupo de expertos?

El último informe elaborado por British Petroleum (BP) revelaba que 56 de los 65 países productores de petróleo habían alcanzado oficialmente su techo de producción en el 2006, y también predecía la llegada de los 15 restantes para el 2018, tal y como sugieren las siguientes fotografías:

Figura 3.1: Situación mundial en 2006 y predicción para 2018



Fuente: There's No Tomorrow (limits to grow and the future) Incubatepictures (2012)

Por lo tanto, a partir de estos resultados, confirmándose en 2006 la llegada al cenit de casi un 90% de los países productores de petróleo, no es difícil imaginar el punto en el que se encuentra a día de hoy la curva de la producción mundial de petróleo (Véase Gráfico 2.7)

En definitiva, los pesimistas encuentran, con la progresiva llegada al cenit de los principales países productores de petróleo, un nuevo argumento a favor de la inminente llegada del cenit del petróleo mundial.

Prosiguiendo con esta lista de argumentos, los pesimistas, en contraposición a los optimistas, creen que la teoría que mejor explica el origen del petróleo, siendo corroborado y manifestado por el 99% de los geólogos que trabajan en la industria petrolífera así como por el propio Hubbert, es la teoría biótica.

Esta teoría desecha por completo la idea de un petróleo ilimitado, tal y como sugiere la teoría abiótica. Sostiene que el origen del petróleo viene de la descomposición de organismos vivos que proliferaron hace millones de años y que quedaron sepultados bajo el lecho oceánico bajo capas de sedimentos, siendo de esta manera un recurso finito¹⁵.

En este sentido, al desestimar la hipótesis de un petróleo ilimitado, el cual, según los optimistas, era una de las claves para alargar la temida llegada del cenit del petróleo, los pesimistas encuentran en la teoría biótica un nuevo argumento a favor de la inminente llegada del cenit del petróleo.

Y para concluir con esta lista de argumentos partidarios de una inmediata llegada del cenit, los pesimistas cuestionan uno de los pilares fundamentales sobre los que se sostiene la postura de los optimistas: el papel de la tecnología en la rentabilidad futura del petróleo.

Recordando ligeramente dicho argumento, decíamos que los optimistas confiaban ciegamente en el futuro avance de la tecnología, el cual permitiría, entre otras cosas, lograr una rentabilidad mayor y sostenida en el tiempo, medida a partir de la TRE, en la extracción del petróleo.

Es decir, que ante la decadencia real y constatada que ha sufrido la TRE del petróleo en los últimos 30 años, los optimistas confían en la tecnología para, de alguna manera, cambiar el curso de una TRE que, si las argumentaciones de los pesimistas son ciertas, parece estar destinada a alcanzar el 1:1 en muy poco tiempo.

Entre otras cosas, como se ha indicado anteriormente, los optimistas esgrimen el papel que ha tenido la tecnología a través del fracking estos últimos años para demostrar que efectivamente, hay posibilidades de levantar esa decadente TRE.

Sostienen que Estados Unidos, tras su llegada al cenit en los años 70, ha sido capaz de volver a una independencia energética¹⁶ estos últimos dos años gracias en gran parte a esta controvertida técnica de extracción.

¹⁵ AMT (diciembre 2010) La teoría Abiótica del origen del petróleo

¹⁶ EL PAIS (2014) *'EE.UU se acerca a la independencia energética gracias al fracking'*

Y es el ejemplo de este país el que da alas a los optimistas para pensar que esta técnica puede ser la llave que realmente consiga alargar la vida del petróleo y por ende retrasar la llegada del cenit.

Frente a ello, los pesimistas encuentran numerosas evidencias que, a su juicio, son suficientes para desestimar por completo este papel ‘salvador’ del fracking.

En primer lugar destacan que esta técnica se basa en la extracción de petróleo ‘no convencional’, el cual dista mucho del ‘convencional’. El petróleo no convencional, si por algo destaca es por su difícil extracción y bajo rendimiento al tener un origen completamente distinto al petróleo que hasta ahora se ha extraído, el petróleo convencional. El motivo es que el petróleo convencional se encuentra depositado en lo que se denomina trampa geológica, lo que lo convierte en un petróleo mucho más accesible. El motivo es que se ha formado en rocas permeables, e que permiten su migración y acumulación en forma de depósitos, lo que lo hace mucho más accesible y fácil de explotar. Este petróleo convencional es el que hasta ahora hemos reconocido como tal y el que ha sido extraído en la gran mayoría de pozos.

Por el contrario, el petróleo no convencional es aquél que no ha llegado a alcanzar dicho estado de depósito, sino que “se ha quedado por el camino”, al haber sido originado en rocas no permeables o de baja permeabilidad. Estas rocas, como pueden ser las arcillas o las margas, no permiten su migración y acumulación en depósitos, como sucedía con el petróleo convencional, quedándose confinado en una multiplicidad de pequeños alveolos en la superficie de esas rocas. Y, obviamente, su extracción es infinitamente más compleja que la de cualquier yacimiento convencional¹⁷.

Pues bien, la dificultad por naturaleza que tiene la extracción de este tipo de petróleo, traducida en elevados costes y escasa rentabilidad, constituye para los pesimistas un primer argumento que desaprueba la creencia de los optimistas.

En lo que sí coinciden optimistas y pesimistas es en que, al ser un petróleo que hasta ahora no ha sido explotado por su poca accesibilidad, está, a diferencia del petróleo convencional, en los inicios de su vida.

Sin embargo, pese a estar en sus inicios, defensores de la postura pesimista como la EIA (Energy Information Administration) estiman que la etapa de este tipo de petróleo será infinitamente más breve que la del petróleo convencional. Tal es la brevedad que se prevé llegue a su cenit, a lo sumo, dentro de muy pocos años.

Los pesimistas asimismo coinciden en que la dinámica de los pozos de fracking dista mucho de la de un pozo convencional. Éstos lo comparan con el vaciado de globos hinchables, apuntando que su producción inicial puede ser elevada pero disminuye muy rápidamente. Además de que tienen, en general, poca productividad, siendo una gran parte no explotados por esta causa.

En cuanto a la esperanza de los optimistas en volver con el fracking a TRE’s de hace 60 años, los pesimistas responden con datos. Hasta la fecha el fracking ha podido ofrecer en el

¹⁷ PETROLNEWS.NET (2007) ‘Convencionales y no convencionales’

mejor de los casos una TRE 5:1, llegando en muchas ocasiones a aportar una TRE<1:1. Esto me recuerda al conocido refrán español ‘Es peor el remedio que la enfermedad’. Y es que los optimistas proponen como solución a la decadente TRE del petróleo convencional, la explotación de un petróleo con una TRE aun peor¹⁸.

Y finalmente los pesimistas critican el fuerte impacto que esta técnica tiene sobre el medio ambiente. Una técnica que requiere de un ingente consumo de agua, libera benceno (gas dañino para la atmósfera), emite gas de efecto invernadero y genera una grave contaminación acústica.

En definitiva, los pesimistas encuentran en el fracking tal cantidad de obstáculos, que lo consideran una alternativa pobre y sin futuro, incapaz por supuesto de solucionar el problema de una inminente llegada del cenit mundial¹⁹.

Para finalizar, a modo de resumen, la tabla reflejada en el Anexo I compara los argumentos de una y otra postura así como las justificaciones de los mismos.

3.4 VALORACIONES GENERALES

La primera conclusión al respecto antes de entrar en valoraciones, es resaltar la enorme diferencia que existe entre una y otra postura. Ambos escenarios, optimista y pesimista, usan argumentos completamente opuestos para defender sus posturas.

Sin embargo, considero desde mi punto de vista que el escenario pesimista, al estar respaldado por información histórica y datos reales, cuenta con una mayor dosis de realismo y credibilidad.

Por el contrario, los optimistas basan prácticamente la totalidad de sus argumentos en suposiciones, teorías, estudios o predicciones no constatadas por cifras reales, lo cual hace que tengan, en mi opinión menos credibilidad que la postura pesimista.

A todo ello, restando importancia al supuesto ganador o perdedor de este controvertido debate, pongo de manifiesto que no debemos perder nuestro horizonte medioplacista.

Y es que si hay algo en lo que ambas posturas coinciden, es que tarde o temprano el cenit del petróleo llegará y es una realidad. Unos abogan por una llegada más tardía, allá por el 2037 mientras otros señalan que ésta es inminente.

La pregunta a formular a los optimistas sería la siguiente: ¿merece realmente la pena apostar por una fuente de energía que en el mejor de los casos, que por cierto es el menos realista, llegaría a su cenit en escasamente 20 años?

Formulado de otra manera: ¿son 20 años más un tiempo razonable como para seguir empeñados en exprimir hasta la saciedad una fuente de energía que aparentemente parece estar llegando a su fin? ¿Consideran realmente que la tecnología es la solución al cenit aun

¹⁸ ARETXABALA, ANTONIO (2015) ‘*La rentabilidad del fracking contada a principiantes*’ Punto 2

¹⁹ ORTUÑO ARZATE, SALVADOR (2010) *¿Cuánto más durará el petróleo? El pico de máxima producción mundial y la declinación*

reconociendo que esta solo lo demorará unos años? ¿No se trata más bien de una solución temporal?

3.5 LA GRAVEDAD DEL PROBLEMA DEL CENIT

Si echamos la vista atrás y nos remontamos al siglo pasado nos encontramos con una situación un tanto diferente a la que vivimos hoy en día. La oferta de petróleo allá por la década de los 60 crecía, tal y como se observa en el gráfico 3.9, a unos ritmos de casi 6 millones de barriles diarios al año. La facilidad en su extracción así lo permitía, quedando reflejada en una tasa de retorno energético (TRE) que rondaba los 100:1.

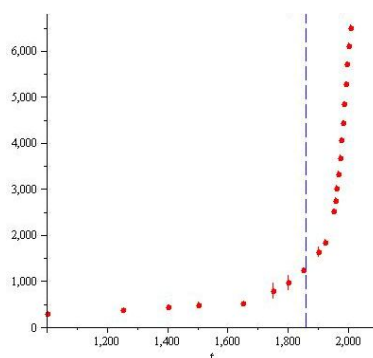
Nadie hoy en día, ni pesimistas ni optimistas cuestionan el papel tan relevante que ha tenido una fuente de energía como el petróleo, considerada la piedra angular del enorme desarrollo económico e industrial habido durante el pasado siglo.

Una fuente de energía que ha sido capaz de abastecer una imparable demanda a lo largo de todo el siglo XX, evolucionando, tal y como sugiere el gráfico 3.9, prácticamente a la par.

Sin embargo, esta maravillosa fuente de energía tiene un inconveniente, y es que se trata de una fuente de energía no renovable, y por ende finita. Y desafortunadamente, nos guste o no, su cenit está muy cerca. Para unos ya ha llegado o está muy próximo a hacerlo, tal y como refleja la curva roja del gráfico 3.9²⁰, y para otros llegará en aproximadamente 20 años si la tecnología así lo permite (curva verde del gráfico 3.9).

Por tanto, la realidad es que ante la mejor de las situaciones, en el año 2037 la producción de petróleo comenzaría su declive, abriendo una alarmante brecha con una demanda que, ante el crecimiento imparable de la población mundial, el cual se recoge en el siguiente gráfico, y ante el consumo desahogado de Europa y Estados Unidos junto al brutal crecimiento de las economías emergentes como China e India, se prevé crezca casi un 20% hasta 2030²¹, llegando a los 108 Mbd²², tal y como sugiere el gráfico 3.9.

Gráfico 3.5: Evolución de la población mundial



Fuente: Durand

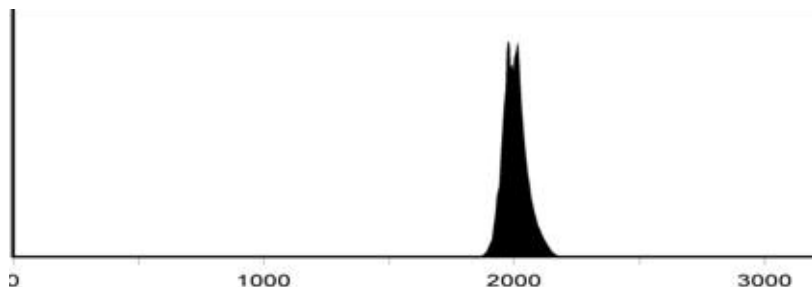
²⁰ En el año 2015 la oferta mundial de petróleo ascendió a 93,2 Mbd (según datos de la Energy Information Administration). Según los pesimistas, este podría ser el pico de producción mundial.

²¹ Datos extraídos del informe anual (*World Energy Outlook 2008*) de la IEA (Agencia Internacional de Energía)

²² Dato extraído de '*BP Statistical Review (2016 and beyond)*'

En definitiva, el problema del cenit del petróleo es un hecho aceptado por todos. La teoría postulada por Marion Hubbert hace más de 50 años cuenta con el apoyo y el respaldo de prácticamente la totalidad de los expertos en el tema. Creemos al geólogo tejano cuando decía que el petróleo, en el conjunto de la historia humana, representa una fugaz etapa.

Gráfico 3.6: Posible consumo petrolífero de la humanidad



Fuente: LATOC (Life After The Oil Crash)

La cuestión que ahora es relevante es cómo hacer frente a una situación tan crucial como la que nos encontramos hoy los aproximadamente 7.000 millones de seres humanos que habitamos la tierra, al reconocer que la fuente de energía que nos ha llevado a un mundo industrializado y globalizado, tal y como ahora lo conocemos, está llegando a su fin.

¿Cómo vamos a seguir creciendo en población? ¿Cómo vamos a mantener la senda de crecimiento económico experimentado hasta ahora?

3.6 SOLUCIONES INMEDIATAS AL PROBLEMA DEL CENIT

3.6.1 Reducción del consumo

A priori, la medida aparentemente más lógica, sencilla e inmediata que se podría adoptar es tratar de reducir el consumo energético²³ para ir adaptándolo a la realidad geológica marcada por la curva de Hubbert.

Sin embargo, dicha medida supondría renunciar a seguir creciendo económicamente (el crecimiento económico, como he mencionado en anteriores ocasiones, va siempre ligado a un crecimiento paralelo en el consumo de energía) y es precisamente ése el objetivo de los gobiernos de los países más poderosos del mundo.

El establecimiento de políticas drásticas de reducción del consumo de petróleo solo generaría impactos negativos sobre la economía mundial. En primer lugar, estas políticas chocarían con los intereses del sector empresarial y de las grandes multinacionales, cuyas ventas y beneficios dependen en gran parte de un elevado consumo de petróleo. Y de la misma manera supondría un impacto negativo sobre el empleo y sobre la actividad económica, pudiendo incluso llegar a amenazar el equilibrio del sistema financiero.

Por tanto, como medida de choque ante un déficit de oferta de petróleo puede llegar a ser eficaz, en otras palabras, puede ayudarnos a salir del paso. Sin embargo, el mantenimiento

²³ BULLÓN MIRO, FERNANDO (2006) 'Informe sobre la cúspide de la producción mundial de petróleo (Punto 5)' *Asociación para el estudio de los recursos energéticos (AEREN)*

de esta medida en el largo plazo como única solución al cenit del petróleo parece inviable. Y es que adaptar el consumo de petróleo a la curva de Hubbert, sabiendo que hemos llegado a su máximo, supondría una reducción progresiva, como progresiva es la caída de la oferta, en el consumo de petróleo.

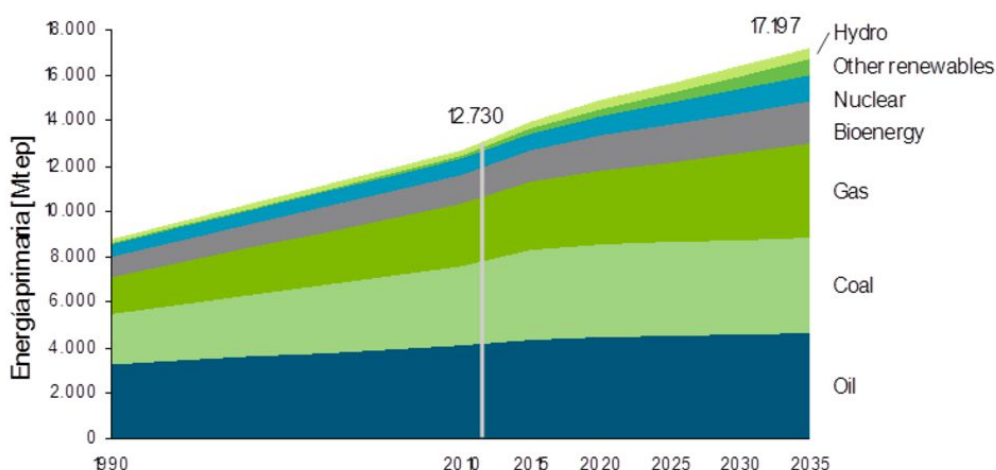
En definitiva, esta medida en el largo plazo solo generaría impactos negativos sobre la economía mundial, por lo que parece necesario, y urgente, contar con otras alternativas.

3.6.2 Reconversión de la estructura energética

3.6.2.1 Introducción

A día de hoy, la alternativa que cuenta con más apoyo y credibilidad para hacer frente en el largo plazo al cenit del petróleo es la reconversión del esquema energético actual. Antes de comenzar a hablar de esta urgente reconversión, veamos cuál ha sido en el pasado reciente y cuál sería la composición previsible del consumo energético mundial en las próximas décadas.

Gráfico 3.7: Evolución pasada y previsión futura del esquema energético mundial



Fuente: World Energy Outlook (2012)

En la actualidad casi el 90% del consumo de energía mundial viene aportado por fuentes de energía basadas en recursos finitos no renovables: combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y fisión nuclear.

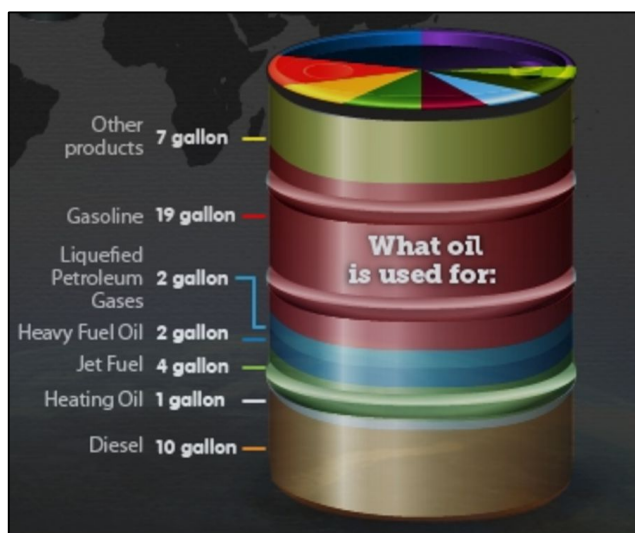
A su vez, el petróleo representa nada más y nada menos que el 35% del total del consumo de energía global y más del 90% de la energía utilizada en los transportes²⁴.

Y dado que en sociedades modernas como la nuestra, el transporte constituye un elemento de primordial importancia para el crecimiento y desarrollo económicos, la escasez de petróleo es un tema muy grave. Petróleo y transporte dependen fuertemente uno del otro.

²⁴ GONZALEZ FONSECA, JESÚS. (2010) 'Solo sé que no sé nada'. Blogspot. El fin del petróleo y la curva de Hubbert

Por un lado, al casi 80% del petróleo que contiene un barril se le da el uso de carburante, pieza fundamental del transporte. Y por otro lado, del 100% de energía que se utiliza para llevar a cabo la actividad de transporte, más del 90% proviene del petróleo.

Figura 3.3: Usos principales del barril de petróleo



Fuente: Gonzalez Fonseca, Jesús. (2010) *Solo sé que no sé nada*. Blogspot

En definitiva, el cenit del petróleo es un problema de tal dimensión en gran parte porque afecta y está estrechamente ligado a uno de los pilares sobre los que se sustenta nuestra economía mundial como es el transporte. Por tanto, la solución al problema pasa por cambiar por completo la estructura energética que alimenta un pilar tan importante como el transporte.

Actualmente el petróleo aporta el 94% de las necesidades energéticas que requiere el transporte mundial mientras el 6% restante se lo reparten los biocarburantes (1%), el carbón (2%) y las energías renovables (3%). La reconversión de la estructura energética pasa por cambiar progresivamente esta distribución, reduciendo la dependencia de una fuente energética que está tocando fondo en favor de otras con muchas más perspectivas de futuro.

3.6.2.2 Alternativas

Veamos cuales podrían ser las candidatas a sustituir al petróleo así como sus ventajas y desventajas²⁵:

Carbón: La llegada del cenit podría elevar el consumo de carbón a nivel mundial. Si hay algo que esta histórica fuente de energía tiene es un muy bajo coste. Mientras el petróleo puede proveer energía a un coste comprendido entre 6 y 12 dólares, el carbón lo hace a un coste de entre 1 y 2 dólares per MMBtu²⁶, además de ser una de las fuentes más abundantes. Sin embargo, su enorme nivel contaminante, reflejado con gran precisión en un

²⁵ GUINÓ CRUZ, ANDREA y VILA CULLERÉS, ELOI (2011) *'Mercado de petróleo: Análisis económico y perspectivas de futuro'*

²⁶ BTU: British Thermal Unit; MMBtu = 1 millón BTU; 1 BTU = 1055 Julios

reciente estudio elaborado por el MIT²⁷, dificulta y mucho su candidatura a sustituta del petróleo.

Gas natural: otro de los productos energéticos fósiles conocidos ya que aparece junto al petróleo y el carbón en los yacimientos. Es menos contaminante que el resto de fuentes de energía fósiles. Por esta razón, su utilización tiene unas expectativas favorables futuras.

Sin embargo, como desventaja hay que destacar su bajo contenido energético por unidad de volumen, en comparación con otros combustibles, y una mayor dificultad en el control y transporte del producto.

Biocarburantes: Cuando se habla de productos complementarios del petróleo, los primeros que suelen aparecer en mente son los biocarburantes, que han sido presentados como una mejora o solución a los problemas derivados del consumo excesivo de petróleo y, sobre todo, para paliar la contaminación que éste genera.

La principal ventaja de los biocarburantes es que la cantidad de emisiones de CO₂ producida en su combustión es la misma que la que han absorbido en su etapa de crecimiento como plantas gracias a la fotosíntesis. Este hecho ha impulsado a los gobiernos a aplicar políticas que fomenten el uso de los biocarburantes,

Sin embargo, esta medida no ha sido respaldada por otros estudios más profundos sobre los biocarburantes, como la publicación '*Biocarburantes: una estrategia poco aconsejable*' de Daniela Russi²⁸, donde se analiza con detalle los aspectos negativos de los Biocarburantes.

Energías renovables: las energías renovables cerrarían la lista de candidatas a sustituir al petróleo como fuente de energía para el transporte.

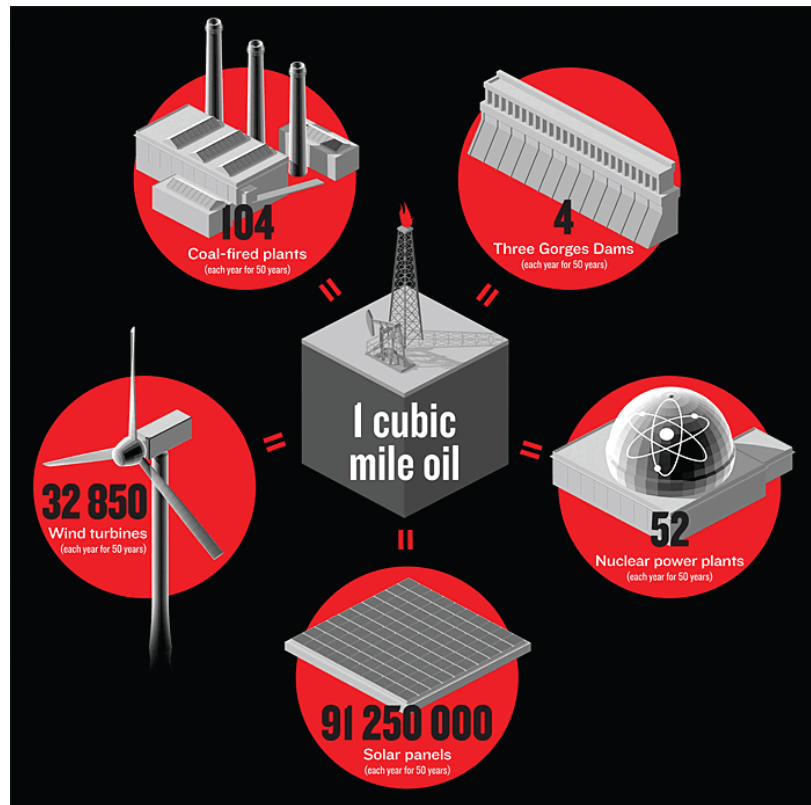
La progresiva incorporación de fuentes de energía renovables como la eólica, solar o térmica en el esquema energético del transporte mundial está teniendo lugar inicialmente a través de la electricidad con la aparición del coche eléctrico. A día de hoy, el coche eléctrico parece ser la alternativa más prometedora y muchos afirman que sin duda está llamado a ser el sustituto del petróleo en el largo plazo. En primer lugar por su reducido coste (1,5 EUR por cada 100 km) y en segundo lugar por su escaso impacto medioambiental (emite un 32% menos de CO₂ que un coche convencional). Sin embargo, lo que a priori parece algo sencillo y factible cuenta también con muchas limitaciones.

En el gráfico siguiente se ilustra, desde un nuevo punto de vista, el dramatismo del problema del cenit del petróleo.

²⁷ MIT (Massachusetts Institute of Technology) - Carbon Capture & Sequestration Technologies

²⁸ RUSSI, DANIELA (2007) '*Biocarburantes: una estrategia poco aconsejable*'

Figura 3.4: Equivalente del uso anual de petróleo en otras fuentes de energía (50 años)



Fuente: Wordpress: 'cenit-del-petróleo'

La primera conclusión que se extrae de esta imagen es que el petróleo ha sido como un maná llovido del cielo. Encontrar hoy alguna fuente energética que se le asemeje parece casi imposible. Sustituir el consumo anual de petróleo (aproximadamente 1 milla cúbica), tal y como sugiere la figura 3.4, implicaría la explotación de más de 30.000 molinos de viento, más de 100 centrales térmicas de carbón, 4 presas hidráulicas, más de 50 centrales nucleares y 91 millones de paneles solares, todos ellos durante 50 años²⁹!

Independientemente de su menor aporte y eficiencia energética, uno de los principales problemas que supondría esta reconversión energética tendría que ver con el coste de su implantación.

Sería necesaria una enorme cantidad de energía para llevar a cabo esta transición energética. Haría falta minería, industria y transporte a gran escala. Habría que fabricar cientos de miles de generadores eléctricos, millones de paneles solares, construir decenas de centrales... y todo ello a partir de un petróleo que cada día cuenta con más dificultades para ser extraído. Y es que de seguir así, de aquí a 10 años el petróleo inevitablemente multiplicará su precio. Si esperamos hasta entonces, la inversión necesaria para la transición energética será prácticamente inasumible

Además, esta reconversión energética supondría entre otras cosas cambiar toda la flota de camiones, coches y aviones para que pudieran funcionar con electricidad. Un esfuerzo industrial inmenso.

²⁹ IEEE Spectrum (2007) 'How to replace a cubic mile of oil'

Queda claro entonces que una de las prioridades actuales de nuestra sociedad pasa por llevar a cabo una reconversión del esquema energético. Y una reconversión a gran escala.

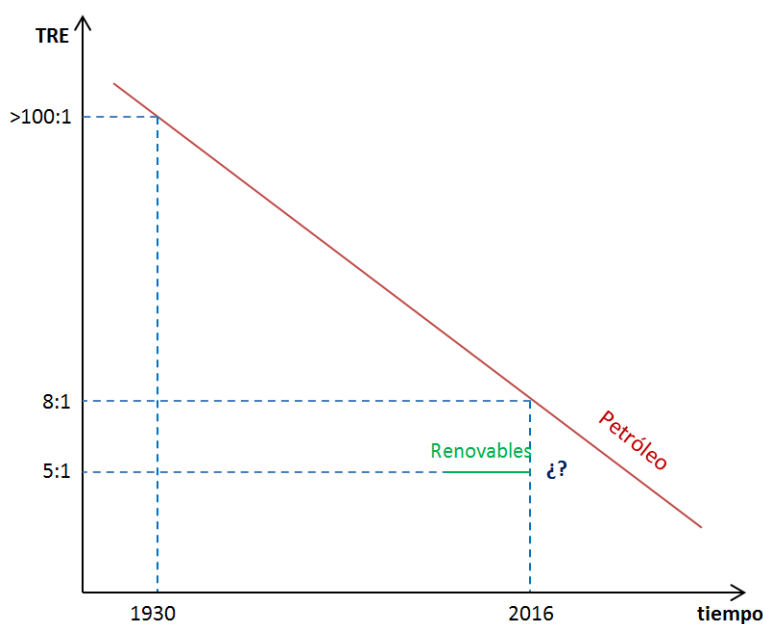
Sin embargo, esto no va a ser tarea fácil. Llevamos casi un siglo acostumbrados a una fuente de energía barata y asombrosamente eficiente a la que le debemos todo el crecimiento económico experimentado hasta el momento. Una fuente de energía que en sus inicios ofrecía una TRE de más de 100:1. Por ello, a menos que por arte de magia surgiera una fuente de energía barata y eficiente como el petróleo en su día, el cambio inevitablemente, en términos de TRE o eficiencia energética, no va a ser a mejor, independientemente de la fuente de energía que lidere la reconversión.

Es cierto que el petróleo, a medida que se suceden los años, está viendo como su TRE disminuye progresivamente. Actualmente la TRE del petróleo ronda los 8:1, habiendo experimentado en sus inicios TRE de más de 100:1. Parece, como decía, inevitable que esta TRE siga un continuado descenso y entre otras cosas, ésta es la razón por la que la reconversión energética es una prioridad.

Sin embargo, la solución que a día de hoy parece más razonable, es decir, esa transición hacia otras fuentes de energía, no va a conseguir frenar esa caída en la TRE del petróleo. No es razonable esperar que el cambio en la estructura energética vaya a mejorar la eficiencia que ofrece el petróleo actual. Por desgracia, la humanidad no ha encontrado una nueva fuente de energía como la que en su día fue el petróleo. Debemos por tanto conformarnos con que esa fuente o fuentes de energía que lideren el cambio energético cuenten al menos con una TRE estable en el tiempo, con perspectivas de mejora aunque ello suponga, en el corto plazo, un mayor sacrificio en cuanto a coste energético.

El siguiente gráfico refleja claramente esta situación:

Gráfico 3.8: Comparación de la Tasas de Retorno Energético (TRE): Petróleo vs Energías Renovables



Fuente: Elaboración propia a partir de datos aportados por ASPO Italia

3.6.2.3 Las energías renovables como mejor alternativa

Tal y como se desprende de numerosos estudios parece ser que esta reconversión energética va ser liderada por las energía renovables. El motivo no es que las energías renovables cuenten una TRE muy atractiva, al menos por el momento, ya que alternativas como el carbón o el gas natural, como se ha indicado anteriormente, ofrecen una mayor eficiencia energética. Esta diferencia en términos de TRE queda reflejada en la tabla del Anexo II.

Lo que hace que estas fuentes de energía estén llamadas a capitanear esta transición energética es tanto su condición de inagotables como su menor efecto contaminante. Dos características que a día de hoy son lo suficientemente atractivas como para apostar por ellas para sustituir al petróleo. Lo cual significa, entre otras cosas, decantarnos por fuentes de energía de TRE bajo, al menos por ahora.

3.7 REALIDAD ACTUAL ANTE EL PROBLEMA DEL CENIT

Aun siendo tan evidente y reconocido que el mundo, y concretamente el sector del transporte, requiere una urgente transición energética, esta necesidad no está siendo ni mucho menos seguida o apoyada por los capitales de inversión necesarios para su financiación.

Y es que, tal y como se ha apuntado, la transición energética vía energías renovables supone una inversión desproporcionada.

Sin apoyo financiero por parte de inversores o instituciones gubernamentales, la reconversión energética no será posible. El principal motivo por el cual no cuenta con el suficiente respaldo tiene que ver con el petróleo, y con su ‘por ahora’ rentabilidad superior. El petróleo, como refleja el gráfico anterior, sigue contando con una TRE mayor que cualquiera de las candidatas a sustituirla. Y desafortunadamente vivimos en un mundo en el que el atractivo de las rentabilidades a corto plazo eclipsa por completo los verdaderos intereses de nuestra sociedad.

Mientras el petróleo siga aportando una rentabilidad superior, la mayor parte de las inversiones mundiales irán destinadas hacia él. Hasta que llegue el momento, porque llegará (tal y como se ha indicado anteriormente), en el que la rentabilidad del petróleo sea inferior a la de cualquier otra fuente de energía.

Ese será desgraciadamente el momento en el que comenzará de verdad la transición hacia las energías alternativas. Desgraciado porque comenzará cuando el petróleo sea menos rentable que cualquier otra fuente de energía, cuando su extracción haya alcanzado unos niveles de dificultad considerables y cuando su precio se haya más que multiplicado.

Digo esto porque el petróleo tendrá que ser la piedra angular de la transición energética. ¿Cómo vamos a construir sino millones de paneles solares o de molinos de viento? ¿Cómo vamos a transportar los materiales para su construcción?

Estamos demorando algo que inevitablemente tendrá que suceder en un futuro muy próximo, y esa demora no hace más que agravar la situación y hacerla cada día que pasa más insostenible.

Culpa de ello, además de los grandes inversores, la tienen los gobiernos. En lugar de subvencionar e incentivar la implantación de energías renovables, son seducidos por el mantenimiento del status quo, incluyendo los altos impuestos que gravan el petróleo, los cuales aumentan considerablemente su recaudación.

Y no solo ellos, sino también nosotros, los consumidores. Seguimos apostando por el petróleo como fuente de energía a pesar de conocer la situación en la que nos encontramos. Apostamos por él ya que por ahora sigue siendo la fuente de energía más económica y eficiente, la más rentable.

En definitiva, parece ser que no queremos reconocer algo tan serio como el agotamiento de nuestra principal fuente de energía. Seguimos empeñados en exprimirla hasta la última gota dedicando la mayor parte de nuestros esfuerzos tecnológicos en mejorar su eficiencia. El fracking, las arenas bituminosas... ¿Qué sentido tiene apostar por ellos si como mucho alargarán la vida de petróleo 10 o 20 años? ¿Por qué no empezamos a dedicar todos nuestros esfuerzos tecnológicos en mejorar la eficiencia de las energías renovables que son realmente nuestro futuro?

¿Somos realmente conscientes de los enormes costes de oportunidad que supone seguir invirtiendo en una fuente de energía finita y en sus últimas? Aparentemente parece que no. Paradójicamente la postura que cuenta con una menor credibilidad es la que a día de hoy impera en nuestra sociedad.

Lo realmente grave es que si la situación sigue así, si seguimos empeñados en forzar la maquinaria hasta el final, tal y como proponen los optimistas, centrando nuestros esfuerzos tecnológicos en una fuente de energía cuyo inminente fin es reconocido por todos, la transición energética se tornará infinitamente más complicada.

El petróleo entonces será mucho más inaccesible de lo que es actualmente y por ende su precio será considerablemente más elevado. Y es el petróleo el que debe capitanear la transición hacia las energías renovables.

¿A que esperamos entonces? Lo cierto es que parece que estamos como en ese momento crucial de la vida en el que empiezan a aparecer canas, a caerse el pelo, a aflojarse los músculos y a perderse las neuronas. Podemos engañarnos a nosotros mismos, teñirnos el pelo, ir al cirujano estético... Pero si la esperanza de vida son 80 años y nuestro DNI dice que tenemos 75, quizás no deberíamos engañarnos demasiado³⁰.

3.8 EVOLUCIÓN FUTURA DEL PRECIO

Todo apunta a que el precio del precio del petróleo en muy poco tiempo comenzará su escalada. Que no nos engañe la situación que estamos viviendo actualmente, con precios del barril a 40/50 USD.

Esta situación no es más que una consecuencia del empeño de nuestra sociedad en alargar el cenit del petróleo, creando una sobreoferta mundial al explotar un tipo de petróleo, hasta

³⁰ GONZALEZ FONSECA, JESÚS. 'Solo sé que no sé nada'. Blogspot (2010) El fin del petróleo y la curva de Hubbert

ahora no explotado, que por cierto, además de ser menos rentable que el convencional destaca por su fugacidad. Incluso los que apoyan su explotación reconocen que solo lograría una prórroga del cenit de 20 años. (Que, tal y como se ha indicado, es cuestionada con argumentos mucho más consistentes por quienes defienden una inmediata llegada del cenit).

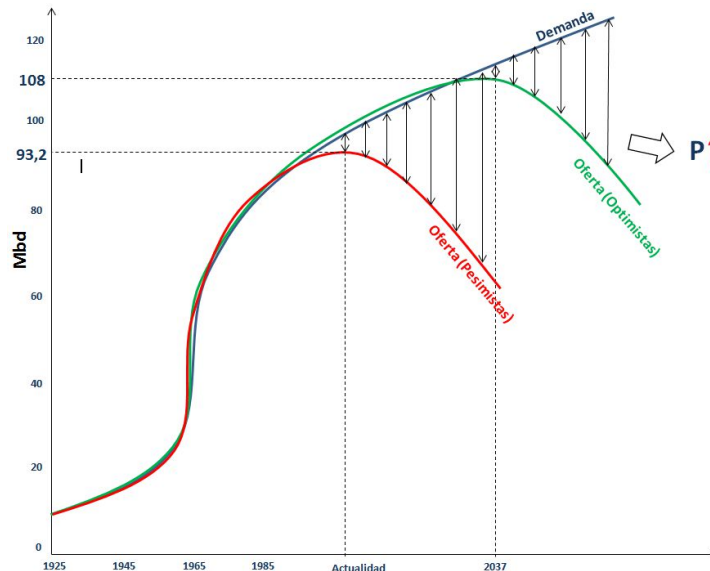
Aun así pongámonos en lo mejor y supongamos que el fenómeno fracking y la extracción de no convencional, tal y como predicen estos optimistas, lograra efectivamente que el petróleo como fuente de energía pudiese seguir abasteciendo el continuo crecimiento en la demanda hasta los 108 Mbd³¹. Dicho de otra manera, supongamos que el fracking logra compensar durante 20 años el continuo pinchazo de los grandes yacimientos convencionales, haciendo posible el balance entre oferta y demanda.

Ante esta situación la temida brecha aparecería más tarde, pero aparecería. El precio del petróleo aparentemente demoraría su escalada pero es inevitable que ésta tenga lugar. Es más, si nos remitimos a los argumentos de los pesimistas, los cuales desde mi punto de vista, gozan de una mayor credibilidad, dicha escalada tendría lugar en muy poco tiempo.

La corta vida de las explotaciones de petróleo no convencional, que reducen su producción a la décima parte en muy pocos años, harían imposible sostener el balance global de oferta de petróleo durante mucho tiempo, al no poder compensar la continua caída de los grandes yacimientos convencionales.

De ser así, la temida brecha entre oferta y demanda global aparecería muy pronto, y por consiguiente el precio del petróleo entraría en una espiral alcista en muy poco tiempo:

Gráfico 3.9: Brecha entre Oferta y Demanda de petróleo ante escenarios optimista y pesimista



Fuente: Elaboración propia a partir de datos reales de la AIE y de la tesis doctoral³² de Robelius, Fredrik (2007)³³

³¹ Demanda de petróleo prevista por *British Petroleum* para la década de 2030.

³² Robelius, Fredrik (2007) '*The Highway to Oil: Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production*' Uppsala University

Al parecer Ehrlich no iba mal encaminado cuando apostó con su amigo Simon por un petróleo más caro en el largo plazo. De haber estirado unos años la fecha de liquidación, se hubiese llevado la apuesta.

Por tanto, ante la evidencia de una inevitable subida del precio del petróleo en un futuro muy próximo, el objetivo de la segunda parte del trabajo va a ser precisamente evaluar a través de un análisis econométrico el impacto que tendría esta inminente escalada sobre algunas variables macroeconómicas relevantes de la economía española.

4. ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL PRECIO DEL PETROLEO EN LA MACROECONOMÍA ESPAÑOLA

4.1 INTRODUCCIÓN

A pesar de su indudable importancia, la influencia del precio del petróleo sobre las variables relevantes de la economía no es un tema ampliamente estudiado desde el punto de vista teórico en la modelización macroeconómica. Se han realizado, sin embargo, un gran número de estudios empíricos que, en general, concluyen que efectivamente existe una relación causa-efecto entre un shock en el precio del petróleo y una repentina respuesta de determinadas variables macroeconómicas.

Entre los numerosos estudios que respaldan esta evidencia destaca el trabajo ‘Bernanke et al (1997)³⁴, realizado con datos de la economía de EE.UU

En él se demuestra que un impacto en el precio del petróleo conduce a un periodo posterior de ralentización económica, motivado en gran parte por la respuesta alcista del tipo de interés, que responde al incremento producido en la tasa de inflación, que aumenta como consecuencia del shock en el precio del petróleo.

A partir de estos resultados, su principal conclusión fue que el endurecimiento de la política monetaria en respuesta a un shock en el precio del petróleo solo consigue empeorar la situación, lastrando aún más una producción ya afectada inicialmente por ese incremento en la tasa de precios.

A raíz de este estudio surgieron muchos más. En algunos de ellos, como el realizado por Hamilton y Herrera (2004), se critican las conclusiones establecidas en ‘Bernanke et al’, y en otros, como Hamilton (2000) y Calstrom y Fuerst (2005), el propósito es analizar el impacto del precio del petróleo en otras variables macroeconómicas.

En definitiva, los trabajos analizados permiten aceptar que existe evidencia empírica a favor de la influencia del precio del petróleo en la macroeconomía. En esta segunda parte del trabajo el objetivo es aportar evidencia en este sentido en relación a la economía española.

³³ Las curvas de oferta y demanda son una aproximación a las reales. Los organismos estadísticos no ofrecen datos anteriores a 1980 por lo que se ha tomado como referencia un gráfico real extraído de la tesis doctoral de Robelius, Fredrik

³⁴ BERNANKE, BEN S. (1997) ‘*Systematic Monetary Policy and the effects of Oil price shocks*’

4.2 OBJETIVO DEL ANÁLISIS

Tal y como se acaba de indicar, en este último apartado del presente trabajo voy a analizar un trabajo empírico en la misma línea que los trabajos anteriormente citados, pero en vez de utilizar datos de la economía americana, voy a hacerlo para la economía española. Es decir, analizaré el impacto de un shock en el precio del petróleo sobre algunas variables macroeconómicas relevantes de la economía española. Más adelante concretaré cuáles serán esas variables macroeconómicas que van a ser objeto del citado análisis.

Para llevarlo a cabo me apoyaré en la econometría, rama de la economía que, haciendo uso de modelos matemáticos y estadísticos, se dedica, entre otras cosas, a analizar e interpretar los efectos que generan sobre determinadas variables los shocks generados por otras (lo cual justamente es el objetivo de mi análisis).

4.3 LOS MODELOS MULTIECUACIONALES O MODELOS VAR (VECTORES AUTORREGRESIVOS)

Dentro de la econometría existen 2 tipos de modelos para estudiar series temporales: modelos uniecuacionales y modelos multiecuacionales (o de ecuaciones simultáneas). Los modelos uniecuacionales, único tipo de modelo estudiado a lo largo del grado, reflejan relaciones de dependencia o causalidad entre series en una sola dirección.

A veces, en la práctica real, es necesario analizar las series de manera ‘conjunta’, consiguiendo de tal manera tomar en cuenta la interdependencia entre ellas.

Y esto es precisamente lo que se logra con los modelos de ecuaciones simultáneas, más concretamente con los VAR (Vectores Autorregresivos), es decir, caracterizar las interacciones simultáneas entre un grupo de variables a lo largo de un determinado número de periodos.

A diferencia de los modelos uniecuacionales, los modelos VAR son sistemas de ecuaciones, representándose cada variable (o serie temporal) con una ecuación del sistema, por lo que se tendrán tantas ecuaciones como variables se incluyan en el modelo.

Es decir, mientras que en los modelos uniecuacionales, a través de una sola ecuación, un conjunto de variables o series temporales (exógenas o independientes) explican la variabilidad de una variable o serie temporal (endógena o dependiente) en un momento ‘t’:

$$y = \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_t x_t + \varepsilon_t \quad (4.1)$$

siendo ‘y’ la variable dependiente y ‘x_t’ las variables independientes,

en los modelos multiecuacionales, como los VAR, todas las variables introducidas en el modelo son tratadas como variables endógenas o dependientes, siendo cada una de ellas explicada por su propio pasado y por el de la/s otra/s variables del modelo, en función de la cantidad de variables y retardos para cada variable que se incluyan.

Así pues, la estructura de un VAR en el que incluimos ‘n’ variables y ‘n’ retardos asociados a cada una de las variables, sería la siguiente:

$$y_{1t} = \beta_{10} + \beta_{11}y_{1t-1} + \beta_{12}y_{1t-n} + \beta_{13}y_{2t-1} + \beta_{14}y_{2t-n} + \dots + \beta_{1n}y_{nt-1} + \beta_{1n}y_{nt-n} + \varepsilon_{1t} \quad (4.2)$$

$$y_{2t} = \beta_{20} + \beta_{21}y_{1t-1} + \beta_{22}y_{1t-n} + \beta_{23}y_{2t-1} + \beta_{24}y_{2t-n} + \dots + \beta_{2n}y_{nt-1} + \beta_{2n}y_{nt-n} + \varepsilon_{2t} \quad (4.3)$$

(...)

$$y_{nt} = \beta_{n0} + \beta_{n1}y_{1t-1} + \beta_{n2}y_{1t-n} + \beta_{n3}y_{2t-1} + \beta_{n4}y_{2t-n} + \dots + \beta_{nn}y_{nt-1} + \beta_{nn}y_{nt-n} + \varepsilon_{nt} \quad (4.4)$$

siendo y_{1t}, \dots, y_{nt} las ‘n’ variables o series temporales del modelo, $y_{1t-1}, \dots, y_{nt-n}$ los retardos asociados a cada una de las variables, $\beta_{10}, \dots, \beta_{nn}$ los coeficientes asociados a cada uno de los retardos y $\varepsilon_{1t}, \dots, \varepsilon_{nt}$ las innovaciones estructurales asociadas a cada variable.

De esta manera se consigue capturar de una manera mucho más precisa que con modelos uniecuacionales, los movimientos entre las variables del modelo y sus interrelaciones dinámicas en el corto plazo.

Nótese que un shock inesperado en una de las variables, por ejemplo en y_{2t} , en la forma de un valor no nulo de la innovación estructural asociada a dicha variable, ε_{2t} , tiene un efecto inmediato sobre la variable y_{2t} en el periodo t, y un efecto posterior en t+1 en las demás variables del modelo a través de la presencia de la variable y_{2t} en forma de retardo en las demás ecuaciones del modelo.

Este es el fin último de estos modelos, es decir, analizar a corto plazo las interacciones entre las variables que lo comprenden, estudiando, entre otras cosas, cómo un shock inesperado en una de las variables afecta, en el corto plazo, a las restantes variables del modelo. A este análisis se le conoce como ‘Análisis impulso-respuesta’ y constituye uno de los usos más típicos y atractivos de los modelos VAR.

Dado que el objetivo de este apartado del trabajo es obtener los efectos que tiene un shock del precio del petróleo en ciertas variables macroeconómicas de la economía española, voy a aplicar esta técnica econométrica, el ‘análisis Impulso-respuesta’ que ofrecen los modelos VAR, al cumplimiento de dicho el objetivo.

4.4 ESTRUCTURA DEL ANÁLISIS

El proceso a seguir hasta llegar a estimar el modelo VAR y hacer uso del análisis impulso-respuesta que ofrece no es precisamente sencillo ni breve.

Por ello considero útil indicar inicialmente los pasos que se van a seguir hasta llegar a la estimación del mismo:

- En primer lugar introduciré las variables macroeconómicas (series temporales) que van a formar parte de nuestro modelo.
- En segundo lugar definiré la estructura del modelo VAR, aspecto clave del proceso.

- Posteriormente llevaré a cabo un análisis del orden de integración de cada una de las variables del modelo, una propiedad que, como mencionare cuando corresponda, influye significativamente en el desarrollo del proceso.
- Seguidamente introduciré el concepto de cointegración y llevaré a cabo un análisis del mismo para las distintas variables que forman el modelo, ya que, de nuevo, es otro aspecto que tiene una influencia considerable en la ejecución del proceso
- A continuación se ejecutaran los contrastes propios de los modelos VAR, vitales para garantizar la correcta estimación del modelo.
- Y por último se evaluarán los resultados proporcionados por los modelos VAR haciendo uso del denominado ‘Análisis impulso-respuesta’.

4.5 DESARROLLO DEL ANÁLISIS

4.5.1 Introducción de las variables objeto de estudio

Comienzo, siguiendo los pasos establecidos, por la introducción de las variables macroeconómicas que van a utilizarse en el análisis econométrico.

En total van a ser 5 variables, escogiéndose para todas ellas series de datos de periodicidad trimestral del periodo escogido, 1987 -2015.

La razón por la cual he elegido ese periodo muestral para el análisis es doble. En primer lugar pretendo evitar que se reflejen en los datos las dos crisis habidas durante la década de los 70, en las cuales el petróleo es el gran protagonista, y por otro lado trato de capturar el rol que juegan los shocks en los precios del petróleo en un periodo particularmente volátil para el precio del mismo, especialmente en la segunda parte de la muestra.

Por otro lado, la razón por la cual empleo una frecuencia trimestral para las series temporales tiene que ver con la homogeneización de las mismas. Y es que para una de las variables del modelo que a continuación presentaré, como es el PIB, no existen datos con frecuencia mayor que la trimestral.

Las 5 variables macroeconómicas que integran mi análisis son las siguientes:

- **El precio del petróleo** – precio spot del barril de petróleo Brent, FOB.
- **El tipo de interés** – tipo de interés a corto plazo del mercado interbancario español fijado por el banco de España hasta el cuarto trimestre de 1998; facilidad marginal de crédito para la zona Euro establecida por el BCE desde 1999 hasta 2015.
- **El tipo de cambio** – EUR|USD desde 1999 hasta 2015; pta|USD hasta 1999, con la conversión pertinente de pta. a EUR.
- **La tasa de inflación** – obtenida a partir del IPC español con base 2011.
- **El PIB** – español en precios reales, deflactados por el IPC.

Algunos comentarios con respecto a las series de datos utilizadas para cada variable:

En primer lugar decir que se ha intentado en la medida de lo posible contar con series de datos representativos de la situación macroeconómica de la economía española, acorde con el propósito del análisis.

Esto ha sido factible para todas las variables a excepción, por razones obvias, de 1 de ellas: el tipo de interés.

La creación del Banco Central Europeo (BCE) en 1998, cuyo papel principal por el cual se estableció, fue y sigue siendo mantener la estabilidad de precios en la zona Euro, supuso la homogeneización del mercado interbancario europeo.

A partir de 1999, todos los países integrantes de la UEM (Unión Económica y Monetaria de la UE), concretamente, las entidades financieras radicadas en la zona Euro, entre ellas las españolas, son responsabilidad del BCE, el cual se encarga desde entonces de su supervisión, asumiendo igualmente las funciones de política monetaria para toda la eurozona.

Por esta razón, la variable ‘tipo de interés’ se encuentra dividida en dos sub-muestras. La primera parte de la muestra, anterior a la creación del BCE, refleja los tipos de interés del mercado interbancario español, mientras la segunda, incluye los tipos de referencia del BCE para toda la zona Euro.

En cuanto a la frecuencia temporal de cada serie destaco lo siguiente:

A excepción del PIB, el cual aparece originalmente en trimestres, el resto de series temporales han tenido que ser homogeneizadas.

Todas ellas, independientemente de la frecuencia temporal en la que se encontraban inicialmente, han sido transformadas a series trimestrales calculando el correspondiente promedio matemático.

La frecuencia temporal original de cada serie es la siguiente:

- **Precio del Brent:** datos mensuales.
- **Tipo de interés:** interbancario español – datos diarios; eurozona – datos diarios.
- **Tipo de cambio:** pta|USD – datos diarios; EUR|USD – datos diarios.
- **Tasa de inflación:** obtenida a partir del IPC en datos mensuales.
- **PIB:** datos trimestrales.

Con respecto a las unidades en las que aparece cada serie, aclarar lo siguiente:

- **El precio del barril de Brent**, al igual que todos los barriles de petróleo de referencia, cotiza en USD
- **El tipo de interés interbancario**, tanto el español como el de la zona Euro, aparece en tanto por 1
- **El tipo de cambio** utilizado es el EUR|USD, es decir, el precio de 1 Euro en términos de Dólares estadounidenses. Con respecto a los datos del tipo de cambio utilizado previo a la introducción del EUR, pta|USD, señalar que han sido homogeneizados al tipo EUR|USD a través del factor de conversión: EUR/pta= 166,386

- **La tasa de inflación**, obtenida a partir de la evolución del IPC, aparece en tanto por 1. A su vez, el IPC tiene como base el año 2011. Señalar que han sido necesarios 3 cambios de base para lograr obtener la serie temporal completa. Originalmente contaba con 4 series de IPC que conseguían cubrir la totalidad del periodo muestral: IPC base 1992, IPC base 2001, IPC base 2006, IPC base 2011. Los cambios de base realizados para transformar las series a una única base, 2011, han sido los siguientes: cambio de base 1992 a 2001, cambio de base 2001 a 2006 y finalmente cambio de base 2006 a 2011.
- **El PIB** se encuentra en millones de Euros. De nuevo, los datos anteriores a la introducción del Euro, medidos en pesetas, han sido homogeneizados a través del factor de conversión: EUR/pta= 166,386
A su vez, este ha sido deflactado por el IPC base 2011, es decir, dividiendo cada dato trimestral en precios corrientes por su correspondiente IPC base 2011 y multiplicando finalmente por 100, para obtener la serie en precios reales.

Por último, las fuentes estadísticas utilizadas así como la denominación de las variables a lo largo del análisis quedan reflejadas en la tabla del Anexo III.

4.5.2 Estructura de los modelos VAR

4.5.2.1 Introducción

Una vez introducidas las variables, lo siguiente, acorde con los pasos establecidos anteriormente, será definir la estructura del modelo VAR a estimar.

Recordemos que un modelo VAR es un modelo multiecuacional, con tantas ecuaciones como variables se incluyan, siendo éstas explicadas tanto por sus propios retardos como por los de las otras variables incluidas.

La estructura del VAR que he considerado más conveniente para estudiar las interrelaciones entre cada una de las variables y el precio del petróleo es la de un modelo VAR bivariante.

Es decir, cada VAR constará únicamente de 2 variables (lo que equivale a un VAR de 2 ecuaciones), siendo una de ellas en todos los casos el precio del petróleo. Por tanto, formularemos tantos modelos VAR como variables se deseen contrastar. Como se han escogido 5 variables, y dado que el precio del petróleo va a estar presente en todos los VAR, el número total de modelos VAR a estimar ascenderá a 4.

- **VAR n°1:** Precio del petróleo – Tipo de interés
- **VAR n°2:** Precio del petróleo – Tipo de cambio
- **VAR n°3:** Precio del petróleo – Tasa de inflación
- **VAR n°4:** Precio del petróleo – PIB

4.5.2.2 Selección del número de retardos: contraste de especificación

Como paso previo, antes de presentar los 4 modelos VAR en su formato ecuacional, es necesario establecer el número de retardos a incluir como variables explicativas para cada variable en cada uno de los 4 modelos.

La selección del número de retardos constituye el primero y más conocido contraste relativo a los modelos VAR, que se denomina *contraste de especificación*

Existen multitud de técnicas o estrategias que permiten determinar el número óptimo de retardos a incluir en cada ecuación del modelo. En este caso he optado por examinar los criterios de información, que son determinadas correcciones sobre el valor muestral de la función logaritmo de verosimilitud.

Los más conocidos son los de Akaike (AIC), Schwartz (BIC) y Hannan – Quinn (HQC)³⁵:

$$AIC = -2\frac{l}{T} + 2\frac{n}{T} \quad (4.5) \quad BIC = -2\frac{l}{T} + n\frac{\ln T}{T} \quad (4.6) \quad HQC = -2\frac{l}{T} + 2\frac{k \ln(\ln T)}{T} \quad (4.7)$$

Si bien es cierto que existe cierta controversia acerca de cuál de los 3 criterios proporciona una información más correcta, a lo largo de todo el análisis y como se ha venido haciendo durante el grado, el criterio que tomaré como referencia será el de Schwartz (BIC)

La selección del número de retardos para cada modelo VAR la realiza el programa Gretl de manera instantánea, introduciendo simplemente las variables que integran cada VAR y un número máximo de retardos a tener en cuenta, que en este caso han sido 12.

Gretl es un software econométrico diseñado para el análisis estadístico y la estimación de modelos econométricos. Existen en la actualidad varios softwares con funcionalidades similares, capaces de ofrecer multitud de herramientas en lo que a la estadística y la econometría se refiere. Sin embargo y dado que Gretl ha sido el programa con el que hemos trabajado a lo largo del grado, me he decantado finalmente por él.

Volviendo al contraste, Gretl devuelve el nº de retardos que cada uno de los 3 criterios considera óptimo para cada uno de los 4 modelos VAR. Los resultados, que aparecen detallados en el Anexo IV, quedan resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 4.1: Resultados del contraste de especificación

	Criterio utilizado	Nº de retardos óptimo
VAR nº1	BIC	1
VAR nº2	BIC	1
VAR nº3	BIC	3
VAR nº4	BIC	2

4.5.2.3 Especificación provisional de los modelos VAR

Una vez conocidos los retardos óptimos a incluir para cada VAR ya es posible representar los modelos provisionales (a continuación detallaré el porqué de provisional) en su formato ecuacional. Los 4 modelos especificados aparecen en el Anexo V.

³⁵ siendo $l = -\frac{Tk}{2}(1 + \ln 2\pi) - \frac{T}{2} \ln |\widehat{\Sigma}_l|$, d es el número de variables exógenas, p el orden del VAR, k el número de variables, y $n = k(d + pk)$ el número de parámetros estimados por el modelo VAR.

En principio, si el modelo VAR no presentase ninguna restricción, estos serían los modelos a estimar. El modelo de mínimos cuadrados ordinarios (MCO) estimaría fácilmente los parámetros β de cada VAR y a partir de ellos se trataría de observar y cuantificar la reacción en cadena que un shock en forma de innovación estructural no nula (ε_t) de una de las variables causa sobre el resto de variables, en este caso variable del modelo.

Tal y como anticipaba en la introducción, este análisis, el cual constituye el objetivo último de esta parte del trabajo, se denomina Análisis Impulso-Respuesta, y se lleva a cabo una vez estimado el o los modelos VAR.

Sin embargo, como sugería al principio del análisis, el proceso a seguir hasta dar con los modelos VAR correctos, es decir, aquellos sobre los que se llevará a cabo la estimación y el consiguiente análisis impulso-respuesta, implica seguir determinados pasos en forma de contrastes y estudios previos.

4.5.3 Análisis del orden de integración³⁶

Siguiendo con la ruta establecida inicialmente, el siguiente paso una vez introducidas las variables y definida la estructura del modelo VAR, consiste en llevar a cabo un análisis del orden de integración de cada una de las variables o series temporales que se van a estudiar. ¿En qué consiste este análisis y porqué constituye una parte tan relevante del proceso?

4.5.3.1 Objetivo del análisis del orden de integración

Es un hecho contrastado que algunas técnicas econométricas sólo proporcionan resultados fiables si las series que se utilizan son estacionarias. Esto es lo que sucede con los modelos VAR.

Y es que en la vida real, sobre todo en el campo económico, la mayor parte de las series temporales no lo son, lo que supone un problema a la hora de llevar a cabo análisis econométricos como los VAR, pues está más que probado que técnicas de regresión basadas en datos no estacionarios tienden a producir resultados espurios.

Afortunadamente, la econometría tiene respuesta a este problema, ofreciendo determinadas alternativas que pueden utilizarse en el caso de que las series objeto de estudio sean no estacionarias.

4.5.3.2 La estacionariedad de las series temporales

Antes de afrontar el problema, veamos brevemente en que consiste esta característica (la no estacionariedad) que tanto condiciona el proceso.

Se dice que una serie temporal es estacionaria si mantiene constante en todo momento tanto su media como su varianza. En términos matemáticos:

$$E[X_t] = \mu \quad \text{para todo } t \quad (4.8)$$

$$\text{Var}[X_t] = \sigma^2 \quad \text{para todo } t \quad (4.9)$$

³⁶ NIEVAS LOPEZ, JAVIER (2015) 'Apuntes de Aplicaciones Econométricas' Universidad de Zaragoza

Por el contrario, una serie será no estacionaria cuando, no cumple alguna de las dos condiciones anteriores. En algunos casos, las series no estacionarias presentan pautas que se repiten periódicamente (componentes estacionales). En general, las series no estacionarias presentan (algunas de) las siguientes características:

- **Tendencia**, como consecuencia de no mantener una media constante a lo largo de todas las observaciones
- **Irregularidad** en forma de variaciones aleatorias alrededor de una media, causada por una varianza no constante
- **Estacionalidad**, lo que supone la aparición de efectos cíclicos, es decir, la repetición de una determinada estructura a lo largo de todo el periodo muestral.

Como mencionaba en párrafos anteriores, casi todas las series temporales reales, en especial aquellas que tienen que ver con la economía, como es mi caso, tienden a ser series no estacionarias. Y esto es problemático para la aplicación de buen número de técnicas del análisis econométrico, que sólo funcionan bien con series estacionarias.

Sin embargo, como anticipaba anteriormente, existen soluciones para este problema: lo que recomienda la econometría en este caso es convertir aquellas series que sean no estacionarias en series estacionarias a partir de su diferenciación. Es decir, trabajar con las series en diferencias (o incrementos).

En este sentido, cada serie temporal puede ser:

- ⊗ **I(0)** o serie estacionaria. Son aquellas series que originalmente son estacionarias y que por lo tanto no necesitan ser diferenciadas
- ⊗ **I(1)**: serie integrada de orden 1. Son aquellas series que, para su transformación en series estacionarias, han tenido que ser diferenciadas una vez.
- ⊗ **I(2)**: serie integrada de orden 2. Son aquellas series que, para su transformación en series estacionarias, han tenido que ser diferenciadas dos veces. Rara vez necesita una serie ser diferenciada más de 2 veces para convertirse en estacionaria, por lo que en líneas generales, estos son los 3 tipos de series que nos podemos encontrar

Por tanto, sabiendo que los modelos econométricos como el VAR solo aceptan series estacionarias, bien estacionarias originales como las I(0) o convertidas en estacionarias como las I(1) o I(2), lo siguiente será determinar la naturaleza estacionaria de cada una de ellas, es decir, el orden de integración de cada una de las series.

4.5.3.3 Métodos para la realización del análisis del orden de integración

En la actualidad existen multitud de métodos que permiten determinar el orden de integración de una serie temporal:

- ⊗ La **primera posibilidad** consiste en analizar gráficamente la serie y observar las características de la misma, asociándola bien a una serie estacionaria (si la media y la varianza son constantes) o a una serie no estacionaria (si la serie presenta tendencia, cambios en su varianza o estacionalidad)

- ⊗ Una **segunda opción** pasaría por estudiar los correlogramas de la serie temporal, analizando tanto la función de autocorrelación simple como la parcial, asociando la apariencia de cada una de ellas al de una serie estacionaria o al de una no estacionaria.
- ⊗ Y por último, **el tercer** y más frecuente de los métodos consiste en llevar a cabo un contraste econométrico: el test de Dickey-Fuller, que a continuación introduciré.

Este último método será el que emplearé para determinar el orden de integración de cada una de las series temporales que integrarán los 4 modelos VAR.

4.5.3.4 Repercusión de los resultados del análisis en la especificación de los modelos VAR

En función de los resultados que se obtengan al realizar dicho contraste, es decir, en función del orden de integración de cada serie temporal, el modelo VAR a estimar tendrá una forma u otra. Me explico:

Partíamos de un modelo bivalente, en el que cada VAR contaba únicamente con dos variables endógenas, siendo siempre una de ellas el precio del petróleo, por lo que finalmente resultaban 4 los modelos a estimar.

Anteriormente se representaron los 4 modelos VAR, y se indicó que esos serían los VAR a estimar, una vez determinado el nº de retardos óptimo, si no existiese el obstáculo de la previsible no estacionariedad de las series.

Dicho obstáculo, como acabamos de indicar, se solventará diferenciando aquellas series que no fueran estacionarias, y en función de las veces que cada serie se tenga que diferenciar para su transformación en estacionaria, la serie tendrá un orden de integración u otro.

En función del orden de integración que tenga cada par de variables³⁷, y hago énfasis en ‘par’ ya que la estructura de partida del modelo es bivalente, el modelo VAR a estimar, es decir, el modelo VAR definitivo a partir del cual se llevará a cabo el análisis impulso-respuesta, tendrá una forma u otra:

- ⊗ En el caso de que las variables de cada VAR fuesen **estacionarias I(0)**, es decir, estacionarias por naturaleza y no convertidas, el modelo VAR a estimar sería el que aparece representado páginas atrás.

A modo de ejemplo, supongamos que las variables ‘P_BRENT’ y ‘TI_INTER, una vez realizado el test de Dickey-Fuller, resultan ser series estacionarias I(0). En tal caso, el modelo VAR que mejor analizaría las interrelaciones a corto plazo entre ambas sería el siguiente:

$$P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (4.10)$$

³⁷ NOVALES, ALFONSO (2014) ‘Modelos vectoriales Autorregresivos’ Punto 1.9.2

$$TI_INTER_t = \beta_{20} + \beta_{21}P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.11)$$

⊗ Si por el contrario, las variables de cada VAR fuesen **integradas de orden 1, I (1)**, deberá estudiarse la existencia de **cointegración** entre ambas variables. Este concepto que posteriormente introduciré, solo se puede dar en pares de variables cuyo orden de integración sea explícitamente 1. Por lo que solo tendrá sentido su análisis en aquellos pares de variables cuyo orden de integración, una vez realizado el test de Dickey-Fuller, resulte 1.

El análisis consistirá en llevar a cabo un contraste de cointegración, que en este caso, dado que trabajamos con modelos multiecuacionales, lo llevaremos a cabo a través del conocido **contraste de Johansen**.

Dicho contraste nos informará en primer lugar de la existencia de cointegración entre las variables contrastadas, y en segundo lugar, a raíz del resultado del contraste, nos orientará sobre la forma que deberá tener el modelo VAR definitivo, es decir, aquel que mejor estudiará la interdependencia entre dichas variables.

Y por último, si suponemos un par de variables con distinto orden de integración, la existencia de cointegración queda descartada (se debe cumplir que ambas tengan orden de integración 1), por lo que el contraste de Johansen no nos informará en este caso del modelo VAR apropiado para cada par de variables.

En ese caso, dado que los VAR únicamente se pueden utilizar con series estacionarias y suponiendo que ninguna de las variables originalmente lo es, la regresión VAR más adecuada para estudiar las interrelaciones a corto plazo entre ambas variables la formarán ambas variables en diferencias, es decir, convertidas a estacionarias.

Supongamos que el siguiente par de variables ‘P_BRENT’ y ‘EUR_USD’ son respectivamente integradas de orden 1 y 2, es decir, I(1) e I(2). El modelo VAR más apropiado quedaría representado por el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta\Delta EUR_USD_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (4.12)$$

$$\Delta\Delta EUR_USD_t = \beta_{20} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta\Delta EUR_USD_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.13)$$

Donde el grado de integración de cada variable queda reflejado en los incrementos o diferencias que se toman para su transformación en serie estacionaria.

Una vez matizado el camino que seguirán los modelos VAR en función del orden de integración que tengan sus variables, procedamos a estudiar cuál es ese orden a partir, como ya mencioné, del último de los 3 métodos posibles: el test de Dickey-Fuller

4.5.3.5 Desarrollo del análisis a partir del test de Dickey-Fuller

4.5.3.5.1 Introducción al contraste de Dickey-Fuller

La explicación teórica de este contraste aparece detallada en el Anexo VI.

4.5.3.5.2 Test de Dickey-Fuller sobre las variables objeto de estudio

Comienzo realizando el test sobre las series temporales originales, siguiendo el criterio del p-valor y asumiendo un nivel de confianza del 99%, lo que supone trabajar con un nivel de significación del 1%.

Los resultados de la aplicación de este contraste aparecen con detalle en el Anexo VII. En la Tabla 4.2 se presenta un resumen de los mismos, concluyéndose que en todos los casos se acepta al 99% de confianza la hipótesis nula. Es decir, se rechaza la hipótesis de estacionariedad de las series. Por lo tanto asumimos que ninguna de las series es estacionaria, aceptando por consiguiente que al menos tienen una raíz unitaria, es decir, que al menos son integradas de primer orden, I(1).

Tabla 4.2: Resultados del test de Dickey-Fuller sobre las series originales

	P-valor	Resultado (99% n.c)	Conclusión
Precio del petróleo (P_BRENT)	0,5851	Aceptación Ho	Al menos I(1)
Tipo de interés (TI_INTER)	0,8122	Aceptación Ho	Al menos I(1)
Tipo de cambio (EUR_USD)	0,4337	Aceptación Ho	Al menos I(1)
Tasa de inflación (INF)	0,7796	Aceptación Ho	Al menos I(1)
Producto interior bruto (PIB_REAL)	0,6594	Aceptación Ho	Al menos I(1)

Aplicamos a continuación el mismo contraste sobre las series en primeras diferencias, mostrándose los resultados resumidos en la Tabla 4.3 (para más detalle, véase el Anexo VIII).

Tabla 4.3: Resultados del test de Dickey-Fuller sobre las series en primeras diferencias

	P-valor	Resultado (99% n.c)	Conclusión
1ª Dif. Precio del petróleo (d_P_BRENT)	4,46E-08	Rechazo Ho	La serie es I(1)
1ª Dif. Tipo de interés (d_TI_INTER)	1,65E-09	Rechazo Ho	La serie es I(1)
1ª Dif. Tipo de cambio (d_EUR_USD)	5,97E-08	Rechazo Ho	La serie es I(1)
1ª Dif. Tasa de inflación (d_INF)	1,16E-19	Rechazo Ho	La serie es I(1)
1ª Dif. PIB Real (d_PIB_REAL)	0,01035	Rechazo Ho*	La serie es I(1)

Los resultados nos permiten concluir que todas las series son integradas de primer orden (es decir, ha bastado con diferenciarlas una sola vez para convertirlas en series estacionarias).

*Resaltar que en el caso de la variable PIB_REAL, el grado de confianza al cual se ha asumido un orden de integración 1 para la misma ha sido, a diferencia del resto de variables, un 95%. Ambas opciones, 99% y 95% son válidas en econometría. En este caso, y dado que al 99% la aceptación de la hipótesis nula sería muy justa (por el tercer decimal) he decidido quedarme con dicho resultado aplicando un 95% de nivel de confianza, lo cual supone un rechazo claro.

Por último resaltar que para todos los contrastes, incluidos tanto los contrastes sobre series originales como los de series en primeras y segundas diferencias, el número máximo de retardos considerado ha sido de 12, siendo el criterio AIC modificado el que finalmente decide sobre el número óptimo.

4.5.3.5.3 Valoración conjunta de los resultados del test de Dickey-Fuller

Con la aplicación de los contrastes *Dickey-Fuller* se concluye el análisis del orden de integración de las series temporales. Se resume en la siguiente tabla el orden de las mismas agrupadas por pares de variables según cada modelo VAR:

Tabla 4.4: Orden de integración de los 4 pares de series temporales

	Orden de integración	Posibilidad de cointegración
P_BRENT	I(1)	SI
TI_INTER	I(1)	
P_BRENT	I(1)	SI
EUR_USD	I(1)	
P_BRENT	I(1)	SI
INF	I(1)	
P_BRENT	I(1)	SI
PIB_REAL	I(1)	

4.5.3.6 Especificación de los modelos VAR a partir de los resultados obtenidos en el análisis del orden de integración

4.5.3.6.1 Introducción

Una vez llegados a este punto, en el cual ya conocemos el orden de integración de los pares de variables que formarán los 4 modelos VAR que queremos estimar, el siguiente paso es dilucidar la forma que presentará cada uno de los 4 modelos, la cual venía influida, tal y como se ha explicado en el punto 4.5.3.4, por el orden de integración de cada par de variables.

De esta manera, vamos a concretar cuál es el modelo VAR adecuado para cada par de variables, tomando como ejemplo para la explicación el primero de los pares:

Fijándonos en la tabla anterior, vemos que todos y cada uno de los pares de variables que integraran los 4 modelos VAR son integrados de orden 1

Por tanto estamos en el segundo de los casos expuestos en punto 4.5.3.4, aquél en el que el par de variables eran integradas de primer orden.

Tal y como allí se anticipó, el hecho de contar con dos variables integradas de orden 1 hace necesario el estudio de la existencia de cointegración entre ambas variables. En las páginas siguientes abordamos esta cuestión.

4.5.3.6.2 Concepto de cointegración

4.5.3.6.2.1 Introducción

La explicación teórica de este concepto se recoge en el Anexo IX. Para estudiar la posible existencia de cointegración entre las variables, vamos a servirnos del denominado ‘Contraste de Johansen’.

4.5.3.6.2.2 El contraste de Johansen³⁸

Este contraste, además de desvelar si los pares de variables, tomemos como ejemplo el primero de ellos, P_BRENT y TI_INTER, están o no cointegradas, nos determina como indicaba anteriormente, qué forma deberá tener el modelo VAR para explicar de la mejor manera posible las interrelaciones entre ambas variables.

El punto de partida de dicho contraste será un modelo VAR, en el que las variables, en este caso P_BRENT y TI_INTER, son integradas de primer orden.

Recordando que los modelos VAR solo admiten variables estacionarias, en una primera aproximación a ese VAR óptimo que nos devolverá el test de Johansen, las variables deben aparecer en sus primeras diferencias (para convertir así las series en estacionarias):

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \Pi \Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{11} \Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12} \Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (4.14)$$

$$\Delta TI_INTER_t = \beta_{20} + \Pi \Delta TI_INTER_{t-1} + \beta_{21} \Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22} \Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.15)$$

incluyendo el nº de retardos óptimo para este primer modelo calculado en apartados anteriores (resultando un retardo en este caso).

Como se aprecia en esta primera aproximación del modelo óptimo del que parte el contraste de Johansen, éste incluye un término no visto hasta ahora, Πi , el cual se conoce como término de corrección del error.

Este término es el que dará una forma u otra al modelo VAR óptimo en función de la existencia o no existencia de cointegración entre las variables analizadas. La explicación es la siguiente:

³⁸ REGÚLEZ CASTILLO, MARTA (2006) ‘Ejemplo de Análisis de cointegración con Gretl’ - Punto 1.3 Universidad Politécnica de Valencia

El rango de dicho término de error, que no es más que una matriz cuyo contenido son todos los parámetros estimados del modelo, es el que determinará si existe o no existe cointegración entre las variables.

Si el rango de dicha matriz fuera 0, estaríamos asumiendo que las variables que componen el modelo, en este caso P_BRENT y TI_INTER, no están cointegradas.

Si por el contrario el rango fuera 1, lo que estaríamos aceptando es que el modelo que proponemos consta de 1 relación de cointegración.

En este caso y dado que la estructura de mi análisis está basada en modelos VAR bivariantes, es decir, modelos VAR en los que únicamente se analizan pares de variables, queda claro que el máximo rango que puede tomar dicha matriz o dicho término de error es 1, ya que no puede darse más de 1 relación de cointegración al estar analizándose únicamente 2 variables.

Por lo demás, como en cualquier otro contraste, se concreta una hipótesis nula y otra alternativa. En este caso, el contraste comienza contrastando la posibilidad de que el rango de la matriz sea 0, o lo que es lo mismo, que las variables del modelo no estén cointegradas.

Así pues, el primer par de hipótesis que contrastaría Johansen serían las siguientes:

H_0 : rango de $\prod i = 0$, o lo que es lo mismo, las variables del modelo no están cointegradas

H_a : rango de $\prod i > 0$, o lo que es lo mismo, al menos existe una relación de cointegración

Si aceptamos la hipótesis nula de este primer contraste, esto equivale a aceptar que la matriz de multiplicadores tiene un rango 0, lo que equivale a asumir que ambas variables P_BRENT y TI_INTER no están cointegradas.

Si por el contrario dicha hipótesis nula fuese rechazada, estaríamos aceptando que al menos existe una relación de cointegración. Ya que en modelos bivariantes, como son los nuestros, sólo puede haber (como máximo) una relación de cointegración, rechazar la hipótesis nula significaría que existe una relación de cointegración (pues nunca podría haber más de una). No obstante, confirmaremos que es así aplicando de nuevo el contraste de Johansen para reafirmar que el rango de la matriz de multiplicadores sea exactamente 1, o lo que es lo mismo, que exista una relación de cointegración (hipótesis nula), frente a la posibilidad de que exista más de una (hipótesis alternativa).

Resumiendo, solo pueden darse dos casos: que las variables no estén cointegradas o que lo estén, y en ese caso, como son solo dos, habrá un máximo de una relación de cointegración, o lo que es lo mismo, la matriz de multiplicadores tendrá un rango máximo de 1.

4.5.3.6.2.3 Repercusión de los resultados del contraste de Johansen en la especificación de los modelos VAR

Una vez aplicado el contrastes de Johansen, los resultados de mismo nos permiten establecer la forma que deberá adoptar cada modelo VAR bivalente para que el análisis de las interrelaciones entre las variables que lo integran sea el más exacto y riguroso posible.

Tal y como hemos indicado, el contraste de Johansen partía de una aproximación a ese modelo VAR óptimo que buscamos, el cual contenía un término hasta ahora desconocido, el término de corrección del error, $\prod i$:

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \prod \Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (4.16)$$

$$\Delta TI_INTER_t = \beta_{20} + \prod \Delta TI_INTER_{t-1} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.17)$$

De hecho, el contraste de Johansen se ha realizado para conocer el valor/rango de ese término de error o matriz de multiplicadores a incluir en el citado modelo VAR óptimo. Es decir, en función del resultado que arroje dicho contraste, se determinará el modelo óptimo:

- ⊗ Si el rango de la matriz de multiplicadores $\prod i$ es 0 , es decir, si las variables no están cointegradas, el modelo óptimo, sustituyendo el valor de $\prod i$ en la aproximación al modelo óptimo del cual Johansen partía, se reduce a un modelo VAR en el que las variables aparecen en primeras diferencias:

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (4.18)$$

$$\Delta TI_INTER_t = \beta_{20} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.19)$$

- ⊗ Si el rango de $\prod i$ es igual a 1, entonces el modelo VAR del que partía Johansen quedaría convertido en un modelo corregido, el denominado VECM o modelo de corrección del error, en el que el término $\prod i$ se puede escribir como el producto de dos matrices α y β' :

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \alpha\beta'\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (4.20)$$

$$\Delta TI_INTER_t = \beta_{20} + \alpha\beta'\Delta TI_INTER_{t-1} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.21)$$

Antes de entrar a valorar el origen de este producto de matrices cabe reseñar que la especificación del modelo VECM^{39 40} incluye un retardo menos para cada variable. Es decir, que si le asignamos al VECM un orden de retardo 3, fruto del contraste de especificación del modelo VAR, el VECM incluirá p-1 retardos para cada variable, siendo p el orden de retardos optimo del VAR.

³⁹ NOVALES, ALFONSO (2014) 'Modelos vectoriales Autorregresivos' Punto 1.9.3

⁴⁰ LONDOÑO, WBALDO (2005) 'Modelos de ecuaciones múltiples: Modelos VAR y Cointegración' Cap 5 Universidad EAFIT, Medellín

En este ejemplo y dado que el orden de retardos óptimo para una primera aproximación del VAR era de 1, se ha supuesto, ya que es un mero ejemplo, que el orden de retardos del VAR era 2, por lo que la especificación del VECM solo incluye un retardo.

En segundo lugar, con respecto al producto de las matrices α y β' que sustituyen al término Πi destacar lo siguiente:

La matriz β' representa el vector de cointegración estimado con respecto a una de las dos variables, que en este caso será siempre el precio del petróleo (P_BRENT), una vez realizada la regresión del VECM.

Este vector, que formará parte de la especificación del VECM como indicaré a continuación, lo que hace es cuantificar la relación de cointegración que mantienen las dos variables en el largo plazo. Pongamos un ejemplo:

Supongamos que el vector de cointegración entre las variables P_BRENT y TI_INTER con respecto al P_BRENT resulta ser (1, -0,05). Entonces, la ecuación que representa el equilibrio a largo plazo entre ambas variables, es decir, la ecuación de cointegración, sería la siguiente:

$$P_{BRENT_t} - 0,05 T_{INTER_t} = 0 \quad (4.22)$$

Esta relación solo se mantiene en el largo plazo. Es por ello que el principio detrás de estos modelos corregidos es que, aun sabiendo que las variables en el largo plazo guardan una relación de equilibrio al estar cointegradas, en el corto plazo, que es lo que tratan de analizar los modelos VAR, puede haber desequilibrios.

El VECM por tanto no es más que un modelo VAR que tiene en cuenta que las variables guardan en el largo plazo una relación de cointegración, especificada por un vector de cointegración β' . En definitiva, el modelo VECM permite analizar las interrelaciones a corto plazo, como hacen los VAR tradicionales, pero teniendo en cuenta que las variables analizadas mantienen una relación a largo plazo la cual en el corto plazo puede ser alterada.

Es precisamente esa alteración lo que miden los modelos VECM, viniendo representada por el producto de matrices que sustituyen, en la especificación del VECM, al término Πi . Este producto de matrices se denomina vector de corrección de errores.

Siguiendo con el ejemplo anterior, supongamos que, una vez estimado el VECM, el vector de corrección de errores resulta ser el siguiente:

$$\beta_{MCE} = (-0,00068, 0,2015)$$

Los coeficientes de este vector, el cual aparece en la especificación del modelo VECM como el producto de las matrices α y β' , nos indican que un 20,15% de las desviaciones en el corto plazo de la relación de equilibrio que a largo plazo guardan ambas variables, se deben a variaciones del tipo de interés TI_INTER, mientras que solamente un 0,06% pueden ser explicadas por movimientos del precio del petróleo, P_BRENT

Es decir, que cuando se desvía el P_BRENT de la relación de equilibrio, es el TI_INTER el que ajusta ese desequilibrio en el corto plazo, variando para volver al equilibrio

Estas interrelaciones propias solo de variables que se encuentran cointegradas son las que el VECM tiene en cuenta en su especificación al incluir en ella ese término adicional que no aparece en los VAR tradicionales, el denominado vector de corrección de errores:

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \alpha\beta' \Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{11} \Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12} \Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (4.23)$$

$$\Delta TI_INTER_t = \beta_{20} + \alpha\beta' \Delta TI_INTER_{t-1} + \beta_{21} \Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22} \Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.24)$$

Resumiendo, el VECM no es más que un modelo VAR rectificado, es decir, un modelo VAR en el que se tiene en cuenta que, al existir una relación de cointegración estable en el largo plazo, las variables en cuestión, al poderse romper tal equilibrio a corto plazo, interaccionarán de una forma particular.

Y es esa forma particular de interacción en el corto plazo que mantienen las variables cointegradas lo que trata de reflejar el VECM a través de la inclusión de un término adicional en su especificación.

En definitiva, las dos posibles especificaciones que tendrán los modelos una vez llevado a cabo el contraste de Johansen serán: bien un modelo VAR en primeras diferencias si el resultado del contraste desvela que las variables no están cointegradas (rango = 0), o bien un modelo VAR corregido o VECM, en caso de cointegración entre las variables (rango = 1)

Y ya, una vez aclaradas las implicaciones del contraste de Johansen en la especificación óptima de los modelos VAR, vamos a llevarlo a cabo para aquellos pares de variables que puedan estar cointegradas, que en nuestro caso serán todos, tal y como se desprende de la tabla 4.1

4.5.3.6.2.4. Desarrollo del contraste de Johansen

A continuación aplicamos el contraste de Johansen a los cuatro pares de variables que pueden estar cointegradas (todos, tal y como se ha indicado). El número de retardos será en cada caso el que se obtuvo como óptimo en los contrastes de especificación realizados para cada par de variables (Tabla 4.1). Por último, señalar que sigo trabajando con un nivel de confianza del 99%, lo que supondrá rechazar las hipótesis nulas cuando el p-valor del contraste esté por debajo de un nivel de significación (1-p), siendo p el nivel de confianza, del 1%.

Tal y como se ha indicado, el contraste debe realizarse para aquellos pares de variables que, por tener ambos un orden de integración, puedan estar cointegrados. En nuestro caso, como decía anteriormente, será necesario llevar a cabo el contraste para los 4 pares de variables que integran el análisis.

Los resultados del contraste de Johansen, reflejados con detalle en el Anexo X, se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4.5: Resultados del contraste de Johansen

	Rango 0	Rango 1	Resultado	Conclusión
	P-Valor	P-valor		
P_BRENT TI_INTER	0,8616	-	Aceptación Rango=0	No cointegradas
P_BRENT EUR_USD	0,8257	-	Aceptación Rango=0	No cointegradas
P_BRENT INF	0,0093	0,1516	Aceptación Rango=1	Cointegradas (*)
P_BRENT PIB_REAL	0,019	-	Aceptación Rango=0	No cointegradas

4.5.3.6.2.5 Valoración conjunta de los resultados del contraste de Johansen

A modo de resumen, recordemos que el modelo óptimo para cada par de variables está determinado en primer lugar por el orden de integración de las mismas. Si ambas son $I(0)$, un VAR tradicional bastaría para explicar las interrelaciones a corto entre ambas variables. Si ambas son $I(1)$, cabe la posibilidad de que exista cointegración entre las mismas, por lo que es necesario llevar a cabo un contraste que lo confirme y a su vez, en función del resultado, que determine el modelo óptimo para el citado par de variables.

Así pues, en caso de no cointegración entre las variables, un VAR tradicional en primeras diferencias sería el modelo apropiado para estudiar ambas variables en el corto plazo.

Por el contrario, en caso de existir cointegración entre el par de variables, la especificación del VAR debería ser corregida por el VECM.

Como tercera posibilidad, si el par de variables tienen distinto orden de integración, un VAR tradicional con las variables en cuestión en diferencias, las que fuesen necesarias para convertirlas en estacionarias, sería suficiente para analizar la evolución de ambas variables en el corto plazo.

De estas tres posibilidades (pares de variables $I(0)$, pares de variables $I(1)$, pares de variables distinto orden), la segunda de ellas se da para los 4 pares de variables a analizar, tal y como refleja la tabla 4.1

Por esta razón, dado que el modelo óptimo para los 4 pares de variables dependía de la existencia o no de cointegración, fue necesario para todos ellos llevar a cabo el contraste de Johansen.

Y, tal y como se refleja en la Tabla 4.5, de los 4 pares de variables, el único que tras el contraste de Johansen resulta estar cointegrado es el par de variables: P_BRENT e INF

(*) Adicionalmente al contraste de Johansen, este par de variables debe cumplir una última condición para confirmar definitivamente que guardan una relación de cointegración: que los residuos de las ecuaciones del modelo, en este caso P_BRENT e INF sigan procesos

integrables de orden 0, es decir, que sean estacionarios. Esto es lo que se analizará a continuación

4.5.3.6.2.6. Análisis de la estacionariedad de los residuos en las series cointegradas

Este análisis lo realizaremos aplicando de nuevo el test de Dickey-Fuller, siendo en este caso, en vez de sobre las series temporales, sobre las series de residuos del modelo que analiza las interrelaciones entre el precio del petróleo y la tasa de inflación.

Los resultados del contraste, que se detallan en el Anexo XI y se resumen en la Tabla 4.6, permiten concluir que efectivamente ambas series residuales se comportan como procesos integrables de orden 0 y que por lo tanto ambas variables, P_BRENT e INF guardan una relación de cointegración en el largo plazo.

Tabla 4.6: Resultados del test de Dickey-Fuller para las series residuales

	P-valor	Resultado (99% n.c)	Conclusión
Residuos de P_BRENT	2,27E-14	Rechazo Ho	La serie residual es I(0)
Residuos de INF	3,18E-12	Rechazo Ho	La serie residual es I(0)

4.5.3.6.3 Especificación definitiva de los modelos VAR

Finalmente, una vez sabemos que estas dos variables están realmente cointegradas así como los resultados del contraste de Johansen para las demás variables, resumidos en la tabla 4.5, ya podemos especificar el modelo óptimo para cada par de variables.

La especificación definitiva de los 4 modelos se muestra en el Anexo XII

4.5.4 Contrastes de validación propios de los modelos VAR

4.5.4.1 Introducción

Llegados a este punto, una vez se conocen los modelos VAR y VECM a partir de los cuales, entre otras cosas, llevaremos a cabo el análisis ‘Impulso – respuesta’ (objetivo último de este estudio) entramos en la penúltima etapa del proceso.

Esta fase, previa al análisis impulso – respuesta, comprende la realización de una serie de contrastes sobre los modelos VAR y VECM. El objetivo de dichos contrastes es garantizar que la estimación de los modelos tanto VAR como VECM produzcan estimadores β consistentes y así, a partir de ellos, garantizar una función impulso-respuesta válida.

En principio, la estimación de los modelos VAR y VECM por mínimos cuadrados ordinarios (MCO) genera estimadores consistentes. Sin embargo, para confirmarse que lo son debe cumplirse siempre que los términos de error de cada ecuación del VAR sean innovaciones o procesos ruido blanco, es decir, que no estén autocorrelacionados entre sí.

No se trata por tanto de verificar si los errores de una ecuación del VAR están correlacionados con los errores de la otra, sino de comprobar que los errores de cada una de las ecuaciones por separado están o no correlacionados entre sí, es decir, si los errores de

esa ecuación correspondientes a periodos muestrales diferentes guardan o no guardan alguna relación.

El incumplimiento de esta condición supondría que la estimación de los parámetros β ya no sería eficiente y cualquier inferencia estadística sobre el modelo, como el análisis impulso-respuesta, quedaría completamente invalidada.

Por lo tanto, un contraste de autocorrelación será el primer y más importante contraste a realizar sobre cada modelo VAR o VECM ya especificados, ya que un resultado de correlación entre los residuos en cualquier ecuación de cualquiera de los 4 modelos llevaría a tener que especificar de nuevo el modelo en cuestión.

Adicionalmente al contraste de autocorrelación, se llevaran a cabo dos contrastes más: el test de heteroscedasticidad y el test de normalidad de los residuos.

A este respecto, si bien la no correlación de los residuos es vital para obtener unos estimadores eficientes que nos permitieran llevar a cabo con suficiente fiabilidad el análisis impulso-respuesta, la obtención de resultados negativos en estos dos contrastes adicionales no conlleva problemas tan serios.

La existencia de heteroscedasticidad en los residuos, es decir, la varianza no constante para los residuos de cualquier ecuación de un VAR, no invalida, como sí lo hace la autocorrelación, los resultados de una regresión llevada a cabo mediante mínimos cuadrados ordinarios (MCO). Sin embargo, sí que ocasiona una pérdida de eficiencia en los estimadores β por lo que es conveniente que el resultado de dicho contraste sea, como indicaré a continuación, la aceptación de su hipótesis nula.

Del mismo modo, un comportamiento de los residuos distinto a una distribución normal conduce de nuevo a una pérdida de eficiencia en los estimadores de la regresión y a una ‘no exactitud’ en los contrastes de significación por lo que también sería aconsejable que dicho contraste arrojase un resultado que indicase que los residuos siguen una distribución normal.

Comenzamos, dada su enorme trascendencia, por evaluar la existencia o no existencia de autocorrelación en los residuos de las 8 ecuaciones que forman los 4 modelos VAR y VECM ya especificados.

4.5.4.2 Contraste de autocorrelación: Prueba de Ljung-Box

4.5.4.2.1. Introducción al contraste

La explicación teórica de la prueba de Ljung-Box aparece detallada en el Anexo XIII

4.5.4.2.2 Valoración conjunta de los resultados obtenidos

Los resultados del contraste de Ljung-Box, detallados en el Anexo XIV y resumidos al término del apartado en la tabla 4.7, señalan que afortunadamente, ninguna de las ecuaciones que forman parte de los 4 modelos a estimar cuenta con problemas de autocorrelación de orden igual al número de retardos óptimo para cada modelo VAR.

Veamos ahora si también se cumplen para dichos términos de error la no presencia de heteroscedasticidad (varianza no constante) y su comportamiento en torno a una distribución normal, lo cual, en caso de no ser así supondría una pérdida de eficiencia en los estimadores.

4.5.4.3 Contraste de heteroscedasticidad condicional autorregresiva (ARCH)

4.5.4.3.1 Introducción al contraste

La explicación teórica del test de ARCH se muestra en el Anexo XV

4.5.4.3.2 Valoración conjunta de los resultados obtenidos

Los resultados del contraste, detallados en el Anexo XVI y resumidos al final del apartado en la tabla 4.7, revelan que a excepción de la ecuación P_BRENT del modelo VECM que analiza las interrelaciones entre P_BRENT e INF, el resto de ecuaciones en los restantes modelos no presentan problemas de heteroscedasticidad de orden el nº de retardos óptimo de cada modelo VAR, manteniéndose la varianza de los errores constante durante todo el periodo muestral.

Y ya solo queda comprobar si un comportamiento de los residuos de las ecuaciones en torno a una distribución normal ahorra también una pérdida de eficiencia en los estimadores.

4.5.4.4 Contraste de normalidad de los residuos

4.5.4.4.1 Introducción al contraste

La explicación teórica relativa a este contraste aparece detallada en el Anexo XVII

4.5.4.4.2 Valoración conjunta de los resultados obtenidos

Los resultados del contraste, reflejados con detalle en el Anexo XVIII y resumidos en la tabla 4.7 al termino del presente apartado, muestran que desafortunadamente, los residuos de los 4 modelos siguen un comportamiento distinto al de una distribución normal.

Tabla 4.7: Resultados conjuntos de los contrastes de validación de los modelos VAR

		P-valor		
		Autocorr (Ljung-Box)	Heterosc. (ARCH)	Normalidad
VAR nº1	Ec: P_BRENT	0,159	0,5873	0,00
	Ec: TI_INTER	0,0124	0,027	
VAR nº2	Ec: P_BRENT	0,425	0,5974	0,00
	Ec: EUR_USD	0,621	0,5103	
VAR nº3	Ec: P_BRENT	0,0464	0,00013	0,00
	Ec: INF	0,867	0,9583	
VAR nº4	Ec: P_BRENT	0,805	0,021	0,00
	Ec: PIB_REAL	0,716	0,8018	

		Resultado (99% n.c)		
		Autocor (Ljung-Box)	Heterosc. (ARCH)	Normalidad
VAR n°1	Ec: P_BRENT	Aceptación Ho	Aceptación Ho	Rechazo Ho
	Ec: TI_INTER	Aceptación Ho	Aceptación Ho	
VAR n°2	Ec: P_BRENT	Aceptación Ho	Aceptación Ho	Rechazo Ho
	Ec: EUR_USD	Aceptación Ho	Aceptación Ho	
VAR n°3	Ec: P_BRENT	Aceptación Ho	Rechazo Ho	Rechazo Ho
	Ec: INF	Aceptación Ho	Aceptación Ho	
VAR n°4	Ec: P_BRENT	Aceptación Ho	Aceptación Ho	Rechazo Ho
	Ec: PIB_REAL	Aceptación Ho	Aceptación Ho	

Como último paso antes de estimar los modelos en cuestión, es necesaria la ejecución de un último contraste: el contraste de causalidad de Granger o contraste de exogeneidad.

4.5.4.5 Contraste de causalidad de Granger

4.5.4.5.1 Introducción al contraste

Este contraste es imprescindible antes de llevar a cabo la estimación de los modelos. Los conceptos teóricos relativos a dicho contraste, así como el porqué de su importancia para este estudio se recogen en el Anexo XIX

4.5.4.5.2 Valoración conjunta de los resultados obtenidos

Afortunadamente, los resultados del contraste de Granger, mostrados en el Anexo XX y resumidos en la tabla que aparece a continuación, arrojan resultados positivos para los 4 modelos que vamos a estimar a continuación.

Tabla 4.8: Resultados del contraste de Granger

		P-valor	Resultado (99% n.c)	Conclusión	Conclusión Global*
VAR n°1	Ec: P_BRENT	0,5698	Aceptación de Ho	TI_INTER no causa	P_BRENT más exógena
	Ec: TI_INTER	0,0972	Aceptación de Ho	P_BRENT no causa	
VAR n°2	Ec: P_BRENT	0,4055	Aceptación de Ho	EUR_USD no causa	P_BRENT más exógena
	Ec: EUR_USD	0,2722	Aceptación de Ho	P_BRENT no causa	
VAR n°3	Ec: P_BRENT	0,5253	Aceptación de Ho	INF no causa	P_BRENT más exógena
	Ec: INF	0,0068	Aceptación de Ho	P_BRENT no causa	
VAR n°4	Ec: P_BRENT	0,4303	Aceptación de Ho	PIB_REAL no causa	P_BRENT más exógena
	Ec: PIB_REAL	0,1565	Aceptación de Ho	P_BRENT no causa	

En todos ellos, la variable más exógena *(véase Anexo XX) , es decir, la que más explica a la otra y por ello tiene sentido analizar el impacto de un shock de la misma, es el precio del petróleo (P_BRENT). Sin embargo no ha sido posible, excepto para el modelo VECM,

confirmar la causalidad en sentido de Granger de esta variable, al aceptarse la hipótesis nula en 3 de los 4 casos.

Con el contraste de causalidad de Granger concluye esta última fase de contrastes previa a la estimación de los 4 modelos especificados (en el apartado 4.5.3.5.3.).

4.5.5 Estimación de los modelos VAR y análisis impulso-respuesta

4.5.5.1 Introducción

En este apartado abordamos la última y definitiva fase del análisis: la estimación de los modelos y el análisis de la función impulso-respuesta. La operativa y la explicación teórica de dicho análisis, el cual, recordemos, constituye el objetivo último de esta parte del trabajo se recoge en el Anexo XXI. Dicho análisis se realiza también con el programa Gretl, una vez se han estimado los modelos VAR correspondientes.

4.5.5.2 Estimación por M.C.O de los 4 modelos VAR especificados y validez de los modelos

La estimación de los 4 modelos se realiza por el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO). Los detalles de la citada estimación se muestran en el Anexo XXII, presentándose en la Tabla 4.9 siguiente un resumen de los resultados en relación a la validez de los modelos:

Tabla 4.9: Resultados de validación de los modelos VAR

		Correlación Res. ⁴¹	Heterosc. Res.	Normalidad Res.	¿VÁLIDO?	PROBLEMAS
VAR n°1	<i>Ec: P_BRENT</i>	NO	NO	NO	SÍ	IC y contr. significación aproximados no exactos
	<i>Ec: TI_INTER</i>	NO	NO			
VAR n°2	<i>Ec: P_BRENT</i>	NO	NO	NO	SÍ	IC y contr. significación aproximados no exactos
	<i>Ec: EUR_USD</i>	NO	NO			
VECM n°3	<i>Ec: P_BRENT</i>	NO	SÍ	NO	SÍ	Además de lo anterior, pérdida de efic. Estim
	<i>Ec: INF</i>	NO	NO			
VAR n°4	<i>Ec: P_BRENT</i>	NO	NO	NO	SÍ	IC y contr. significación aproximados no exactos
	<i>Ec: PIB_REAL</i>	NO	NO			

Dado que las series residuales de las 8 ecuaciones de los 4 modelos VAR especificados no están correlacionadas⁴², todos los modelos son válidos y su especificación es la correcta para garantizar unos resultados eficientes. En este sentido, no va a ser necesario reformular ninguno de ellos.

⁴¹ Res. = Residual

⁴² Al no existir correlación, los términos de error en las series temporales correspondientes a periodos diferentes no guardan ninguna relación

Sin embargo, la presencia de heteroscedasticidad o varianza no constante de orden 3 en la serie residual de la ecuación P_BRENT del modelo VECM, ocasionará una pérdida de eficiencia en los resultados de la estimación de dicho modelo.

Adicionalmente, el comportamiento distinto a una distribución normal por parte de las series residuales de los 4 modelos especificados supondrá una nueva pérdida de eficiencia en los estimadores, en este caso para los 4 modelos. También provocará que los intervalos de confianza de los parámetros estimados de los 4 modelos, así como posibles contrastes de significación, sean aproximados en lugar de exactos.

Tal y como se ha indicado anteriormente, estos dos últimos contratiempos no conllevan los problemas tan graves que una correlación residual acarrearía. Sin embargo, son aspectos a tener en cuenta a la hora de trabajar con los resultados de las estimaciones.

4.5.5.3 El Análisis impulso – respuesta: ejecución⁴³

4.5.5.3.1 Análisis Impulso-Respuesta (Precio del petróleo en Tipo de interés)

4.5.5.3.1.1 Exogeneidad de las variables objeto de estudio

Según sabemos, la variable que en todos los casos causará el shock será el precio del petróleo, siendo la impactada la otra de las variables de cada uno de los 4 modelos VAR.

Y no lo será sólo porque el objeto de mi estudio es analizar precisamente un shock de dicha variable de acuerdo con la coherencia macro, sino porque econométricamente se ha demostrado la adecuación de llevar a cabo el análisis en dicha dirección.

En particular, ésta ha sido la conclusión del contraste de Granger aplicado anteriormente (véase 4.5.4.5), en el sentido de que la variable precio del petróleo era la más exógena del modelo; y ahora la propia estimación del modelo VAR n°1 (véase Anexo XXII) confirma de nuevo, obteniéndose un coeficiente estimado del retardo del precio del petróleo (d_P_BRENT_1) sobre el tipo de interés (Ecuación 2) más significativo que el coeficiente estimado del retardo del tipo de interés (d_TI_INTER_1) sobre el precio del petróleo (Ecuación 2):

- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_P_BRENT_1' = 0,0972
- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_TI_INTER_1' = 0,5698

Si recordamos el criterio, decíamos que un coeficiente era significativo a un determinado nivel de significación cuando su p-valor era inferior a dicho nivel, lo que permitía rechazar la hipótesis nula de no significación ($H_0: \beta_i = 0$). En este caso, no podemos rechazar la hipótesis nula, pero al menos, comparando ambos p-valores observamos que el primero, el del P_BRENT sí que es claramente más significativo que el del TI_INTER.

Con estas dos comprobaciones econométricas (Contraste de Granger y estimación del modelo VAR) encontramos evidencia de que el precio del petróleo explica más y mejor la

⁴³ LONDOÑO, WBALDO (2005) 'Modelos de ecuaciones múltiples: Modelos VAR y Cointegración' Cap 4.11 (Págs 77-83) Universidad EAFIT, Medellín

evolución del tipo de interés que en sentido contrario, y que por lo tanto tiene sentido llevar a cabo el análisis impulso respuesta en dicha dirección.

4.5.5.3.1.2 Resultados del Análisis

Antes de entrar a valorar los resultados que ofrece el análisis impulso-respuesta y con el propósito de ayudar a interpretarlos mejor, creo que puede ser útil recordar brevemente el procedimiento que se ha seguido para llegar hasta aquí:

En primer lugar, para lograr una correcta especificación de los modelos VAR a partir de los cuales se lleva a cabo este último análisis, fue necesario, entre otras cosas, diferenciar las series temporales de las cuales se partía.

Hasta ahora no he incidido demasiado en este aspecto, argumentando simplemente que la diferenciación de las series era un paso imprescindible para la estimación de los VAR, ya que éstos solo admitían series estacionarias.

Esto supone una interpretación de los resultados distinta a la que cabría hacerse si los modelos VAR se hubiesen construido con series no diferenciadas, es decir, series estacionarias.

Dado que diferenciar una serie temporal no es más que ponerla en incrementos absolutos, mientras en la serie original cada observación de la muestra (correspondiente a un trimestre del periodo muestral) iba asociado al valor real de esa variable (por ejemplo, el precio medio del Brent ese trimestre), en las series diferenciadas, cada observación de la muestra se asocia a un incremento, es decir, a la variación sufrida por el valor real de la serie original entre el trimestre de dicha observación y el precedente.

Es decir que a la hora de interpretar los resultados del análisis impulso-respuesta hay que tener en cuenta que lo que se está estimando son series diferenciadas, series en incrementos, y que cuando se estudia el impacto de un shock de una variable en otra, ese shock no es un leve incremento en el valor de una de las variables, sino un leve incremento en el incremento de una de las variables. Y paralelamente, la variable impactada, al haber sido diferenciada también, recibirá el impacto de forma que lo que aumentará o disminuirá serán variaciones en términos absolutos.

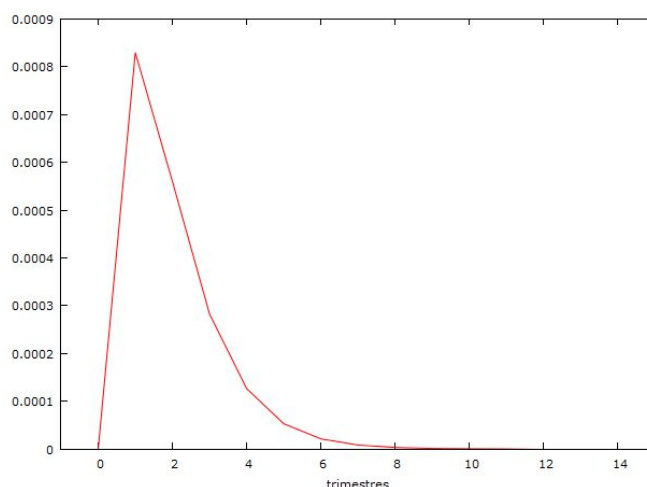
En estos momentos podemos hacernos la siguiente pregunta: ¿cómo es posible interpretar numéricamente el impacto que produce un incremento en el incremento de una variable (shock) en los incrementos de otra variable (variable impactada)?

Dada la gran complejidad que supone interpretar numéricamente los resultados del análisis impulso-respuesta me limitaré a valorar dicho análisis desde el punto de vista gráfico, tratando asimismo de encontrar la coherencia macroeconómica de las conclusiones obtenidas. Los resultados numéricos del mismo (que son, obviamente, el punto de partida para construir los correspondientes gráficos) los presentaré en Anexos.

Comenzamos con los resultados numéricos del primer análisis impulso-respuesta, con el cual se pretende medir la respuesta a corto plazo del tipo de interés (TI_INTER) a un shock

en el precio del petróleo (P_BRENT). A partir de estos resultados, que se detallan en el Anexo XXIII, construimos el Gráfico 4.1:

Gráfico 4.1: Respuesta del Tipo de interés a un shock en el Precio del petróleo



La observación del gráfico anterior nos permite extraer dos conclusiones:

- Nótese que en el primer periodo, en el que tiene lugar el shock en el precio del petróleo, la variable tipo de interés no recibe impacto alguno. Esto es debido, tal y como se ha explicado anteriormente, al mecanismo de transmisión dinámico propio de los modelos VAR, el cual no permite que el efecto del shock llegue a la variable hasta el periodo posterior al origen del mismo.
- Obsérvese también como, a medida que se suceden los periodos, la variable impactada (TI_INTER) se estabiliza y vuelve progresivamente a su estado de equilibrio. Esto sucede en, aproximadamente, 8 trimestres.

4.5.5.3.1.3 Repercusión del shock en términos macroeconómicos

Un incremento en el precio del petróleo, sobre todo en economías altamente dependientes del mismo, como la española y en general la europea, supone un repentino proceso inflacionista. Si tenemos en cuenta que el BCE lo que persigue con sus políticas monetarias es la estabilidad de precios del Eurosistema (en torno a un nivel de inflación del 2%) ante procesos inflacionistas como el causado por un shock en el precio del Brent, las autoridades europeas se verían obligadas a hacer uso de sus herramientas de política monetaria, entre ellas la restricción del crédito a través de un incremento del tipo de interés nominal a corto plazo.⁴⁴

Sin embargo, como ya se comentó al inicio de este análisis, el endurecimiento de las políticas monetarias no siempre constituye el mecanismo idóneo para enfrentarse a un

⁴⁴ Este no es el caso de otras autoridades monetarias, como la Reserva Federal estadounidense, que tienen como objetivo el cumplimiento de un determinado nivel de empleo y crecimiento económico. En estos casos cabría esperar entonces una reacción menor del tipo de interés que el obtenido para la Eurozona.

efecto inflacionista, sobre todo si es causado por una materia prima de la que especialmente Europa es gran dependiente.

España particularmente es una de las economías europeas que presentan una mayor dependencia del petróleo. El efecto del shock en su precio y la posterior subida del tipo de interés por parte de la autoridad monetaria generaría un impacto doblemente negativo: el causado por el incremento del precio de una materia prima crucial en todo proceso productivo, como es el precio del petróleo, que llevaría inevitablemente a un descenso de la actividad productiva, y el causado por una restricción más severa del crédito, lo cual no haría más que agravar la situación.

4.5.5.3.2 Análisis Impulso-Respuesta (Precio del petróleo en Tipo de cambio EUR|USD)

4.5.5.3.2.1 Exogeneidad de las variables objeto de análisis

El precio del petróleo (P_BRENT) vuelve a ser la variable más exógena en este segundo modelo VAR de acuerdo al resultado obtenido en el contraste de Granger (véase 4.5.4.5) y corroborado de nuevo por la estimación del propio modelo (Véase Anexo XXII), el cual devuelve un coeficiente estimado del retardo del precio del petróleo (d_P_BRENT_1) más significativo que el de la variable tipo de cambio (d_EUR_USD_1):

- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_P_BRENT_1' = 0,2722
- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_EUR_USD_1' = 0,4055

Así pues, tiene de nuevo más sentido estudiar el impacto que causa un shock de la variable precio del petróleo sobre la variable tipo de cambio que a la inversa

4.5.5.3.2.2 Resultados del análisis

Siguiendo con el mismo criterio que en caso anterior, los resultados numéricos de este segundo análisis los presentamos en el Anexo XXIII, interpretando únicamente la representación gráfica de los mismos.

No obstante, antes de presentar gráficamente este segundo análisis impulso-respuesta, considero oportuno realizar los siguientes comentarios acerca de la relación que mantienen ambas variables:

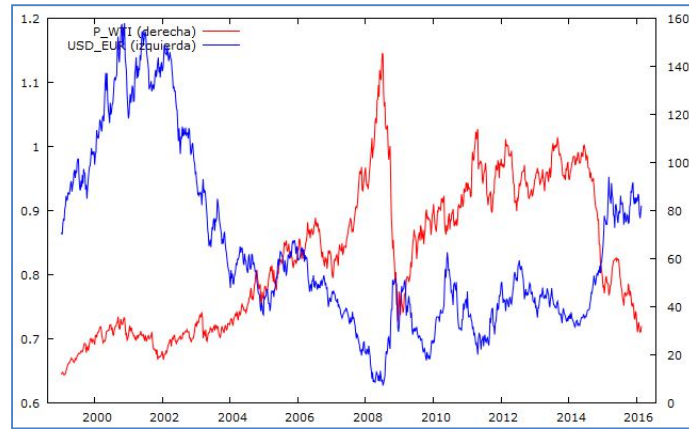
Aun no habiendo sido explicado en términos económicos, numerosos estudios han venido demostrando la existencia de una fuerte correlación negativa entre el tipo de cambio EUR|USD y el precio del petróleo.

Con el propósito de verificar dicha argumentación, he llevado a cabo a través de Gretl un breve estudio de la correlación entre ambas variables:

- Las series temporales empleadas tanto para el tipo de cambio EUR/USD como para el precio del petróleo, tomando para este estudio la referencia del petróleo estadounidense 'West Texas Intermediate (WTI)', tienen periodicidad semanal.
- El periodo muestral escogido va desde enero de 1999 hasta febrero de 2016, ambas fechas incluidas: (10/01/1999 – 21/02/2016)

El gráfico que relaciona las dos series a lo largo de la totalidad del periodo muestral escogido es el siguiente:

Gráfico 4.2: Evolución de las series P_BRENT y EUR_USD entre 1999 y 2016



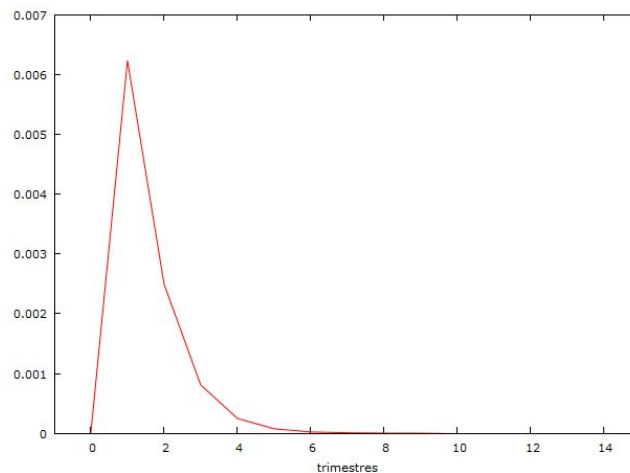
Analizando la evolución de ambas series temporales parece que efectivamente hay una cierta correlación negativa entre ambas variables, si bien es cierto que no se trata ni mucho menos de una correlación perfectamente negativa. Los resultados de la matriz de correlación son los siguientes:

```
corr(P_WTI, USD_EUR) = -0.78715359
Bajo la hipótesis nula de no correlación:
t(892) = -38.1178, con valor p a dos colas 0.0000
```

Tal y como habíamos anticipado, y también observado en el gráfico, los resultados numéricos revelan que efectivamente existe una notable correlación negativa entre ambas variables (-0,787), bastante cerca de lo que sería el valor teórico correspondiente a una correlación perfectamente negativa (-1). En definitiva, la correlación entre ambas variables es lo suficientemente fuerte como para esperar una reacción significativa del tipo de cambio a un shock en el precio del petróleo.

Este es el resultado que aparece en el gráfico impulso-respuesta: una apreciable reacción del tipo de cambio EUR/USD a un shock en el precio del petróleo.

Gráfico 4.3: Respuesta del EUR|USD a un shock en el Precio del petróleo



4.5.5.3.2.3 Repercusión del shock en términos macroeconómicos

El tipo de cambio empleado es el EUR/USD, euro en términos de dólar, por lo que un aumento del mismo supondrá una depreciación del dólar. Por lo tanto, la reacción al alza del tipo EUR/USD (depreciación del dólar) ante un shock en el precio del petróleo es la prevista según el estudio realizado anteriormente.

Pensemos ahora en las consecuencias macroeconómicas que supondría para la zona Euro, concretamente para la economía española, el movimiento de estas dos variables:

La apreciación del euro respecto al dólar supone, entre otras cosas, un mayor poder adquisitivo por parte de los países miembros de la comunidad económica europea, entre ellos España, y por consiguiente, el abaratamiento de un petróleo que mundialmente cotiza en dólares.

Sin embargo, no hay que olvidar que partimos de que este mayor poder adquisitivo (consecuencia de una apreciación del euro respecto al dólar) venía originado por un incremento o shock en el precio del petróleo.

Por lo tanto, el efecto positivo que origina la apreciación del euro respecto al dólar se verá a su vez compensado por el efecto negativo que supone para economías como la europea un incremento en el precio del petróleo. Con este estudio no puede determinarse cuál de los dos efectos podría dominar.

4.5.5.3.3 Análisis impulso-respuesta (Precio del petróleo en Tasa de inflación)

4.5.5.3.3.1 Interpretación de los resultados del modelo VECM

Tal y como se ha indicado anteriormente, el modelo VAR que analizaba las interacciones a corto plazo entre las variables precio del petróleo e inflación adoptaba una especificación diferente a los restantes modelos, siendo éste corregido por un término de error al verificarse la existencia de cointegración entre ambas variables.

Por lo tanto, la forma de interpretar los resultados de la estimación de este modelo, el llamado VECM o VAR corregido, diferirá en cierto modo de los modelos precedentes.

En primer lugar, la estimación del VECM nos devolverá la ecuación de cointegración, la cual establece la relación a largo plazo que ambas variables mantienen.

Esta a su vez se formará a partir de la matriz ‘beta’ de vectores cointegrantes que devuelve la estimación del VECM (Véase Anexo XXII, Estimación VECM n°3)

```
beta (vectores cointegrantes, Desviaciones típicas entre paréntesis)
d_d_P_BRENT      1.0000
                  (0.00000)
INF              -49.038
                  (25.756)
const            0.32198
                  (0.22912)
```

A partir de dicha matriz ‘beta’ se construye la mencionada ecuación de cointegración:

$$\beta x_t = 0,3219 (c) + 1 P_BRENT_t - 49,038 INF_t \quad (4.25)$$

$$P_BRENT_t = -0,3219 (c) + 49,038 INF_t \quad (4.26)$$

Recordando lo explicado en el punto 4.5.3.6.2.3, decíamos que esta relación, aunque estable en el largo plazo, podía no serlo en el corto plazo. Son estas desviaciones las que se trataban de explicar a través del modelo VECM, analizando así, de una manera un tanto diferente, las interrelaciones a corto plazo entre ambas variables.

Decíamos también que esa desviación de la relación de equilibrio a largo plazo podía deberse a variaciones de cualquiera de las dos variables del modelo, siendo por su parte el vector de corrección de errores el encargado de especificarlo numéricamente.

Dicho vector se obtiene una vez estimado el modelo VECM y se corresponde con los coeficientes estimados EC1 de cada una de las ecuaciones (véase Anexo XVII: modelo VECM estimado):

$$\beta_{MCO} = (0,004541, 0,000361)$$

En este sentido, los coeficientes reflejan que un 0,4541% de las desviaciones de la relación de equilibrio a largo plazo se deben a variaciones en el precio del petróleo (P_BRENT) y que un 0,0361% se deben a variaciones en la tasa de inflación (INF)

Es decir, que las desviaciones de la situación de equilibrio se explican mejor como movimientos del precio del petróleo que de la tasa de inflación. Lo que de nuevo viene a indicar que el precio del petróleo es la variable más exógena del modelo y que el correspondiente análisis impulso-respuesta deberá ser realizado de manera que la variable impactada sea la tasa de inflación.

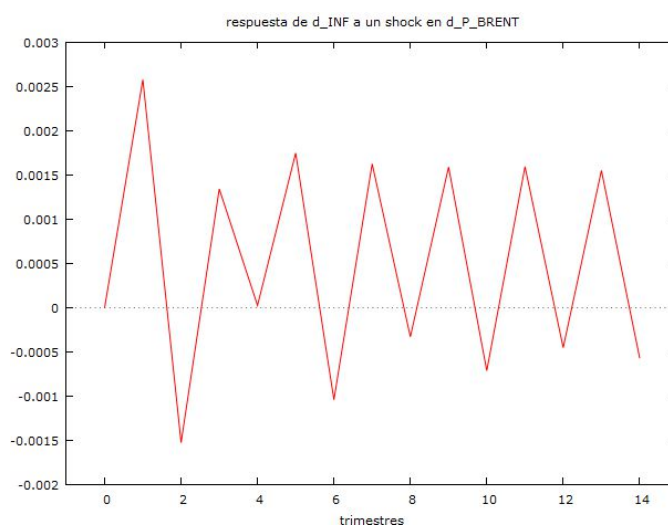
Esta evidencia es corroborada a la vez por el contraste de Granger realizado para estas dos variables (véase 4.5.4.5), el cual nuevamente sugería que el precio del petróleo era la variable más exógena del modelo.

4.5.5.3.3.2 Resultados del Análisis

No por ser el VECM un modelo distinto al VAR tradicional cambia el procedimiento del análisis impulso respuesta. De nuevo se partirá de unos resultados numéricos, detallados en el Anexo XXIII, a partir de los cuales se obtiene el gráfico impulso-respuesta.

Dicho gráfico, que refleja la respuesta de la tasa de inflación a un shock en el precio del petróleo, se presenta a continuación:

Gráfico 4.4: Respuesta de la Tasa de inflación a un shock en el Precio del Petróleo



4.5.5.3.3 Repercusión del shock en términos macroeconómicos

La reacción alcista de la tasa de inflación se produce de manera prácticamente inmediata. Y es que el efecto de una subida en el precio del petróleo se transmite directamente al precio de los principales productos derivados de este, como la gasolina, el gasóleo o el combustible para la calefacción.

El siguiente cuadro, extraído de un estudio llevado a cabo por el BCE, refleja cuantitativamente dicho efecto:

Tabla 4.10: Elasticidad del componente energético del IAPC respecto al P_BRENT

Crudo (euros por barril)	Transmisión de la media ponderada al componente energético del IAPC ¹⁾	Gasolina (2,6%) ²⁾	Gasóleo (1,4%) ²⁾	Combustible para calefacción (0,7%) ²⁾	Gas natural (1,8%) ²⁾
20	16	15	19	39	24
40	26	26	32	56	39
60	33	35	41	66	49
80	38	41	48	72	56
100	42	47	54	76	61

Valores en porcentaje (%)

Fuente: BCE (Boletín Mensual – Agosto 2010) ‘Precios del petróleo’ Pág. 96

La razón de esta rápida transmisión de un shock en el precio del petróleo a la tasa de inflación se debe principalmente al enorme peso (aproximadamente un 10%) que tienen los productos energéticos en el IAPC (Índice Armonizado de precios al consumo), índice a partir del cual se mide la tasa de inflación en la zona Euro, extrapolable también a la tasa de inflación de nuestro país⁴⁵.

Sin embargo, se observa que esta primera reacción alcista en la tasa de inflación tiende a corregirse parcialmente en el siguiente periodo. Una explicación podría ser la reacción del

⁴⁵ BCE (Boletín Mensual – Agosto 2010) ‘Precios del petróleo’ Págs. 93-94

banco central, que aplicaría rápidamente medidas de política monetaria contractiva, tal y como se ha indicado anteriormente.

En conjunto, el efecto de este shock se prolonga varios periodos sin llegar a equilibrarse como en shocks anteriores. Esto se debe principalmente a la enorme dependencia que tiene España de una materia prima tan indispensable como es el petróleo, lo que supone que ante shocks repentinos como el simulado, la demanda interna no experimente una reducción significativa (demanda inelástica) que compense el shock inicial e incentive la vuelta al equilibrio.

4.5.5.3.4 Análisis impulso-respuesta (Precio del petróleo en PIB real)

4.5.5.3.4.1 Exogeneidad de las variables objeto de estudio

El precio del petróleo (P_BRENT) vuelve a ser la variable más exógena en este cuarto modelo VAR de acuerdo al resultado obtenido en el contraste de Granger (véase 4.5.4.5) y reiterado por la estimación del propio modelo (Véase Anexo XXII), el cual devuelve unos coeficientes estimados de los retardos del precio del petróleo (d_P_BRENT_1) y (d_P_BRENT_2) más significativo que los de la variable PIB real (d_PIB_REAL_1) y (d_PIB_REAL_2):

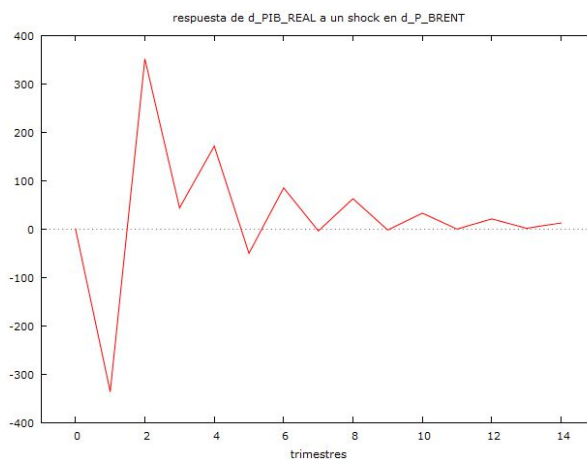
- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_P_BRENT_1' = 0,2175
- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_PIB_REAL_1' = 0,9547
- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_P_BRENT_2' = 0,0824
- ⊗ P-valor del coeficiente estimado de 'd_PIB_REAL_2' = 0,2050

Por lo tanto tiene de nuevo más sentido estudiar el impacto que causa un shock de la variable precio del petróleo sobre la variable PIB real que a la inversa.

4.5.5.3.4.2 Resultados del Análisis

Comenzamos como siempre con los resultados numéricos que devuelve el análisis impulso-respuesta, los cuales aparecen reflejados en el Anexo XXIII, y con los que se construye el gráfico siguiente:

Gráfico 4.5: Respuesta del PIB real a un shock en el Precio del petróleo



Como era de esperar, un shock en el precio del petróleo tiene un impacto negativo a corto plazo sobre el producto interior bruto español.

4.5.5.3.4.2 Repercusión del shock en términos macroeconómicos

Esta incidencia negativa del precio del petróleo sobre la producción agregada de la economía española (medida a través del PIB), tiene lugar principalmente a través de 3 canales de transmisión: la relación real de intercambio, el canal de la demanda y el canal de oferta⁴⁶.

La relación real de intercambio de un país se define como el cociente entre el precio de sus exportaciones y el precio de sus importaciones, ambos expresados en una moneda común, y el valor que ésta adopte supondrá la obtención por parte del país de mayor o menor “bienestar económico” de sus relaciones comerciales con el exterior.

Por tanto, para un país como España, gran dependiente e importador de petróleo, un incremento en el precio del petróleo supondrá un incremento en el precio medio de las importaciones, con el consiguiente deterioro de la relación real de intercambio.

Esta reducción en esta relación genera efectos adversos sobre la renta real y la riqueza de dicho país, lo que a corto plazo se traduce en un inevitable descenso en el consumo interno y consecuentemente en un descenso del producto interior bruto.

El segundo canal de transmisión es el del lado de la demanda. Los efectos del shock inicial en el precio del petróleo generan, en países tan dependientes del crudo como España, importantes presiones inflacionistas sobre los precios de consumo en general. Todo ello se traduce en una reducción significativa de la renta disponible (asociada a un menor poder adquisitivo) y consecuentemente en una reducción del consumo, lo que inevitablemente conduce a su vez a un descenso en el PIB.

Y por último, la tercera vía de transmisión de este shock tiene que ver con el lado de la oferta, es decir, con las empresas españolas, las cuales, ante un inesperado incremento en el precio del petróleo, verían incrementados sus costes de producción de manera inevitable ante la gran presencia de esta materia prima como principal factor de producción. La respuesta por parte de las mismas podría traducirse en un incremento de precios o una disminución de la producción, lo que impactaría de forma negativa sobre los beneficios, salarios, empleo o inversión, siendo el PIB el encargado de reflejarlo.

Expertos del Eurosistema, en un estudio llevado a cabo en el año 2010, logran darle un valor numérico al efecto que un aumento del 10% en el precio del petróleo tiene sobre el PIB de los países de la Eurozona:

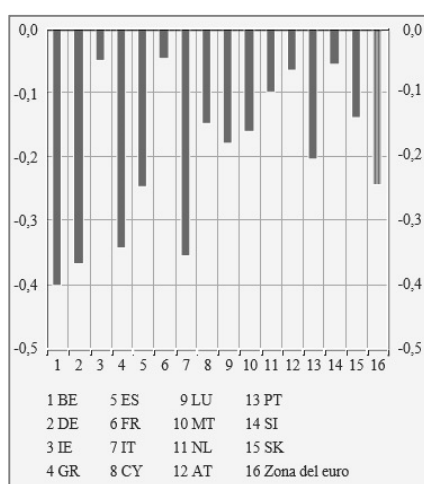
⁴⁶ BCE (Boletín Mensual – Agosto 2010) ‘Precios del petróleo’ Págs. 89-90

Tabla 4.11: Efecto de un aumento del 10% en el Precio del petróleo sobre el PIB Euro

	Año 1	Año 2	Año 3
PIB real	-0,08	-0,19	-0,24
Consumo privado	-0,14	-0,27	-0,33
Inversión	-0,09	-0,24	-0,35
Exportaciones (bienes y servicios)	-0,03	-0,09	-0,12
Importaciones (bienes y servicios)	-0,10	-0,15	-0,19
Contribución de la demanda exterior neta	0,03	0,02	0,02
Empleo	0,01	-0,04	-0,11

Fuente: BCE (Boletín Mensual – agosto 2010) ‘Precios del petróleo’ Pág. 90

Gráfico 4.6: Efecto de un aumento del 10% en el Precio del petróleo sobre el PIB los países de la Zona EURO



Fuente: BCE (Boletín Mensual – agosto 2010) ‘Precios del petróleo’ Pág. 90

Como era de esperar, de acuerdo con los resultados obtenidos en el análisis impulso respuesta, el shock genera un impacto negativo sobre todos y cada uno de los países de la zona Euro, todos ellos grandes dependientes y por ende importadores de petróleo.

En cifras numéricas, tal y como se desprende de la Tabla anterior, el BCE estima que un aumento del 10% en el precio del petróleo supondría un descenso de un 0,08% sobre el PIB de la zona Euro el primer año, un 0,19% el segundo y un 0,24% el tercer año.

Considerando todos los países de la zona Euro, España, tal y como he ido mencionando a lo largo del análisis, es uno de los que más depende del petróleo de la zona Euro. En consecuencia, tal y como refleja el Gráfico 4.6, el PIB de nuestro país sería el cuarto que más sufriría el impacto del aumento del precio del petróleo, por detrás de Bélgica, Dinamarca e Italia, cayendo aproximadamente un 0,35%

4.5.5.4 Conclusiones generales del Análisis Impulso-Respuesta

Es un hecho incuestionable que cuanto mayor sea la dependencia de un país con respecto a cualquier fuente energética, mayor impacto tendrá un shock de su precio en la macroeconomía del país.

En este sentido, España, al ser una de las economías de la Eurozona más dependientes del petróleo, es en consecuencia una de las más vulnerables a un shock en el precio del mismo.

A título informativo, y como dato que hace patente esa alta dependencia, el petróleo representa aproximadamente el 50% del consumo total de energía en nuestro país.

Y no sólo España, sino zona Euro en su conjunto es especialmente vulnerable a cualquier perturbación en el precio del petróleo.

En este sentido, las futuras subidas que se anticipan en el precio del petróleo, van a suponer un importante reto para la economía de la zona Euro y particularmente la española. Confiamos en que podamos estar preparados cuando esto comience a producirse.

5. CONCLUSIONES

El petróleo es con mucha diferencia la mejor forma de energía, la más barata, la que mejor se almacena y más fácilmente se transporta. En consecuencia ha sido y sigue siendo, por ahora, la fuente de energía más eficiente en términos de TRE.

Es también la fuente de energía más utilizada. Actualmente representa alrededor del 40% de la energía consumida por todos los conceptos. A su vez es la fuente de energía que sostiene uno de los pilares fundamentales de nuestra economía: el transporte, el cual se nutre en un 90% de petróleo.

Hoy en día nadie cuestiona la teoría de Hubbert, que pronostica la futura llegada del cenit del petróleo mundial. La fuente de energía que ha llevado a nuestro planeta a vivir el mayor crecimiento económico e industrial de su historia está llegando a su fin.

La población mundial, que desde la aparición del petróleo ha pasado de 1 billón a más de 7 billones, sigue un alarmante crecimiento exponencial. El mundo en general sigue un progresivo crecimiento industrial, económico y demográfico gracias en gran parte a la existencia de una fuente de energía como el petróleo.

La llegada del cenit del petróleo mundial supondrá que el continuo incremento en la demanda de petróleo no pueda ser abastecido. En consecuencia, el crecimiento económico, industrial y demográfico ligado a la presencia de esta particular fuente de energía, se verá amenazado.

Si bien es cierto que nadie niega su llegada, hay quienes apuestan por la tecnología como solución temporal y confían en una prórroga del cenit, y quienes por el contrario desestiman por completo que ésta pueda prolongar la vida del crudo y creen que esto va a suceder de forma inmediata.

Dicha solución temporal pasa por destinar gran parte de nuestros esfuerzos tecnológicos al desarrollo y mejora de técnicas de prospección y extracción que sean capaces de conseguir mejores resultados en términos de TRE que la extracción convencional.

La avaricia juega un papel importante en este sentido. Lo cierto es que desafortunadamente vivimos en un mundo en el que los intereses largoplacistas de nuestra sociedad se ven anulados por completo por los intereses económicos a corto plazo. En este sentido, mientras el petróleo siga ofreciendo una rentabilidad, medida en términos de TRE, mayor que el resto de fuentes de energía, las inversiones irán destinadas a él.

Por tanto, a menos que el conjunto de nuestra sociedad, y por conjunto me refiero a inversores, grandes instituciones, gobiernos, compañías, consumidores..., nos pongamos de acuerdo, interioricemos el problema del cenit y destinemos nuestros esfuerzos a mejorar la eficiencia de las fuentes de energía que sabemos son nuestro futuro, las renovables, el mundo entero sufrirá inevitablemente las consecuencias de un terrible desabastecimiento energético. No tiene por tanto ningún sentido seguir empeñados en exprimir el petróleo hasta la última gota, debiendo esas últimas reservas liderar la transición hacia el desarrollo de las energías renovables.

En la segunda parte del trabajo se realiza un análisis econométrico que tiene por objetivo conocer las consecuencias que tendría sobre la macroeconomía española esa escalada del precio del petróleo. El objeto de estudio se centra en 4 variables macro que a mi juicio, son las que más relación mantienen con el precio del petróleo: el PIB, el tipo de cambio EUR|USD, la tasa de inflación y el tipo de interés.

El análisis parte de la especificación y estimación de modelos VAR para posteriormente hacer uso de uno de los instrumentos más comunes en este tipo de modelos: el análisis impulso-respuesta. Este último análisis se realiza para determinar cuantitativamente el efecto que un shock en una variable genera sobre otra variable. Por tanto, se trata de una metodología que encaja perfectamente con el objetivo de esta segunda parte del trabajo.

El proceso hasta la estimación de los modelos y posterior análisis impulso-respuesta se ha realizado en varias etapas, en las que se han ejecutado diversos contrastes y explicado teóricamente algunos conceptos. Asimismo, una vez estimados los modelos y realizado los análisis impulso-respuesta, se han interpretado económicamente los resultados obtenidos.

Para finalizar, resumo a continuación las conclusiones principales de este análisis:

Las consecuencias negativas en términos macroeconómicos vendrían representadas en primer lugar por un descenso en el PIB, generado por una notable reducción del consumo, al verse disminuido el poder adquisitivo, y por una importante reducción en la producción, al aumentar el coste de los factores productivos.

Por otro lado, el peso tan grande que tiene el componente energético en el índice de precios armonizado hace que el impacto sobre la inflación de un shock del petróleo sea muy significativo. En este sentido, el aumento del precio del petróleo reduciría notablemente el poder adquisitivo de los habitantes de la zona Euro, incluyendo, claro, a los españoles, disminuyendo significativamente nuestra renta disponible.

Ante esta situación, el Banco Central Europeo se vería obligado a aplicar una política monetaria restrictiva para controlar ese incremento en el nivel de precios. En este sentido, y dado que el aumento en la inflación habría sido causado por el incremento en el precio de una materia prima de la que Europa es gran dependiente, esta política generaría un doble impacto negativo sobre la producción: se añadiría al causado por el incremento en el precio del petróleo el causado por la contracción en la demanda que como consecuencia de la restricción monetaria.

En definitiva, nuestro papel de grandes dependientes de la fuente de energía por excelencia nos hace vulnerables a cualquier perturbación en su precio. En este sentido y dado que todo apunta a una inevitable escalada del mismo, debemos estar preparados para afrontar importantes y cruciales retos tanto coyunturales como estructurales

BIBLIOGRAFÍA

- ▣ AMT (2010) '*La teoría Abiótica del origen del petróleo*'
- ▣ ARETXABALA, ANTONIO (2015) '*La rentabilidad del fracking contada a principiantes*' Punto 2
- ▣ ASPO (Association for the study of peak oil and gas) 'Sección Italiana'
- ▣ BCE (Boletín Mensual – Agosto 2010) '*Precios del petróleo: Factores determinantes e impacto sobre la macroeconomía de la zona Euro*' Pags 88-94
- ▣ BEN-KAABIA, MONIA (2014) '*Apuntes de Econometría I*' Universidad de Zaragoza
- ▣ BERNANKE, BEN S. (1997) '*Systematic Monetary Policy and the effects of Oil price shocks*'
- ▣ BLANCO, AINHOA '*Desarrollo Sostenible, ¿Insostenible?, La problemática del fracking*'
- ▣ BP Statistical Review and analysis (2016 and beyond)
- ▣ BULLÓN MIRO, FERNANDO (2006) '*Informe sobre la cúspide de la producción mundial de petróleo (Punto 5)*' Asociación para el estudio de los recursos energéticos (AEREN) Puntos 5 y 6
- ▣ CENIT-DEL-PETROLEO [Sitio online] Disponible en: www.cenit-del-petroleo.com
- ▣ EL PAIS (2014) '*EE.UU se acerca a la independencia energética gracias al fracking*'
- ▣ FIGUEROA, EMILIO. (2016) '*El comportamiento económico del mercado del petróleo*'. Capítulo 2. Ediciones Díaz Santos
- ▣ GARRIDO ROUSSEAU, ALEJANDRO (2015) '*¿Se ha llegado al cenit del petróleo?* Evolución de las reservas y producción mundiales
- ▣ GONZALEZ FONSECA, JESÚS. (2010) Solo sé que no sé nada. [Blogspot]. '*El fin del petróleo y la curva de Hubbert*'.
- ▣ GUINÓ CRUZ, ANDREA y VILA CULLERÉS, ELOI (2011) '*Mercado de petróleo: Análisis económico y perspectivas de futuro*' Programa Universitat Empresa

- ▣ HERNÁNDEZ MARTÍNEZ, FERNANDO (2014) *‘El precio del petróleo y su influencia en las variables macroeconómicas’* Universidad Nacional de Educación a distancia
- ▣ HUBBERT, M. KING (1956) *‘Nuclear Energy and Fossil Fuels’*
- ▣ IEEE Spectrum (2007) *‘How to replace a cubic mile of oil’*
- ▣ INE (Instituto Nacional de Estadística)
- ▣ LACALLE, DANIEL (2015) *‘El fracking ha llegado para quedarse’* El Economista
- ▣ LONDOÑO, WBALDO (2005) *‘Modelos de ecuaciones múltiples: Modelos VAR y Cointegración’* Caps. 2, 3 y 5 Universidad EAFIT, Medellín
- ▣ LUCHETTI, RICCARDO (2005) *‘Guía del usuario de Gretl’*
- ▣ MIT (Massachusetts Institute of Technology) - Carbon Capture & Sequestration Technologies
- ▣ MÜLLER, JOHN. (2016) *¿Qué ocurre con el precio del petróleo?* Diario El Español
- ▣ NIEVAS LOPEZ, JAVIER (2015) *‘Apuntes de Regresión con variables no estacionarias’* Aplicaciones Econométricas – Universidad de Zaragoza
- ▣ NIEVAS LOPEZ, JAVIER (2015) *‘Apuntes de Series Temporales’* Aplicaciones Econométricas – Universidad de Zaragoza
- ▣ NOVALES, ALFONSO (2014) *‘Modelos vectoriales Autorregresivos’* Puntos: 1.1, 1.2, 1.4, 1.5, 1.7, 1.9.2, 1.9.3 Universidad Computense de Madrid
- ▣ ORTUÑO ARZATE, SALVADOR (2010) *¿Cuánto más durará el petróleo?* El pico de máxima producción mundial y la declinación
- ▣ PETROLNEWS.NET (2007) *‘Convencionales y no convencionales’*
- ▣ PRIETO, PEDRO (2006) *‘La tasa de retorno energético (TRE): un concepto tan importante como evasivo’*
- ▣ PROYECTO SUR MEDIOS (2013) Video: *‘El fin del petróleo’* Disponible online en: <https://www.youtube.com/watch?v=Z8lTMvtON5Q>

- ▣ QUESADA PEGALJAR, MANUEL (2014) Trabajo Fin de Master: *‘Análisis de series temporales’* Págs. 58-59
- ▣ REGÚLEZ CASTILLO, MARTA (2006) *‘Ejemplo de Análisis de cointegración con Gretl’* Universidad Politécnica de Valencia
- ▣ RIBA ROMEVA, CARLES (2015) *‘Fracking, un camino erróneo’* Eldiario.es
- ▣ ROBELIUS, FREDRIK (2007) *‘The Highway to Oil: Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production’* Uppsala University
- ▣ RUSSI, DANIELA (2007) *‘Biocarburantes: una estrategia poco aconsejable’*
- ▣ UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MADRID (Edición 2004) *‘Curso combinado de predicción y simulación’* Unidades 6 y 7
- ▣ US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - *Independent Statistics*

ANEXO I

Argumentos y justificaciones de las posturas optimista y pesimista

	Escenario Optimista	Escenario Pesimista
Reservas por descubrir	Cifra estimada: 3012 Gb	Cifra estimada: 152 Gb
<i>Justificación</i>	- falta de inversión financiera	- datos reales de una notable caída de nuevos descubrimientos desde 1970
	- incorrecta técnica de prospección llevada a cabo hasta ahora en base a teoría biótica	- datos reales del progresivo pinchazo de los mayores campos petroleros
	- los avances tecnológicos son capaces de dar con nuevos descubrimientos	- información histórica real que refleja la evolución decadente de la TRE del petróleo desde 1970
Origen del petróleo	Teoría abiótica	Teoría biótica
<i>Justificación</i>	Rechazada por el 99% de los geólogos	Respaldada por el 99% de los geólogos
Papel de la tecnología	- vital para alargar la vida del petróleo	- Inútil e incapaz de alargar la vida del petróleo
	- capaz de dar con nuevos descubrimientos	- Incapaz de dar con nuevos descubrimientos
	- capaz de hacer rentable la extracción de petróleo no convencional volviendo a TRE's del siglo pasado	- Incapaz de levantar una TRE del petróleo en decadencia desde los años 70
<i>Justificación</i>	- Ejemplo de EE.UU con el fracking y el logro de una independencia energética estos 2 últimos años	- La técnica del fracking no ha logrado TRE's superiores a 1:5 hasta la fecha, estando la media por debajo de dicha cifra
	- confianza ciega en el avance de la tecnología a lo largo de los próximos años	- Multitud de sofisticadas técnicas no han dado con nuevos descubrimientos hasta la fecha
Llegada del cenit mundial	Año 2037 aprox.	Inmediata (Algunos incluso afirman que ya se ha llegado)

ANEXO II

Estimaciones de las TRE de las principales fuentes energéticas

Fuentes	TRE Cleveland³	TRE Elliott⁴	TRE Hore-Lacy⁵	TRE (Otros)
Combustibles fósiles				
Petróleo				
- Hasta 1940	> 100			
- Hasta 1970	23	50 - 100		
- Hoy	8			5 - 15⁶
Carbón				
- Hasta 1950	80	2 - 7	7 - 17	
- Hasta 1970	30			
Gas natural	1 - 5		5 - 6	
Pizarra bituminosa	0,7 - 13,3			< 1
Energía nuclear				
Uranio 235	5 - 100	5 - 100	10 - 60	< 1⁷
Plutonio 239				
Fusión nuclear				< 1
Energías renovables				
Biomasa		3 - 5	5 - 27	
Hidroeléctrica	11,2	50 - 250	50 - 200	
Eólica		5 - 80	20	
Geotérmica	1,9 - 13			
Solar				
- Mediante colectores	1,6 - 1,9			
- Térmica	4,2			
- Fotovoltaica	1,7 - 10	3 - 9	4 - 9	7 - 20⁸
Etanol				
- De caña de azúcar	0,8 - 1,7			0,6 - 1,2
- De maíz	1,3			
- De residuos de maíz	0,7 - 1,8			
Metanol (de madera)	2,6			

Fuente: ASPO (Association for the study of peak oil and gas) 'Sección Italiana'

ANEXO III

Fuentes estadísticas consultadas para la obtención de los datos relativos a las series temporales

Precio del petróleo

Europe Brent Spot Price FOB, precio del barril de Brent

Denominación: P_BRENT

Longitud de la muestra: (1987:Q1 - 2015:Q4)

Fuente estadística: U.S Energy Information Administration

URL: <<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=M>>

Tipo de interés a corto plazo

Denominación: TI_INTER

Tipo de interés del mercado interbancario español

Longitud de la muestra: [1987:Q1 - 1998:Q4]

Fuente estadística: Banco de España

URL: <<http://www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/tipos/tipos.html>>

Facilidad marginal de crédito en la Eurozona

Longitud de la muestra: [1999:Q1 - 2015:Q4]

Fuente estadística: Banco central europeo

URL: <<http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=bbn131>>

Tipo de cambio

Denominación: EUR_USD

Serie temporal Pta/USD

Longitud de la muestra: [1987:Q1 - 1998:Q4]

Fuente estadística: FxTop Cotizaciones Históricas

URL: <<http://fxtop.com/es/>>

Serie temporal EUR|USD

Longitud de la muestra: [1999:Q1 - 2015:Q4]

Fuente estadística: Banco central europeo

URL: <<https://www.ecb.europa.eu/stats/exchange/eurofxref/html/index.en.html>>

Tasa de inflación

Obtenida a partir del IPC español con base 2011

Denominación: INF

Longitud de la muestra: [1987:Q1 - 2015:Q4]

Fuente estadística: Instituto nacional de estadística

URL: <<http://www.ine.es/>>

Producto interior bruto

PIB español en precios reales

Denominación: PIB_REAL

Longitud de la muestra: [1987:Q1 - 2015:Q4]

Fuente estadística: Diario Expansión - datos macro

URL: <<http://www.datosmacro.com/pib/espana?anio=2014>>

ANEXO IV

Contraste de especificación: Selección del n° de retardos óptimo

VAR n°1: Precio del petróleo – Tipo de interés

Sistema VAR, máximo orden de retardos 12

Los asteriscos de abajo indican los mejores (es decir, los mínimos) valores de cada criterio de información, AIC = criterio de Akaike, BIC = criterio bayesiano de Schwarz y HQC = criterio de Hannan-Quinn.

retardos	log.veros	p(RV)	AIC	BIC	HQC
1	51.25107		-0.878662	-0.725182*	-0.816497*
2	56.86581	0.02410	-0.910016*	-0.654217	-0.806408
3	59.05834	0.35640	-0.874919	-0.516801	-0.729869
4	61.74172	0.25169	-0.849354	-0.388916	-0.662861
5	65.70876	0.09402	-0.848714	-0.285956	-0.620778
6	66.05295	0.95275	-0.777727	-0.112650	-0.508348
7	68.30360	0.34239	-0.743759	0.023638	-0.432937
8	69.88520	0.53090	-0.696800	0.172916	-0.344535
9	70.60341	0.83784	-0.633076	0.338960	-0.239368
10	71.38509	0.81536	-0.570584	0.503771	-0.135433
11	72.96433	0.53166	-0.523579	0.653096	-0.046985
12	73.15615	0.98379	-0.449634	0.829361	0.068403

VAR n°2: Precio del petróleo – Tipo de cambio

Sistema VAR, máximo orden de retardos 12

Los asteriscos de abajo indican los mejores (es decir, los mínimos) valores de cada criterio de información, AIC = criterio de Akaike, BIC = criterio bayesiano de Schwarz y HQC = criterio de Hannan-Quinn.

retardos	log.veros	p(RV)	AIC	BIC	HQC
1	-214.78961		4.287177	4.440656*	4.349341
2	-207.40483	0.00520	4.221453*	4.477252	4.325060*
3	-204.68877	0.24576	4.246384	4.604502	4.391434
4	-201.56028	0.18076	4.263306	4.723744	4.449800
5	-197.56901	0.09222	4.263476	4.826234	4.491412
6	-196.42260	0.68208	4.318886	4.983963	4.588265
7	-195.11559	0.62434	4.371176	5.138573	4.681998
8	-192.86925	0.34342	4.405228	5.274945	4.757493
9	-192.60122	0.96990	4.477694	5.449730	4.871401
10	-188.66369	0.09626	4.478907	5.553262	4.914057
11	-187.56750	0.70043	4.535291	5.711966	5.011885
12	-186.96951	0.87876	4.601350	5.880344	5.119386

VAR n°3: Precio del petróleo – Tasa de inflación

Sistema VAR, máximo orden de retardos 12

Los asteriscos de abajo indican los mejores (es decir, los mínimos) valores de cada criterio de información, AIC = criterio de Akaike, BIC = criterio bayesiano de Schwarz y HQC = criterio de Hannan-Quinn.

retardos	log.veros	p(RV)	AIC	BIC	HQC
1	8,28778		-0,044859	0,109552	0,017667
2	24,78372	0,00000	-0,289877	-0,032527	-0,185667
3	46,60536	0,00000	-0,639321	-0,279030*	-0,493427*
4	51,12284	0,06023	-0,649467*	-0,186237	-0,461890
5	52,32807	0,66074	-0,594668	-0,028497	-0,365406
6	52,96530	0,86569	-0,528731	0,140379	-0,257786
7	57,71310	0,04984	-0,543394	0,228657	-0,230764
8	65,18298	0,00483	-0,611431	0,263560	-0,257117
9	66,21836	0,72274	-0,553301	0,424630	-0,157304
10	67,54097	0,61883	-0,500803	0,580068	-0,063122
11	70,45959	0,21164	-0,479600	0,704211	-0,000234
12	71,41219	0,75319	-0,419847	0,866905	0,101203

VAR n°4: Precio del petróleo – PIB real

Sistema VAR, máximo orden de retardos 12

Los asteriscos de abajo indican los mejores (es decir, los mínimos) valores de cada criterio de información, AIC = criterio de Akaike, BIC = criterio bayesiano de Schwarz y HQC = criterio de Hannan-Quinn.

retardos	log.veros	p(RV)	AIC	BIC	HQC
1	-1360.97150		26.543136	26.696615	26.605300
2	-1322.93722	0.00000	25.882276*	26.138075*	25.985883*
3	-1320.18273	0.23894	25.906461	26.264579	26.051511
4	-1318.34325	0.45119	25.948413	26.408851	26.134906
5	-1317.26952	0.70866	26.005233	26.567991	26.233169
6	-1315.58482	0.49801	26.050191	26.715268	26.319570
7	-1312.72313	0.22078	26.072294	26.839691	26.383116
8	-1309.68948	0.19418	26.091058	26.960774	26.443323
9	-1307.98979	0.49334	26.135724	27.107760	26.529432
10	-1306.46843	0.55070	26.183853	27.258208	26.619004
11	-1302.80968	0.12003	26.190479	27.367154	26.667073
12	-1297.99493	0.04715	26.174659	27.453654	26.692696

ANEXO V

Especificación provisional de los modelos VAR

VAR n°1: Precio del petróleo – Tipo de interés

$$P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (5.1)$$

$$TI_INTER_t = \beta_{20} + \beta_{21}P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (5.2)$$

VAR n°2: Precio del petróleo – Tipo de cambio

$$P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}EUR_USD_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (5.3)$$

$$EUR_USD_t = \beta_{20} + \beta_{21}P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}EUR_USD_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (5.4)$$

VAR n°3: Precio del petróleo – Tasa de inflación

$$P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}P_BRENT_{t-2} + \beta_{13}P_BRENT_{t-3} + \beta_{14}INF_{t-1} \\ + \beta_{15}INF_{t-2} + \beta_{16}INF_{t-3} + \varepsilon_{1t} \quad (5.5)$$

$$INF_t = \beta_{20} + \beta_{21}P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}P_BRENT_{t-2} + \beta_{23}P_BRENT_{t-3} + \beta_{24}INF_{t-1} \\ + \beta_{25}INF_{t-2} + \beta_{26}INF_{t-3} + \varepsilon_{2t} \quad (5.6)$$

VAR n°4: Precio del petróleo – PIB real

$$P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}P_BRENT_{t-2} + \beta_{13}PIB_{t-1} + \beta_{15}PIB_{t-2} \\ + \varepsilon_{1t} \quad (5.7)$$

$$PIB_t = \beta_{20} + \beta_{21}P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}P_BRENT_{t-2} + \beta_{23}PIB_{t-1} + \beta_{24}PIB_{t-2} \\ + \varepsilon_{2t} \quad (5.8)$$

ANEXO VI

El test de Dickey-Fuller: *explicación teórica*

La operativa que sigue este análisis parte, como todo contraste econométrico, del planteamiento de una hipótesis nula y otra alternativa. En el caso del test de Fuller las hipótesis de partida son las siguientes:

H_0 : *La serie es al menos integrada de orden 1, $I(1)$*

H_a : *La serie es estacionaria, $I(0)$*

Este primer contraste se realiza **sobre la serie original**. En el caso de rechazar la hipótesis nula, el test de Dickey- Fuller para esa serie acabaría ahí. La serie contrastada sería estacionaria.

Por el contrario, si se acepta la hipótesis nula, se está aceptando que la serie contrastada es por lo menos $I(1)$. En este caso sería necesario llevar a cabo un segundo contraste **sobre la serie en primeras diferencias** cuyas hipótesis de partida serían las siguientes:

H_0 : *La serie es al menos integrada de orden 2, $I(2)$*

H_a : *La serie es integrada de orden 1, $I(1)$*

En el caso de rechazar la hipótesis nula de este segundo contraste, se estaría asumiendo que la serie es integrada de orden 1.

De lo contrario, estaríamos aceptando que la serie es al menos integrada de orden 2, y por tanto sería necesario llevar a cabo un nuevo contraste sobre la serie en segundas diferencias, y así sucesivamente hasta que finalmente se logre rechazar la hipótesis nula determinando así el grado de integración exacto de la serie.

ANEXO VII

Test de Dickey-Fuller sobre las series originales

Precio del petróleo (*P_BRENT*)

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para *P_BRENT*
incluyendo 2 retardos de $(1-L)P_BRENT$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 113
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : 0.025
diferencias retardadas: $F(2, 109) = 9.487$ [0.0002]
valor estimado de $(a - 1)$: -0.0316254
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -1.3978$
valor p asintótico 0.5851

Tipo de interés (*TI_INTER*)

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para *TI_INTER*
incluyendo 5 retardos de $(1-L)TI_INTER$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 110
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : -0.021
diferencias retardadas: $F(5, 103) = 12.779$ [0.0000]
valor estimado de $(a - 1)$: -0.00826275
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -0.822919$
valor p asintótico 0.8122

Tipo de cambio (*EUR_USD*)

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para *EUR_USD*
incluyendo 4 retardos de $(1-L)EUR_USD$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 111
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : 0.001
diferencias retardadas: $F(4, 105) = 2.640$ [0.0378]
valor estimado de $(a - 1)$: -0.0532036
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -1.69526$
valor p asintótico 0.4337

Tasa de inflación (*INF*)

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para *INF*
incluyendo 12 retardos de $(1-L)INF$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 102
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : 0.009
diferencias retardadas: $F(12, 88) = 12.231$ [0.0000]
valor estimado de $(a - 1)$: -0.143576
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -0.929116$
valor p asintótico 0.7796

PIB real (*PIB_REAL*)

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para *PIB_REAL*
incluyendo 2 retardos de $(1-L)PIB_REAL$
(el máximo fue 2, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 113
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : -0.075
diferencias retardadas: $F(2, 109) = 28.746$ [0.0000]
valor estimado de $(a - 1)$: -0.00909529
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -1.23975$
valor p asintótico 0.6594

ANEXO VIII

Test de Dickey-Fuller sobre las series en primeras diferencias

1ª Dif Precio del petróleo (P_{BRENT})

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para $d_{P_{BRENT}}$
incluyendo 2 retardos de $(1-L)d_{P_{BRENT}}$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 112
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : 0.007
diferencias retardadas: $F(2, 108) = 5.751 [0.0042]$
valor estimado de $(a - 1)$: -0.907431
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -6.17621$
valor p asintótico 4.462e-008

1ª Dif Tipo de interés (TI_{INTER})

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para $d_{TI_{INTER}}$
incluyendo un retardo de $(1-L)d_{TI_{INTER}}$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 113
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : -0.102
valor estimado de $(a - 1)$: -0.562571
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -6.7418$
valor p asintótico 1.615e-009

1ª Dif Tipo de cambio (EUR_{USD})

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para $d_{EUR_{USD}}$
incluyendo 2 retardos de $(1-L)d_{EUR_{USD}}$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 112
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : 0.006
diferencias retardadas: $F(2, 108) = 0.740 [0.4793]$
valor estimado de $(a - 1)$: -0.853494
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -6.12464$
valor p asintótico 5.971e-008

1ª Dif Tasa de inflación (INF)

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para d_{INF}
incluyendo un retardo de $(1-L)d_{INF}$
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 112
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : -0.012
valor estimado de $(a - 1)$: -1.90588
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -10.142$
valor p asintótico 1.161e-019

1ª Dif PIB real (PIB_{REAL})

Contraste aumentado de Dickey-Fuller para $d_{PIB_{REAL}}$
incluyendo 2 retardos de $(1-L)d_{PIB_{REAL}}$
(el máximo fue 2, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 112
hipótesis nula de raíz unitaria: $a = 1$

contraste con constante
modelo: $(1-L)y = b_0 + (a-1)*y(-1) + \dots + e$
Coef. de autocorrelación de primer orden de e : 0.014
diferencias retardadas: $F(2, 108) = 28.274 [0.0000]$
valor estimado de $(a - 1)$: -0.357571
Estadístico de contraste: $\tau_c(1) = -3.41925$
valor p asintótico 0.01035

ANEXO IX

Concepto de Cointegración⁴⁷

Se dice que dos o más series temporales que son no estacionarias de orden 1, es decir, procesos $I(1)$, están cointegradas si existe una combinación lineal de dichas series la cual sea estacionaria, o lo que es lo mismo, $I(0)$

Es decir, si bien dichas series pueden deambular en el corto plazo, es decir, ir cada una por su lado, en el largo plazo existen fuerzas dinámicas de algún tipo que tienden a empujarlas hacia un estado de equilibrio. Por tanto, las series cointegradas no se separarán en gran medida la una de la otra dado que están enlazadas entre sí a lo largo del tiempo.

Uno de los ejemplos más claros y estudiados de cointegración entre variables es el que existe entre el precio de una acción y el precio del futuro que tiene como subyacente el precio de la misma. Sin ni siquiera llevar a cabo el contraste se puede intuir que efectivamente, dado que el precio del futuro está íntimamente ligado a la evolución del precio de su subyacente, en este caso el precio de la acción, la evolución de ambas series previsiblemente seguirá un comportamiento similar en el largo plazo.

⁴⁷ LONDOÑO, WBALDO (2005) 'Modelos de ecuaciones múltiples: Modelos VAR y Cointegración' Cap 3; Punto 4

ANEXO X

Resultados del contraste de Johansen

1^{er} par de variables: P BRENT – TI INTER

Contraste de Johansen:					
Número de ecuaciones = 2					
Orden del retardo = 1					
Periodo de estimación: 1987:2 - 2015:4 (T = 115)					
Caso 3: constante no restringida					
Log-verosimilitud = 326.497 (Incluyendo un término constante: 0.141298)					
Rango	Valor propio	Estad. traza	Valor p	Estad. Lmáx	Valor p
0	0.031374	4.4269	[0.8616]	3.6658	[0.8844]
1	0.0065958	0.76103	[0.3830]	0.76103	[0.3830]

2^o par de variables: P BRENT – EUR USD

Contraste de Johansen:					
Número de ecuaciones = 2					
Orden del retardo = 1					
Periodo de estimación: 1987:2 - 2015:4 (T = 115)					
Caso 3: constante no restringida					
Log-verosimilitud = 83.0384 (Incluyendo un término constante: -243.317)					
Rango	Valor propio	Estad. traza	Valor p	Estad. Lmáx	Valor p
0	0.027321	4.8115	[0.8257]	3.1856	[0.9235]
1	0.014039	1.6259	[0.2023]	1.6259	[0.2023]

3^{er} par de variables: P BRENT – INF

Contraste de Johansen:					
Número de ecuaciones = 2					
Orden del retardo = 3					
Periodo de estimación: 1988:1 - 2015:4 (T = 112)					
Caso 3: constante no restringida					
Log-verosimilitud = 355,775 (Incluyendo un término constante: 37,9326)					
Rango	Valor propio	Estad. traza	Valor p	Estad. Lmáx	Valor p
0	0,14646	19,792	[0,0093]	17,736	[0,0118]
1	0,018190	2,0560	[0,1516]	2,0560	[0,1516]

4^o par de variables: P BRENT – PIB REAL

Contraste de Johansen:					
Número de ecuaciones = 2					
Orden del retardo = 2					
Periodo de estimación: 1987:3 - 2015:4 (T = 114)					
Caso 3: constante no restringida					
Log-verosimilitud = -1172.33 (Incluyendo un término constante: -1495.84)					
Rango	Valor propio	Estad. traza	Valor p	Estad. Lmáx	Valor p
0	0.12125	17.909	[0.0196]	14.735	[0.0400]
1	0.027462	3.1744	[0.0748]	3.1744	[0.0748]

ANEXO XI

Test de Dickey-Fuller sobre las series residuales del VECM

Serie residual del Precio del petróleo (RES_VECM3)

```
Contraste aumentado de Dickey-Fuller para RES_VECM3
incluyendo un retardo de (1-L)RES_VECM3
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 109
hipótesis nula de raíz unitaria: a = 1

contraste con constante
modelo: (1-L)y = b0 + (a-1)*y(-1) + ... + e
Coef. de autocorrelación de primer orden de e: -0.032
valor estimado de (a - 1): -1.20174
Estadístico de contraste: tau_c(1) = -8.45138
valor p asintótico 2.274e-014
```

Serie residual de la tasa de inflación (RES_VECM3_INF)

```
Contraste aumentado de Dickey-Fuller para RES_VECM3_INF
incluyendo un retardo de (1-L)RES_VECM3_INF
(el máximo fue 12, el criterio AIC modificado)
tamaño muestral 109
hipótesis nula de raíz unitaria: a = 1

contraste con constante
modelo: (1-L)y = b0 + (a-1)*y(-1) + ... + e
Coef. de autocorrelación de primer orden de e: -0.016
valor estimado de (a - 1): -1.00602
Estadístico de contraste: tau_c(1) = -7.72315
valor p asintótico 3.18e-012
```

ANEXO XII

Especificación definitiva de los modelos VAR

VAR n°1: Precio del petróleo – Tipo de interés

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (12.1)$$

$$\Delta TI_INTER_t = \beta_{20} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta TI_INTER_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (12.2)$$

VAR n°2: Precio del petróleo – Tipo de cambio

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta EUR_USD_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (12.3)$$

$$\Delta EUR_USD_t = \beta_{20} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta EUR_USD_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (12.4)$$

VECM n°3: Precio del petróleo – Tasa de inflación

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \alpha\beta'\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta P_BRENT_{t-2} \\ + \beta_{13}INF_{t-1} + \beta_{14}INF_{t-2} + \varepsilon_{1t} \quad (12.5)$$

$$\Delta INF_t = \beta_{20} + \alpha\beta'\Delta INF_{t-1} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta P_BRENT_{t-2} + \beta_{23}INF_{t-1} \\ + \beta_{24}INF_{t-2} + \varepsilon_{2t} \quad (12.6)$$

VAR n°4: Precio del petróleo – PIB real

$$\Delta P_BRENT_t = \beta_{10} + \beta_{11}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{12}\Delta P_BRENT_{t-2} + \beta_{13}\Delta PIB_REAL_{t-1} \\ + \beta_{14}\Delta PIB_REAL_{t-2} + \varepsilon_{1t} \quad (12.7)$$

$$\Delta PIB_REAL_t = \beta_{20} + \beta_{21}\Delta P_BRENT_{t-1} + \beta_{22}\Delta P_BRENT_{t-2} + \beta_{23}\Delta PIB_REAL_{t-1} \\ + \beta_{24}\Delta PIB_REAL_{t-2} + \varepsilon_{2t} \quad (12.8)$$

ANEXO XIII

La prueba de Ljung-Box: *explicación teórica*⁴⁸

El objetivo de este contraste es comprobar si los errores o residuos de una ecuación en concreto están correlacionados entre sí, es decir, si los errores en diferentes periodos muestrales (t, t-1, t-2, ..., t-n) guardan o no alguna relación.

Las hipótesis de partida de la prueba de Ljung-Box son las siguientes:

H_0 : *∄ autocorrelación de orden p en los residuos de las ecuaciones del modelo*

H_a : *H_0 es falsa ; ∃ autocorrelación de orden p en los residuos de las ecuaciones del modelo*

Esta prueba, utilizada comúnmente en los modelos VAR, tiene el siguiente estadístico de contraste⁴⁹:

$$Q = n(n+2) \sum_{k=1}^p \frac{\hat{\rho}_k^2}{n-k} \quad (13.1)$$

Comparando el valor del estadístico Q con su correspondiente valor crítico, que en este caso y dado que el estadístico Q se distribuye en torno a una Chi-cuadrado será $\chi^2_{1-\alpha, p}$ ⁵⁰, se aceptará o rechazará la hipótesis nula. En este sentido:

Si $Q > \chi^2_{1-\alpha, p}$ se rechaza **H_0** ; existe autocorrelación de orden p en los residuos de las ecuaciones del modelo

Si $Q < \chi^2_{1-\alpha, p}$ se acepta **H_0** ; **No** existe autocorrelación de orden p en los residuos

Sin embargo, como se ha venido haciendo en contrastes anteriores, será el p-valor del estadístico Q del contraste el que determine la aceptación o el rechazo de la hipótesis nula. A su vez, el nivel de confianza con el que se trabajará será también el 99%, lo que implica un nivel de significación del 1%. En este sentido, recordando el criterio del p-valor, si este era mayor que el nivel de significación se aceptaría la Hipótesis nula del contraste

⁴⁸ Fuente: QUESADA PEGALJAR, MANUEL (2014) Trabajo Fin de Master: '*Análisis de series temporales*' Págs. 58-59

⁴⁹ donde n es el tamaño muestral, $\hat{\rho}_k$ es la autocorrelación de la muestra en el retardo k, y p el número de retardos que se están probando

⁵⁰ $1-\alpha$ es el nivel de significación; en nuestro caso, al trabajar siempre con un nivel de confianza del 99%, el nivel de significación (1-nivel de confianza) será 0,01

ANEXO XIV

Resultados de la prueba de Ljung-Box: contraste de autocorrelación

Ecuaciones VAR n°1: Precio del petróleo (*P_BRENT*) – Tipo de interés (*TI_INTER*)

Ecuación 1: Ljung-Box Q' = 21.5245 con valor p = P(Chi-cuadrado(16) > 21.5245) = 0.159
Ecuación 2: Ljung-Box Q' = 31.2647 con valor p = P(Chi-cuadrado(16) > 31.2647) = 0.0124

Ecuaciones VAR n°2: Precio del petróleo (*P_BRENT*) – Tipo de cambio (*EUR_USD*)

Ecuación 1: Ljung-Box Q' = 0,635318 con valor p = P(Chi-cuadrado(1) > 0,635318) = 0,425
Ecuación 2: Ljung-Box Q' = 0,245039 con valor p = P(Chi-cuadrado(1) > 0,245039) = 0,621

Ecuaciones VECM n°3: Precio del petróleo (*P_BRENT*) – Tasa de inflación (*INF*)

Ecuación 1: Ljung-Box Q' = 7,9806 con valor p = P(Chi-cuadrado(3) > 7,9806) = 0,0464
Ecuación 2: Ljung-Box Q' = 0,727696 con valor p = P(Chi-cuadrado(3) > 0,727696) = 0,867

Ecuaciones VAR n°4: Precio del petróleo (*P_BRENT*) – PIB real (*PIB_REAL*)

Ecuación 1: Ljung-Box Q' = 0,433562 con valor p = P(Chi-cuadrado(2) > 0,433562) = 0,805
Ecuación 2: Ljung-Box Q' = 0,669242 con valor p = P(Chi-cuadrado(2) > 0,669242) = 0,716

ANEXO XV

El contraste de heterocedasticidad- test de ARCH: *explicación teórica*⁵¹

Popularmente conocido como test de ARCH, este contraste nos desvelará si los errores de las ecuaciones de los modelos VAR y VECM tienen o no tienen una varianza constante.

El test de ARCH parte de la estimación de un modelo auxiliar:

$$e_t^2 = \beta_0 + \left(\sum_{n=1}^p \beta_n e_{t-n}^2 \right) + \varepsilon_t \quad (15.1)$$

Las hipótesis nula y alternativa a contrastar a partir del modelo auxiliar son las siguientes:

H_0 : $e_t^2 = \beta_0$; $\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_n = 0$; *residuos homocedásticos (No ARCH)*

H_a : $e_t^2 \neq \beta_0$; $\beta_1 \neq \beta_2 \neq \dots = \beta_n \neq 0$; *Heteroscedasticidad en los residuos (ARCH)*

El estadístico del contraste de ARCH se denomina LM. Este se construye de la siguiente manera:

En primer lugar se estima el modelo VAR en cuestión, formado por las dos ecuaciones correspondientes. A continuación se obtienen los residuos de ambas ecuaciones, se guardan y se elevan al cuadrado. (Todo ello a través de Gretl, por supuesto)

Lo siguiente será, a partir de los residuos elevados al cuadrado de cada ecuación, estimar la siguiente regresión (una para cada ecuación):

$$\hat{e}_t^2 = \beta_0 + \beta_1 \hat{e}_{t-1}^2 + \beta_2 \hat{e}_{t-2}^2 + \dots + \beta_p \hat{e}_{t-p}^2 + \varepsilon_t \quad (15.2)$$

donde p es el número de retardos óptimos del modelo y el orden del ARCH

De las regresiones en cuestión se obtienen los coeficientes de determinación corregido, R^2 , y a partir de ellos los estadísticos de contraste LM:

$$LM = TR^2 \quad (15.3)$$

⁵¹ Fuente: BEN-KAABIA, MONIA (2014) *Apuntes de Econometría I* Universidad de Zaragoza

⁵² donde el término e representa los residuos de cada ecuación y p el orden de retardos óptimo

De nuevo, comparando el estadístico LM de cada ecuación del modelo VAR con su correspondiente valor crítico, que en este caso y dado que el estadístico LM se distribuye en torno a una Chi-cuadrado será $\chi^2_{1-\alpha,p}$, siendo p el nº de retardos incluidos (los óptimos para dicho modelo VAR, se aceptará o rechazará la hipótesis nula. Por lo tanto:

Si $LM > \chi^2_{1-\alpha,p}$ se rechaza H_0 ; los residuos de las ecuaciones del modelo VAR son heterocedásticos, es decir, no tienen una varianza constante para un orden p

Si $LM < \chi^2_{1-\alpha,p}$ se acepta H_0 ; los residuos de las ecuaciones del modelo VAR son homocedásticos para un orden p

No obstante, tal y como se han resuelto los contrastes hasta ahora, será el p-valor del estadístico LM el que determine la aceptación o el rechazo de la hipótesis nula.

ANEXO XVI

Resultados del contraste de Heteroscedasticidad (ARCH)

VAR n°1 – ARCH(1) Precio del petróleo (P_BRENT) – Tipo de interés (TI_INTER)

Ecuación 1:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	66,8028	31,1570	2,144	0,0342 **
alpha(1)	0,0510492	0,0947882	0,5386	0,5913
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 0,294504 con valor p = P(Chi-cuadrado(1) > 0,294504) = 0,587349				
Ecuación 2:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	2,17709e-05	6,98929e-06	3,115	0,0023 ***
alpha(1)	0,201801	0,0902421	2,236	0,0273 **
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 4,87133 con valor p = P(Chi-cuadrado(1) > 4,87133) = 0,0273064				

VAR n°2 – ARCH(1) Precio del petróleo (P_BRENT) – Tipo de cambio (EUR_USD)

Ecuación 1:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	66,7227	31,0531	2,149	0,0338 **
alpha(1)	0,0496702	0,0947897	0,5240	0,6013
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 0,278838 con valor p = P(Chi-cuadrado(1) > 0,278838) = 0,597464				
Ecuación 2:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	0,00349026	0,000830227	4,204	5,33e-05 ***
alpha(1)	0,0619269	0,0947323	0,6537	0,5147
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 0,433361 con valor p = P(Chi-cuadrado(1) > 0,433361) = 0,510345				

VECM n°3 – ARCH(3) Precio del petróleo (P_BRENT) – Tasa de Inflación (INF)

Ecuación 1:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	44,7911	27,1799	1,648	0,1024
alpha(1)	0,389266	0,0977553	3,982	0,0001 ***
alpha(2)	0,0319083	0,105196	0,3033	0,7622
alpha(3)	0,0932697	0,0994310	0,9380	0,3504
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 20,4826 con valor p = P(Chi-cuadrado(3) > 20,4826) = 0,000134812				
Ecuación 2:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	3,08188e-05	7,34195e-06	4,198	5,70e-05 ***
alpha(1)	-0,00460157	0,0979232	-0,04699	0,9626
alpha(2)	-0,00752863	0,0945819	-0,07960	0,9367
alpha(3)	-0,0577391	0,107410	-0,5376	0,5920
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 0,309107 con valor p = P(Chi-cuadrado(3) > 0,309107) = 0,958307				

VAR n°4 – ARCH(2) Precio del petróleo (P_BRENT) – PIB real (PIB_REAL)

Ecuación 1:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	45,0134	23,8166	1,890	0,0614 *
alpha(1)	0,0602333	0,0931980	0,6463	0,5195
alpha(2)	0,255348	0,0946196	2,699	0,0081 ***
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 7,72048 con valor p = P(Chi-cuadrado(2) > 7,72048) = 0,021063				
Ecuación 2:				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
alpha(0)	7,95558e+06	2,63011e+06	3,025	0,0031 ***
alpha(1)	0,0617383	0,0948555	0,6509	0,5165
alpha(2)	0,00430612	0,0948412	0,04540	0,9639
Hipótesis nula: no hay efecto ARCH Estadístico de contraste: LM = 0,441623 con valor p = P(Chi-cuadrado(2) > 0,441623) = 0,801868				

ANEXO XVII

El contraste de normalidad de Doornik-Hansen: *explicación teórica*

También conocido como test de normalidad multivariada, este contraste nos informará de si los residuos de cada modelo VAR o VECM sigue un comportamiento igual o distinto al de una distribución normal.

Las hipótesis nula y alternativa a contrastar son las siguientes:

H₀: *los residuos del modelo siguen una distribución normal*

H_a: *los residuos del modelo no siguen una distribución normal*

De nuevo como en todos los contrastes, el p-valor del estadístico del contraste de normalidad, en este caso el estadístico de Doornik-Hansen, será el que determine la aceptación o el rechazo de la hipótesis nula.

ANEXO XVII

Resultados del contraste de normalidad de Doornik-Hansen

VAR nº1 – Doornik-Hansen Precio del petróleo (*P_BRENT*) – Tipo de interés (*TI_INTER*)

Contraste de Doornik-Hansen
Chi-cuadrado(4) = 100,341 [0,0000]

VAR nº2 – Doornik-Hansen Precio del petróleo (*P_BRENT*) – Tipo de cambio (*EUR_USD*)

Contraste de Doornik-Hansen
Chi-cuadrado(4) = 75,3458 [0,0000]

VECM nº3 – Doornik-Hansen Precio del petróleo (*P_BRENT*) – Tasa de inflación (*INF*)

Contraste de Doornik-Hansen
Chi-cuadrado(4) = 50,2489 [0,0000]

VAR nº4 – Doornik-Hansen Precio del petróleo (*P_BRENT*) – PIB real (*PIB_REAL*)

Contraste de Doornik-Hansen
Chi-cuadrado(4) = 116,501 [0,0000]

ANEXO XIX

El contraste de Granger: *explicación teórica*^{53 54}

A través del análisis impulso-respuesta que ofrecían los modelos VAR y VECM una vez estimados, recordemos que el objetivo de este análisis es analizar el impacto de un shock del precio del petróleo en un conjunto de variables macroeconómicas de la economía española.

Es decir, el trato que se pretende dar desde un primer momento a la variable precio del petróleo (P_BRENT) en este análisis es el de una variable exógena, una variable que explica, a través del propio modelo VAR, las variaciones en la otra variable.

Esto es lo que yo he considerado, habiendo reflexionado previamente algo que a priori parece bastante razonable: que el precio del petróleo influye más, causa más impacto en estas variables macro, que a la inversa. Pensemos por ejemplo en el PIB. ¿Tiene sentido que una variación en el PIB español altere la evolución del precio del petróleo, o es más bien a la inversa? Y así con el resto de variables.

Sin embargo la econometría nos obliga a constatar que efectivamente, es el precio del petróleo el que influye sobre la otra variable del modelo. Esto es de vital importancia, ya que influirá asimismo a la hora de introducir las variables en el modelo VAR a estimar, debiendo incluirse primero la variable “más exógena” (que en un principio tiene sentido y espero que sea el precio del petróleo).

De no ser así, el análisis impulso respuesta se seguiría llevando a cabo. Sin embargo, la validez de dicho análisis sería mucho más baja, ya que estaríamos estudiando el impacto que produce el shock de una variable (precio del petróleo) en otra/s (variable/s macro), sabiendo ya de antemano que no es tanto el precio del petróleo el que explica y causa a las otras variables sino al revés. De ser así, tendría más sentido realizar el análisis impulso respuesta en la otra dirección, es decir, estudiando el impacto del shock de la/s variable/s macro en el precio del petróleo. (Lo cual, desde el punto de vista teórico sería más difícil de justificar).

⁵³ HERNÁNDEZ MARTÍNEZ, FERNANDO (2014) *‘El precio del petróleo y su influencia en las variables macroeconómicas’* Universidad Nacional de Educación a distancia - Anexo I

⁵⁴ LONDOÑO, WBALDO (2005) *‘Modelos de ecuaciones múltiples: Modelos VAR y Cointegración’* Págs 41 y 54

Pues bien, esto es lo que se contrasta a través del ya mencionado contraste de causalidad de Granger.

Dicho contraste, como muchos vistos hasta ahora, parte de la estimación de un modelo auxiliar, en este caso de la estimación de dos regresiones bivariantes con la siguiente estructura:

$$y_t = \alpha_0 + \alpha_1 y_{t-1} + \alpha_2 y_{t-2} + \dots + \alpha_n y_{t-n} + \beta_1 x_{t-1} + \beta_2 x_{t-2} + \dots + \beta_n x_{t-n} + \varepsilon_t \quad (19.1)$$

$$x_t = \alpha_0 + \alpha_1 x_{t-1} + \alpha_2 x_{t-2} + \dots + \alpha_n x_{t-n} + \beta_1 y_{t-1} + \beta_2 y_{t-2} + \dots + \beta_n y_{t-n} + u_t \quad (19.2)$$

Las variables x_t e y_t de este modelo auxiliar serán las variables a contrastar. Se tratará de ver cuál de las dos es más exógena, es decir, cual explica o causa más a la otra.

Las hipótesis nula y alternativa son las siguientes:

H_0 : $\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_n = 0$; x_t no causa a y_t en la primera regresión; y_t no causa a x_t en la segunda regresión.

H_a : $\beta_1 \neq \beta_2 \neq \dots \neq \beta_n \neq 0$; ; x_t causa a y_t en la primera regresión; y_t causa a x_t en la segunda regresión.

Se trata por lo tanto de realizar para cada par de variables dos contrastes, uno para cada regresión, obteniéndose un estadístico de contraste F de Wald para cada una de ellas, cuyo valor en cada caso determinará si se rechaza o no la hipótesis nula para cada una de las regresiones.

ANEXO XX

Resultados del contraste de Granger

Contraste de Granger para las ecuaciones del VAR n°1

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(1, 111) =	7.8787	[0.0059]
Todos los retardos de d_TI_INTER	F(1, 111) =	0.32499	[0.5698]

Ecuación Tipo de interés (TI_INTER)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(1, 111) =	2.7986	[0.0972]
Todos los retardos de d_TI_INTER	F(1, 111) =	31.063	[0.0000]

Contraste de Granger para las ecuaciones del VAR n°2

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(1, 111) =	4.6083	[0.0340]
Todos los retardos de d_EUR_USD	F(1, 111) =	0.69739	[0.4055]

Ecuación Tipo de cambio (EUR_USD)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(1, 111) =	1.2178	[0.2722]
Todos los retardos de d_EUR_USD	F(1, 111) =	3.3607	[0.0695]

Contraste de Granger para las ecuaciones del VECM n°3

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(3, 104) =	5.8206	[0.0010]
Todos los retardos de d_INF	F(3, 104) =	0.74905	[0.5253]

Ecuación Tasa de inflación (INF)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(3, 104) =	4.2794	[0.0068]
Todos los retardos de d_INF	F(3, 104) =	211.33	[0.0000]

Contraste de Granger para las ecuaciones del VAR nº4

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(2, 108) =	9.1831	[0.0002]
Todos los retardos de d_PIB_REAL	F(2, 108) =	0.85000	[0.4303]

Ecuación PIB Real (PIB_REAL)

Contrastes F de restricciones cero:

Todos los retardos de d_P_BRENT	F(2, 108) =	1.8866	[0.1565]
Todos los retardos de d_PIB_REAL	F(2, 108) =	31.280	[0.0000]

*Aunque no sea posible confirmar que la variable Precio del petróleo (*P_BRENT*) cause en sentido de Granger al resto de variables (dado que en ningún caso se rechaza la Hipótesis nula de la segunda ecuación), sí que podemos decir que la variable precio del petróleo es la más exógena en todos los modelos.

Afortunadamente, la aceptación de la hipótesis nula de todas las primeras ecuaciones (las que confirman que las otras variables no causan al precio del petróleo) son mucho más contundentes que las de la segunda ecuación (las que confirman que el precio del petróleo no causa en sentido de Granger a las otras variables).

En este sentido, el precio del petróleo es la variable más exógena en todos y cada uno de los modelos especificados

ANEXO XXI

El análisis impulso-respuesta: *explicación teórica*^{55 56}

Un análisis impulso-respuesta trata de analizar el impacto que causa un shock de tamaño igual a una desviación típica en la innovación estructural de una de las variables del modelo VAR, en la o las otras variables del modelo (dependiendo de la estructura del VAR).

Ilustrémoslo con un ejemplo. Supongamos el siguiente modelo VAR bivalente a partir del cual queremos llevar a cabo un análisis impulso-respuesta:

$$Y_{1t} = \beta_{10} + \beta_{11}Y_{1,t-1} + \beta_{12}Y_{2,t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (21.1)$$

$$Y_{2t} = \beta_{20} + \beta_{21}Y_{1,t-1} + \beta_{22}Y_{2,t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (21.2)$$

Lo primero será definir la estructura estableciendo el papel de cada variable dentro del análisis, es decir, qué variable causa el shock y qué variable lo recibe. Supongamos en nuestro ejemplo que la variable que causa el shock es la variable Y_1 , siendo Y_2 la que recibe y responde al impacto.

Ahora supongamos que dicho shock tiene lugar en el periodo t ; un shock causado por la variable Y_1 , de tamaño una desviación típica en la innovación estructural de dicha variable, (ε_{1t})

Es decir, en el periodo t , un shock en forma de valor no nulo de ε_{1t} afectará en el mismo periodo (t) a la variable Y_1 , dada la presencia directa de ε_{1t} en la ecuación de la variable Y_1 .

Sin embargo, lo que se pretende con este análisis es evaluar el impacto de dicho shock en la otra variable del modelo VAR, la variable Y_2 , y no es hasta el periodo $t+1$ cuando dicha variable recibe el impacto.

Nótese que la variable Y_2 (**2ª ecuación**) tiene como explicativas su propio retardo y el de la variable Y_1 . El shock que tratamos de explicar tuvo lugar en el periodo t afectando en el mismo periodo a Y_1 (**ecuación x**). En el periodo $t+1$, la variable Y_2 tendrá como explicativas a su retardo del periodo anterior t , Y_{2t} , y al retardo de la variable Y_1 del periodo anterior, es decir, a Y_{1t} .

$$Y_{1,t+1} = \beta_{10} + \beta_{11}Y_{1,t} + \beta_{12}Y_{2,t} + \varepsilon_{1,t+1} \quad (21.3)$$

⁵⁵ LONDOÑO, WBALDO (2005) 'Modelos de ecuaciones múltiples: Modelos VAR y Cointegración' Págs. 44-46

⁵⁶ NOVALES, ALFONSO (2014) 'Modelos vectoriales Autorregresivos' Punto 1.7 Universidad Computense de Madrid

$$Y_{2,t+1} = \beta_{20} + \beta_{21}Y_{1,t} + \beta_{22}Y_{2,t} + \varepsilon_{2t+1} \quad (21.4)$$

Con la presencia de Y_{1t} (primera variable impactada por el shock) en $Y_{2,t+1}$ se logra por fin transmitir el shock a la segunda variable del modelo VAR.

Por tanto, el primer impacto que recibe la variable Y_2 de un shock de la variable Y_1 en el periodo t , tiene lugar en el periodo $t+1$. Sin embargo, ese primer impacto no será el único. La perturbación o shock producido en el periodo t , creará una reacción en cadena en la variable Y_2 del VAR mediante la estructura dinámica del sistema. Es decir, el shock inicial en el periodo t no solo impactará a la variable Y_2 en $t+1$, sino que este se transmitirá sucesivamente en los siguientes periodos ($t+2, t+3, \dots$).

Nótese que en el periodo $t+2$, la variable Y_2 tendrá como explicativa a su retardo del periodo anterior, es decir, a $Y_{2,t+1}$, la cual recoge el shock inicial del periodo t .

$$Y_{1,t+2} = \beta_{10} + \beta_{11}Y_{1,t+1} + \beta_{12}Y_{2,t+1} + \varepsilon_{1t+2} \quad (21.5)$$

$$Y_{2,t+2} = \beta_{20} + \beta_{21}Y_{1,t+1} + \beta_{22}Y_{2,t+1} + \varepsilon_{2t+2} \quad (21.6)$$

En los siguientes periodos ocurriría lo mismo: el shock inicial se iría transmitiendo a través de las respectivas presencias de los retardos de Y_2 en las sucesivas ecuaciones de los modelos VAR.

Pero, ¿la transmisión de ese shock en la variable Y_1 persistirá indefinidamente? Es decir, en el periodo $t+\infty$, ¿la variable Y_2 seguirá recibiendo ese shock habido en el periodo t en la variable Y_1 ?

La respuesta es no. El shock en la innovación estructural de la variable Y_1 sólo tiene lugar en un periodo, en nuestro ejemplo hemos supuesto que dicho shock tenía lugar en el periodo t (primera ecuación).

A partir de entonces no son nuevos shocks en los siguientes periodos sino la propia estructura de los modelos VAR la que se encarga de transmitir ese primer impacto.

Ahora bien, teniendo en cuenta la naturaleza propia de estos modelos, cuyo objetivo es estudiar las interacciones entre variables en el corto plazo, cabría esperar que dicho impacto sobre la variable Y_2 no fuese sostenido en el tiempo. Y así es. La variable sobre la que se pretende evaluar dicho shock, Y_2 , volverá al equilibrio al cabo de un número determinado de periodos, los suficientes para haber ilustrado el impacto que sobre ella causa dicho shock.

ANEXO XXII

Estimación por M.C.O de los modelos VAR

VAR nº1: Precio del petróleo – Tipo de interés

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Ecuación 1: d_P_BRENT				
	Coeficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	0,0763659	0,803564	0,09503	0,9245
d_P_BRENT_1	0,262563	0,0935415	2,807	0,0059 ***
d_TI_INTER_1	-65,0484	114,105	-0,5701	0,5698
Media de la vble. dep.	0,219240	D.T. de la vble. dep.	8,686209	
Suma de cuad. residuos	7960,583	D.T. de la regresión	8,468587	
R-cuadrado	0,066303	R-cuadrado corregido	0,049480	
F(2, 111)	3,941131	Valor p (de F)	0,022204	
rho	0,077006	Durbin-Watson	1,843730	

Ecuación Tipo de interés (TI_INTER)

Ecuación 2: d_TI_INTER				
	Coeficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	-0,000947157	0,000520746	-1,819	0,0716 *
d_P_BRENT_1	0,000101410	6,06192e-05	1,673	0,0972 *
d_TI_INTER_1	0,412130	0,0739451	5,573	1,77e-07 ***
Media de la vble. dep.	-0,001358	D.T. de la vble. dep.	0,006313	
Suma de cuad. residuos	0,003343	D.T. de la regresión	0,005488	
R-cuadrado	0,257742	R-cuadrado corregido	0,244368	
F(2, 111)	19,27186	Valor p (de F)	6,54e-08	
rho	0,258282	Durbin-Watson	1,420190	

VAR nº2 : Precio del petróleo – Tipo de cambio

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Ecuación 1: d_P_BRENT				
	Coeficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	0.167161	0.792570	0.2109	0.8333
d_P_BRENT_1	0.217277	0.101215	2.147	0.0340 **
d_EUR_USD_1	11.4293	13.6863	0.8351	0.4055
Media de la vble. dep.	0.219240	D.T. de la vble. dep.	8.686209	
Suma de cuad. residuos	7934.043	D.T. de la regresión	8.454458	
R-cuadrado	0.069416	R-cuadrado corregido	0.052649	
F(2, 111)	4.139970	Valor p (de F)	0.018447	
rho	0.073862	Durbin-Watson	1.850025	

Ecuación Tipo de cambio (EUR USD)

Ecuación 2: d_EUR_USD				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	-0.00204847	0.00576960	-0.3550	0.7232
d_P_BRENT_1	0.000813098	0.000736802	1.104	0.2722
d_EUR_USD_1	0.182644	0.0996306	1.833	0.0695 *
Media de la vble. dep.	-0.001962	D.T. de la vble. dep.		0.063060
Suma de cuad. residuos	0.420446	D.T. de la regresión		0.061545
R-cuadrado	0.064332	R-cuadrado corregido		0.047473
F(2, 111)	3.815927	Valor p (de F)		0.024960
rho	0.045763	Durbin-Watson		1.908362

VECM nº3: Precio del petróleo – Tasa de Inflación

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Ecuación 1: d_d_P_BRENT				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	-0.0300307	0.905011	-0.03318	0.9736
d_d_P_BRENT_1	-0.292350	0.102465	-2.853	0.0052 ***
d_d_P_BRENT_2	-0.463608	0.0977623	-4.742	6.68e-06 ***
d_d_INF_1	101.485	327.568	0.3098	0.7573
d_d_INF_2	30.6188	150.752	0.2031	0.8394
EC1	0.00454151	0.0490449	0.09260	0.9264
Media de la vble. dep.	-0.040871	D.T. de la vble. dep.		10.75062
Suma de cuad. residuos	9511.950	D.T. de la regresión		9.517878
R-cuadrado	0.251814	R-cuadrado corregido		0.216186
rho	-0.071305	Durbin-Watson		2.108264

Ecuación Tasa de inflación (INF)

Ecuación 2: d_d_INF				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	-0.000441111	0.000536409	-0.8223	0.4127
d_d_P_BRENT_1	-2.90449e-05	6.07318e-05	-0.4782	0.6335
d_d_P_BRENT_2	-0.000145137	5.79446e-05	-2.505	0.0138 **
d_d_INF_1	1.18370	0.194152	6.097	1.82e-08 ***
d_d_INF_2	0.591443	0.0893519	6.619	1.57e-09 ***
EC1	0.000361643	2.90694e-05	12.44	2.22e-022 ***
Media de la vble. dep.	0.000119	D.T. de la vble. dep.		0.028189
Suma de cuad. residuos	0.003342	D.T. de la regresión		0.005641
R-cuadrado	0.961771	R-cuadrado corregido		0.959950
rho	0.043101	Durbin-Watson		1.902308

Matriz Beta de vectores cointegrantes

beta (vectores cointegrantes, Desviaciones típicas entre paréntesis)	
d_d_P_BRENT	1.0000 (0.00000)
INF	-49.038 (25.756)
const	0.32198 (0.22912)

VAR nº4: Precio del petróleo – PIB real

Ecuación Precio del petróleo (P_BRENT)

Ecuación 1: d_P_BRENT				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	-0.0220527	0.808452	-0.02728	0.9783
d_P_BRENT_1	0.322706	0.0914040	3.531	0.0006 ***
d_P_BRENT_2	-0.296570	0.0921130	-3.220	0.0017 ***
d_PIB_REAL_1	1.14749e-05	0.000201368	0.05698	0.9547
d_PIB_REAL_2	0.000257356	0.000201817	1.275	0.2050
Media de la vble. dep.	0.216991	D.T. de la vble. dep.	8.724867	
Suma de cuad. residuos	7141.179	D.T. de la regresión	8.131545	
R-cuadrado	0.162405	R-cuadrado corregido	0.131383	
F(4, 108)	5.235133	Valor p (de F)	0.000682	
rho	0.035300	Durbin-Watson	1.928679	

Ecuación PIB Real (PIB_REAL)

Ecuación 2: d_PIB_REAL				
	Coefficiente	Desv. Típica	Estadístico t	Valor p
const	284.527	305.254	0.9321	0.3534
d_P_BRENT_1	-42.8074	34.5122	-1.240	0.2175
d_P_BRENT_2	60.9712	34.7799	1.753	0.0824 *
d_PIB_REAL_1	0.0569476	0.0760321	0.7490	0.4555
d_PIB_REAL_2	0.582282	0.0762018	7.641	9.30e-012 ***
Media de la vble. dep.	920.7030	D.T. de la vble. dep.	3809.910	
Suma de cuad. residuos	1.02e+09	D.T. de la regresión	3070.299	
R-cuadrado	0.373765	R-cuadrado corregido	0.350571	
F(4, 108)	16.11477	Valor p (de F)	2.24e-10	
rho	-0.073038	Durbin-Watson	2.130671	

ANEXO XXIII

Resultados numéricos del Análisis Impulso-Respuesta

Respuesta del Tipo de interés a un 'shock' en el Precio del petróleo

Respuestas a un shock de tamaño una desviación típica en d_P_BRENT		
periodo	d_P_BRENT	d_TI_INTER
1	8.1796	0.00000
2	2.1477	0.00082950
3	0.50994	0.00055965
4	0.097486	0.00028236
5	0.0072290	0.00012626
6	-0.0063147	5.2767e-005
7	-0.0050904	2.1107e-005
8	-0.0027095	8.1825e-006
9	-0.0012437	3.0975e-006
10	-0.00052803	1.1504e-006
11	-0.00021347	4.2058e-007
12	-8.3409e-005	1.5169e-007
13	-3.1767e-005	5.4056e-008
14	-1.1857e-005	1.9057e-008
15	-4.3529e-006	6.6514e-009

Respuesta del Tipo de cambio a un 'shock' en el Precio del petróleo

Respuestas a un shock de tamaño una desviación típica en d_P_BRENT		
periodo	d_P_BRENT	d_EUR_USD
1	7.6699	0.00000
2	1.6665	0.0062364
3	0.43337	0.0024941
4	0.12267	0.00080789
5	0.035886	0.00024730
6	0.010624	7.4346e-005
7	0.0031580	2.2217e-005
8	0.00094008	6.6256e-006
9	0.00027998	1.9745e-006
10	8.3401e-005	5.8828e-007
11	2.4845e-005	1.7526e-007
12	7.4013e-006	5.2212e-008
13	2.2049e-006	1.5554e-008
14	6.5684e-007	4.6336e-009
15	1.9568e-007	1.3804e-009

Respuesta de la Inflación a un 'shock' en el Precio del petróleo

Respuestas a un shock de tamaño una desviación típica en d_P_BRENT		
periodo	d_P_BRENT	d_INF
1	7.7484	0.00000
2	5.5184	0.0025771
3	2.7631	-0.0015300
4	4.3374	0.0013406
5	5.2869	2.1928e-005
6	4.2567	0.0017458
7	4.2027	-0.0010449
8	4.5260	0.0016238
9	4.5984	-0.00033226
10	4.3445	0.0015882
11	4.4773	-0.00071522
12	4.4297	0.0015924
13	4.5031	-0.00045535
14	4.4049	0.0015489
15	4.4992	-0.00056897

Respuesta del PIB real a un 'shock' en el Precio del petróleo

Respuestas a un shock de tamaño una desviación típica en d_P_BRENT		
periodo	d_P_BRENT	d_PIB_REAL
1	7.8632	0.00000
2	2.5375	-336.60
3	-1.5170	351.63
4	-1.3247	43.679
5	0.11341	171.45
6	0.44266	-50.424
7	0.15276	84.927
8	-0.093985	-4.0742
9	-0.053824	62.557
10	0.010173	-2.2362
11	0.035319	32.581
12	0.0081791	-0.33836
13	0.00054584	20.755
14	-0.0020984	1.4603
15	0.0045192	12.292