

## ANÁLISIS SOCIOECONÓMICO DEL PROYECTO DE LA REFINERÍA BALBOA

### Introducción

España es un país de excesos. Se promueven iniciativas desconocidas en los países de la OCDE, bien por intensidad diferencial o por ser únicas. Estas iniciativas se justifican en aras del progreso, del desarrollo económico e incluso del desarrollo sostenible, y son lanzadas a los cuatro vientos con orgullo. El gobierno central alardea de que España tiene el mayor número de kilómetros de autopistas y autovías y de líneas ferroviarias de alta velocidad de Europa. Además nos dice que en alta velocidad ferroviaria seremos este año los primeros del mundo. Hemos tenido la mayor burbuja inmobiliaria del mundo. Durante los años de la burbuja en España se han construido tantas viviendas como en Francia, Gran Bretaña y Alemania juntas (con más de 200 millones de habitantes). Los sucesivos gobiernos centrales han venido alardeando de que la economía española crecía mucho más que la media comunitaria ¡¡¡Habíamos encontrado la receta del crecimiento económico fuerte y duradero¡¡¡ A ninguno se le ocurrió pensar que era una tontería y que iba a tener unas consecuencias económicas nefastas, además de una factura ambiental enorme. Pero aparte de la evidencia de que España tiene la depresión más fuerte de la zona euro, los excesos también pasan factura, aunque no se alardee de ello. Por ejemplo: tener el menor gasto social en proporción al PIB de la UE 15, tener una inversión en I+D muy por debajo de la media europea y tener el peor sistema educativo de la OCDE. Estas son las consecuencias, entre otras, de invertir más del doble de la UE15 en infraestructuras de transporte. La conclusión de tanto despropósito es que nuestros dirigentes políticos y demasiados empresarios se creen capaces de llevar a cabo iniciativas de *progreso*, que ¡¡¡nadie más se ha dado cuenta de que existen¡¡¡ Somos los más listos y pronto los otros se darán cuenta de que tienen que imitarnos. Al final, entre tanta pompa y esplendor, resulta que (como en el cuento) el rey (el país) está desnudo. Y la desnudez tiene la forma de una gran falta de la cultura para comprender que el mundo se enfrenta a retos descomunales que van más allá del cambio climático, como es el fin de la era de los combustibles fósiles, la escasez enorme de la mayor parte de los materiales estratégicos, la destrucción de los ecosistemas imprescindibles para la vida del planeta y la creciente desigualdad entre ricos y pobres, que llevará a emigraciones masivas de los países pobres a los ricos, siendo España una de las rutas mejores para las mismas, como se está demostrando. Una sociedad madura no comete excesos porque comprende los problemas estructurales a los que se enfrenta, lo que le lleva a diseñar estrategias para resolverlos con la mayor rapidez posible.

En este contexto, nos encontramos con que la Junta de Extremadura apoya la iniciativa del Grupo Gallardo de construir una refinería en la zona que tiene las mejores tierras de cultivo de Extremadura. Y ello a pesar de que, como veremos, a nadie se le ocurre en la OCDE construir una refinería nueva y menos interior. Con los argumentos de que el consumo de petróleo va a seguir creciendo en el futuro, que escasean las refinerías en el mundo y que en España la situación es igual. Lo muestran los textos siguientes de la "Justificación" del "Estudio de impacto ambiental:

**"El mercado mundial de crudo se ha caracterizado en los últimos 30 años por un marcado incremento de la demanda. En este lapso de tiempo apenas se han abierto nuevas refinerías; por el contrario han sido cerradas las más ineficientes. Mayor demanda, combinado con menor capacidad de refino, han colocado al sector al borde de la saturación." (Pág.23)**

**"En España, la situación es en todo análoga a la de los países de nuestro entorno. Desde 1975 el consumo de derivados de petróleo casi se ha duplicado, mientras que el número de refinerías se mantiene en diez, sin aumento**

**perceptible de la capacidad de destilación de crudo (...) Para dar una mejor idea del déficit, quizá sea conveniente señalar que equivale al total producción de tres refinerías españolas de tamaño medio.” (Pág. 27 y 28)**

Este estudio pretende mostrar que el diagnóstico que representan los párrafos anteriores está totalmente alejado de la realidad en el momento actual y que a medida que pasa el tiempo ese alejamiento aumenta. Y todo ello es porque se ha acabado la era de petróleo barato, porque la oferta es incapaz de satisfacer una demanda creciente en los países emergentes y en los exportadores de petróleo. Los gobiernos de la OCDE son conscientes del problema y, aunque no suelen hacer declaraciones sobre el tema, han puesto en marcha estrategias para terminar con su dependencia, pero utilizando como argumento el cambio climático. En el mundo empresarial se aprecian estrategias semejantes, sobre todo en el sector de transporte, pero también en el petrolero y en otros, como el industrial.

Por último, este estudio consta (además de esta introducción) de 6 apartados. El primero está dedicado a hacer un repaso a la evolución habida en la oferta, la demanda y los precios del petróleo. El segundo apartado analiza el fenómeno del techo del petróleo (ya que la curva de extracción tiene una forma teórica de campana, existe un punto a partir del cual el bombeo decrece) y las previsibles consecuencias económicas de tal fenómeno. Se destaca la especial vulnerabilidad de España al techo, debido a su especial dependencia del petróleo entre los países OCDE. El tercer apartado estudia las políticas energéticas y de transporte que está poniendo en marcha la Unión Europea (UE) y las particularidades de las políticas españolas en este campo. En el apartado 4 se analiza la situación y perspectivas del sector de refino en la UE y en España. El apartado 5 está dedicado al análisis del Proyecto de Refinería Balboa a la luz de las conclusiones de los apartados anteriores. El apartado 6 y último, pretende dar algunas pautas sobre inversiones (de un monto semejante al que presumiblemente costaría el desarrollo del proyecto de refinería) que tendrían un efecto realmente beneficioso para una economía sostenible en Extremadura y que están en línea con los ejes del “Pacto Social y Político de Reformas para Extremadura”.

## **1. Evolución reciente de la oferta, demanda y precio del petróleo a escala mundial**

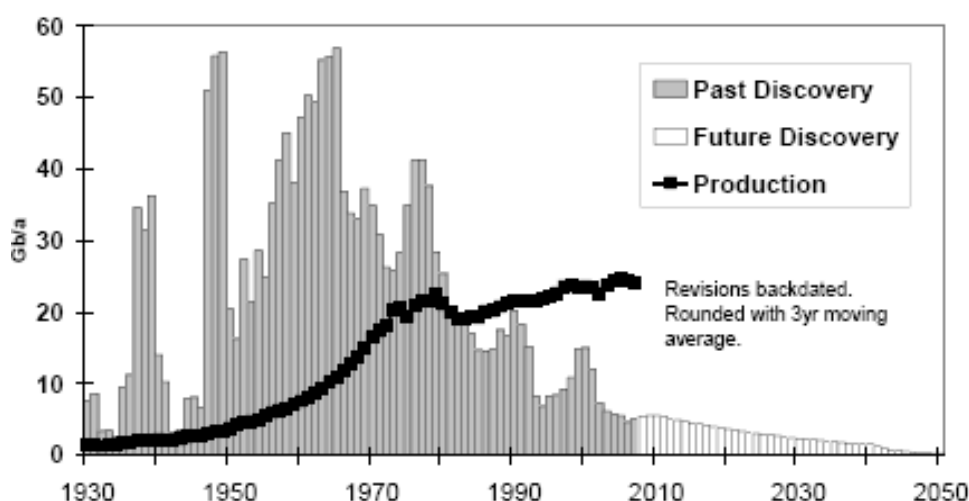
Antes de analizar el futuro del petróleo, conviene conocer las diferentes clases de petróleo y de otros productos de los que se obtienen gasolinas y otros subproductos del mismo tipo que del petróleo, porque los analistas utilizan agregados diferentes clasificaciones de los mismos. El petróleo ha venido siendo clasificado en convencional y no convencional. Aunque no siempre significan lo mismo, ofrezco a descripción más frecuente. Por petróleo convencional se entiende el petróleo ligero, con escaso contenido de azufre y otros contaminantes y que se extrae de zonas fácilmente accesibles. Este es petróleo procedente de los grandes yacimientos que han venido satisfaciendo el 50% del consumo. El petróleo no convencional es el que tiene, al menos, algunas de las siguientes características: alta densidad, alto contenido de azufre y/o de metales pesados, acceso difícil y otros combustibles fósiles de los cuales se puede obtener gasolinas y otros subproductos. Cada vez es más difícil encontrar petróleo convencional, porque los gigantescos yacimientos tradicionales se están agotando y su petróleo es crecientemente pesado. Esta realidad y el hecho de que crece la aportación (aunque no de forma decisiva) de otros combustibles lleva a que se utilice cada vez más el término de “todos los líquidos”. Este engloba los combustibles siguientes: crudo (petróleo obtenido directamente, cualquiera que sea su calidad); condensado (petróleo fruto de la condensación espontánea del gas natural bruto); gas natural líquido de plantas (formado por propano, butano, pentanos e hidrocarburos más pesados), que se obtiene en plantas

separadoras del gas natural bruto, siendo el remanente gas natural seco; gasolinas obtenidas del carbón, de pizarras bituminosas, etc., así como los biocombustibles.

## 1.1 Oferta

El gráfico 1 muestra el declive de los nuevos descubrimientos de petróleo convencional en un contexto de aumento del consumo. La curva de nuevos descubrimientos alcanzó su techo en 1964, tal como muestra el gráfico, y ahora tiene una caída tendencial de alrededor del 5% al año. Desde finales de la década de los 70 (periodo en el que se descubrió el petróleo del Mar del Norte y los yacimientos supergigantescos (más de 2.000 Mb) de la bahía de Prudoe en Alaska y el Cantarell en Méjico) no se han descubierto yacimientos de este tipo y los gigantescos hallados tienden a cero. Cuando el petróleo nuevo decrece y el consumo aumenta, se llega a una situación en la que el primero no puede ya satisfacer la demanda, por lo que hay que utilizar cantidades crecientes de petróleo antiguo y las reservas disminuyen, siendo este proceso el principio del agotamiento. Este fenómeno se inició en 1981 y el desfase entre petróleo descubierto cada año y el consumo no deja de crecer y ello supone que dependemos de forma creciente de los yacimientos supergigantescos que vienen siendo explotados desde hace décadas.

Gráfico 1: La brecha creciente



Fuente: ASPO Newsletter, 2009 abril

Dependemos del petróleo de los yacimientos gigantescos que se descubrieron hace más de 50 años. El 70% del petróleo proviene de yacimientos de más de 30 años. Según un estudio del USGS (servicio geológico de EE UU) de 2007, los 20 yacimientos más grandes aportaban el 27% de la oferta mundial y tenían una vida media de 50 años. De ellos, 4 se encontraban en el techo y el resto en diferentes fases posttecho (con ritmos de extracción entre el 85% del techo y menos del 50%). 14 de ellos bombean cada uno por encima de 0,5 Mb/d, satisfacen el 20% de la demanda y tienen una edad media de 55 años. Unos 110 yacimientos con una capacidad de bombeo superior a 100.000 b/d cada uno suministran el 50% del petróleo. Mientras que 70.000 yacimientos completaban la otra mitad de la oferta. Ello indica que los yacimientos nuevos son cada vez más pequeños y una característica de los mismos es que se agotan rápidamente (Figenschou y Simmons, 2008).

Por otro lado y según el informe de la AIE *World Energy Outlook 2008*, el ritmo de agotamiento se incrementa a medida que se va avanzando en las fases de declive de los yacimientos. La tabla 2 muestra los ritmos de agotamiento en las fases 1 y 2

(capacidad de extracción de más del 85% y de 50-85% respectivamente de la alcanzada en el techo). El informe llega a la conclusión de que la tasa media de agotamiento anual de los yacimientos en explotación es del 5.1%. Pero este ratio sube cada año (algunos analistas estiman un incremento de 0.1%) y se explica, tal como hemos visto anteriormente, por el hecho de los yacimientos que han superado el techo, van perdiendo capacidad de bombeo a medida que van pasando las fases de declive. Teniendo en cuenta, como vamos a ver a continuación, que la oferta media en los últimos años ha sido de unos 85 millones de barriles (159 litros) al día (Mb/d), resulta que cada año hay que encontrar yacimientos con capacidad de extracción total de más de 4 Mb/d para mantener la oferta (AIE, 2008).

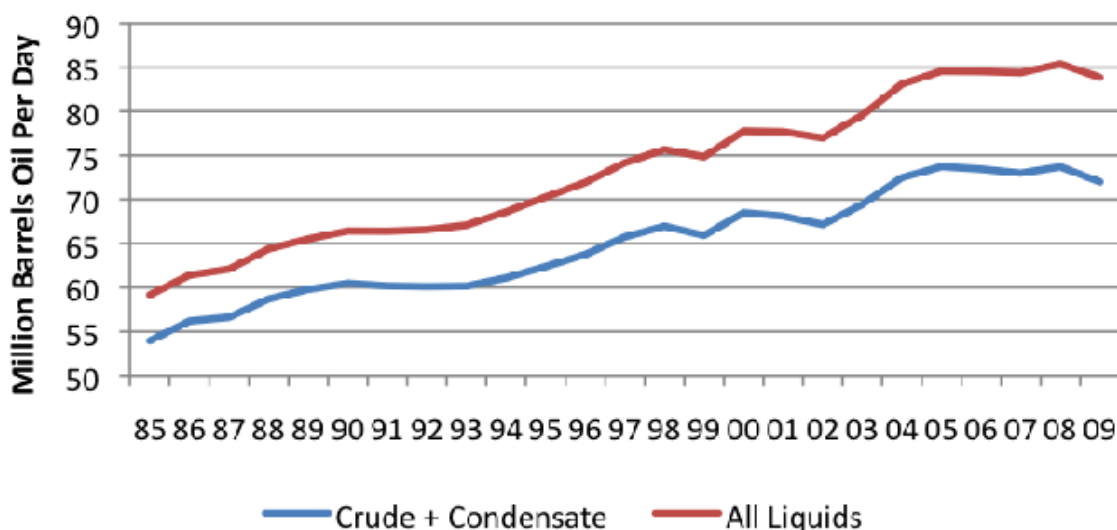
Tabla 1: Índices de declive de yacimientos según fases

	Decline phase 1	Decline phase 2	Delta
Super Giants	3.4%	4.3%	+26%
Giants	6.5%	6.6%	+1.5%
Large fields	10.4%	10.7%	+3%
Global average	5.1%	5.8%	

Fuente: AIE, 2008, WEO

El gráfico siguiente refleja, por un lado, la evolución de las ofertas de crudo y condensado y, por otro, de todos los líquidos durante el periodo 1985-2009. En el gráfico se ve que crece con el tiempo el volumen de los combustibles diferentes del crudo y del condensado, aunque estos siguen constituyendo la parte principal, con gran diferencia. Además las curvas reflejan el crecimiento intenso de la oferta hasta 2005. Pero a partir de este año la oferta se estanca hasta 2008, año en que se eleva un poco para después declinar.

Gráfico 2: Oferta mundial de todos los líquidos



Fuente: Gail Tverberg (2009, [www.theoil Drum.com/node/5969](http://www.theoil Drum.com/node/5969))

El estancamiento de la oferta representa un problema mucho mayor para los países importadores, porque el consumo de los países exportadores crece fuertemente y, en consecuencia, decrece su petróleo disponible para la venta internacional. El menguante petróleo exportado se reparte de forma desigual. Los países pobres van

reduciendo la cantidad de petróleo que pueden comprar debido al encarecimiento o al colapso económico. También los países de la OCDE muestran la misma tendencia, pero por razones diferentes, como veremos en el apartado de demanda.

Gráfico 3: Evolución de las exportaciones mundiales de petróleo



Fuente: Kopperlaar, R., 2008b

**Conclusión 1: La oferta de petróleo se estancó en el periodo 2005-2008, pero debido por el aumento de consumo de los países petroleros, éstos redujeron las exportaciones.**

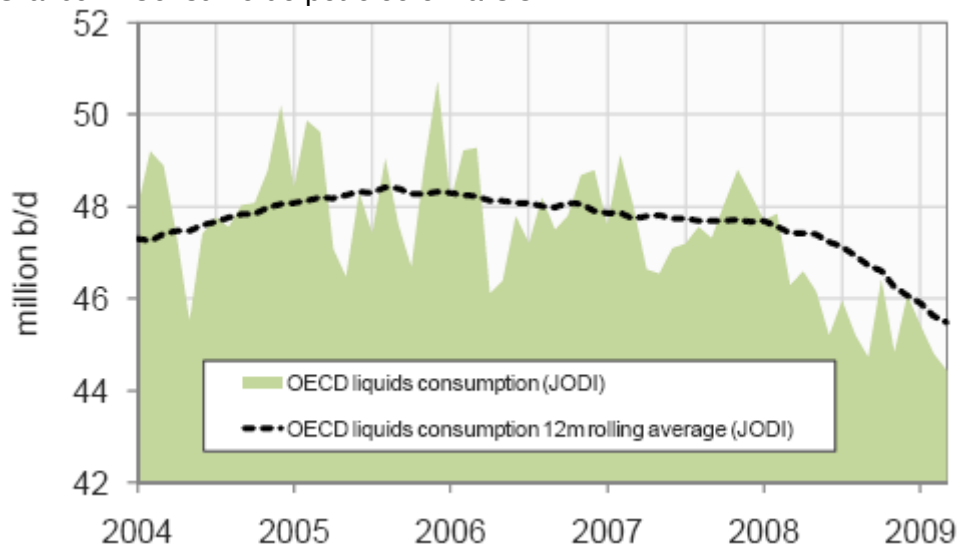
## 1.2 Demanda

La demanda media en las últimas décadas creció un 1,7% al año. Pero en 2003 y 2004 el consumo superó tal media, a pesar de la escalada de precios. En 2003 fue un 1,8% (1,4 Mb/d) y en 2004 un 3,5% (2,50 Mb/d), este incremento fue el mayor de los últimos 25 años. Después, el aumento de la demanda se fue ralentizando. En 2005 creció un 1.5%, en 2006 un 1.1% y en 2007 un 1.2 %. Los factores que explican tal tendencia son varios: inviernos suaves en el hemisferio norte; la escalada de precios del petróleo redujo la demanda de los países OCDE; y a partir de 2007 se empezó a reducir el crecimiento de su producto económico. En la segunda mitad de 2008 la gran mayoría de los países entraron en recesión (Rubin y Buchanan, 2008). Por el contrario, los países exportadores de petróleo y gas y los países emergentes mantuvieron hasta la crisis económica un ritmo muy fuerte de aumento del consumo. Las causas generales fueron: un fuerte crecimiento económico; y unas gasolineras fuertemente subvencionadas. En el caso de los países exportadores del Golfo Pérsico además existen factores adicionales, como una industrialización en base a industrias muy intensivas en energía y una alta tasa de natalidad. En el Golfo Pérsico el aumento anual del consumo llegó a superar el 6%. Y esta tasa se alcanzó en Rusia y se superó en China. Este país ha sido responsable de más del 50% del aumento de la demanda en la primera década del siglo XXI. Sin embargo, en el último cuatrimestre de 2008 el consumo mundial de petróleo se redujo en cerca de 4 Mb/d y el consumo no empezó a crecer de nuevo hasta febrero de 2009. A partir de este mes la demanda empezó a recuperarse y para noviembre había aumentado en 2.9 Mb/d, por lo que aún se mantenía por debajo del nivel de consumo del primer semestre de 2008 (Rubin y Buchanan, 2008a; ASPO Newsletter, 2008 mayo; Mearns, 2009).

La caída de la demanda en la OCDE se inició en 2005 y se agudizó en 2008 (especialmente en el último cuatrimestre, debido a la crisis), siendo en este año de

1.87 Mb/d, tal como muestra el gráfico 4 (Koppelaar, 2009, OM mayo). En los primeros meses de 2009 se mantuvo la tendencia de fuerte caída en el consumo, para después ir ralentizándose. Antes de la crisis, la caída del consumo de la OCDE fue debida a la alta elasticidad de la demanda al precio en este grupo de países. La reducción de la demanda de la OCDE permitió que los países emergentes (y especialmente China e India) aumentaran fuertemente su consumo, a pesar de que (como he dicho en la apartado anterior) los países petroleros redujeron sus exportaciones, debido a que aumentaron su consumo doméstico (Rubin y Buchanan, 2008, abril).

Gráfico 4: Consumo de petróleo en la OCDE



Fuente: R. Koppelaar, 2009 May Oilwatch Monthly

La AIE prevé una reducción de la demanda mundial de energía del 2% en 2009. La mayor parte de esta caída es debido al transporte (y en última instancia al petróleo), porque el consumo de electricidad sigue aumentando en el mundo. La AIE estima un crecimiento anual medio de electricidad del 2.5% en el periodo 2007-2030 (AIE, 2009). Más adelante analizaré la evolución de la demanda de petróleo a medio y largo plazo.

**Conclusión 2: En la OCDE la demanda de petróleo es muy elástica al precio, por lo que se reduce mucho cuando los precios se elevan fuertemente.**

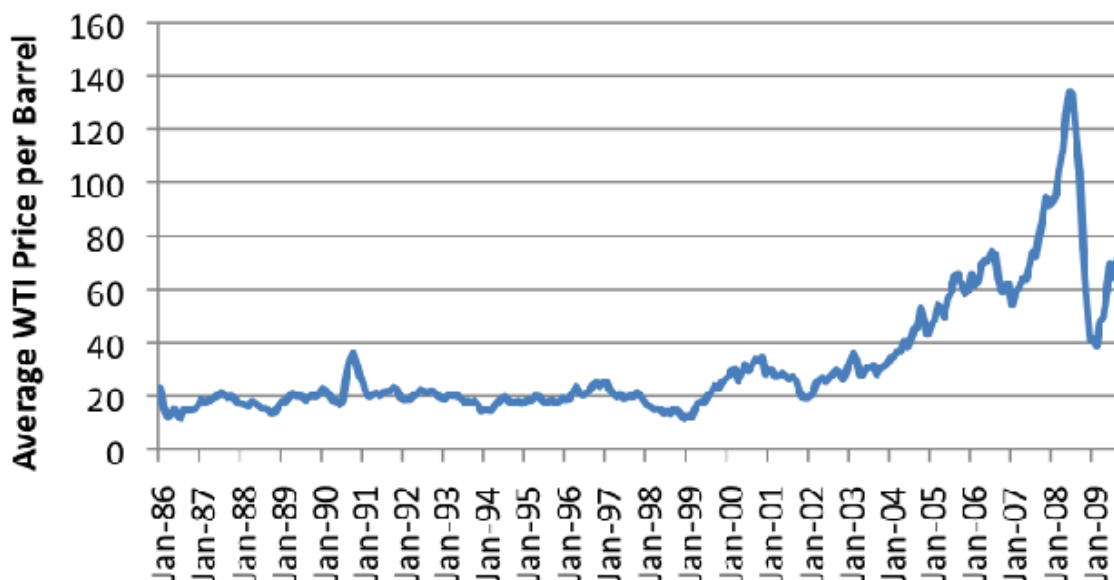
### 1.3 Precios

Desde 1999 y especialmente a partir de 2002, se produjo una escalada de los precios del petróleo, debido a la creciente incapacidad de la oferta para satisfacer una demanda en aumento. El fenómeno se agudizó en el periodo 2005-2008 al estancarse la oferta. El creciente desfase entre oferta y demanda explicaría la excepcional dinámica alcista de los precios que se produjo en 2007 y en el primer semestre de 2008, llegando en julio a 147\$ por barril (159\$) en la bolsa de Nueva York. Pero la escalada de precios se produjo en un contexto de alta volatilidad.

Diversos factores hacen subir los precios: las previsiones optimistas sobre crecimiento del producto económico; los sobreconsumos estacionales; las reducciones puntuales de la capacidad de extracción, unas veces por motivos políticos (guerras, sabotajes, huelgas, etc.) y otras por efecto de fenómenos climáticos (como huracanes en zonas petroleras); etc. Cuando desaparecen o debilitan estos factores los precios caen.

Después vino el colapso económico y el barril bajó hasta 32.70\$ el 20 de enero de 2009. Pero en seguida empezó a recuperarse a medida de que se multiplicaron los signos de recuperación económica. Entre febrero y noviembre de 2009 el precio medio mensual pasó de 36\$/b a 78\$/b, es decir, se incrementó en más de un 100% (Mearns, 2009). El gráfico 5 muestra la volatilidad descrita.

Gráfico 5: Evolución de los precios



Fuente: Gail Tverberg (2009, [www.theoil Drum.com/node/5969](http://www.theoil Drum.com/node/5969))

Los problemas de suministro en el periodo 2002-2008 y el hecho de que los yacimientos nuevos se encuentran en lugares de acceso cada vez más difícil (el último yacimiento descubierto por BP en el Golfo de Méjico se encuentra 10.000 metros de profundidad y los yacimientos marinos encontrados recientemente por Petrobras están a más de 7.000 metros y debajo de un estrato de sal hipercaliente) han extendido la creencia de que los problemas de oferta son estructurales (geológicos) y que se agravarán en el futuro. El umbral de rentabilidad de estos yacimientos se encuentra en los 100\$/b. Por ello se multiplican las afirmaciones de que se ha acabado la era del petróleo barato. Posiblemente ChevronTexaco fue la primera empresa petrolera que lo afirmó. Publicó en el verano de 2005 una carta de su presidente en los principales periódicos de EE UU en la que afirma que “se han acabado los días del petróleo y del gas natural baratos” (ASPO Newsletter, 2005, agosto). Las previsiones de la AIE y de los analistas es que el petróleo se irá encareciendo. El banco Goldman Sachs prevé que el precio medio de 2010 será de 90 \$/d y de 2011 de 110 \$/d (Smith, 2010). Más adelante analizaré este tema a la luz del techo del petróleo.

**Conclusión 3: Se han acabado los días de petróleo barato y por tanto se reducirá la demanda futura en la OCDE**

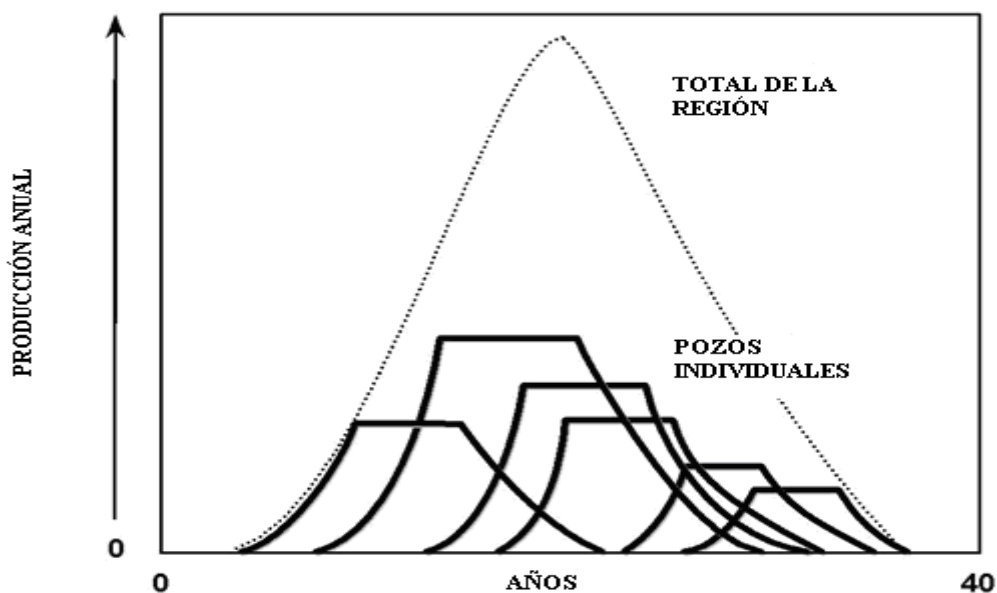
## 2. El techo de extracciones

### 2.1 La geología del petróleo

Se está alcanzado un amplio consenso entre los expertos del petróleo sobre la creencia de que los recursos de petróleo están entrando en un proceso de

agotamiento y sobre los factores que explican tal proceso. El consenso se basan en la aceptación de la teoría de Hubbert (geólogo experto en petróleo que trabajo para Shell a mediados del siglo XX) y en la experiencia de décadas de estudio del comportamiento de los países petroleros, que viene respaldando la citada teoría. La teoría establece que las curvas de descubrimientos de yacimientos y de extracciones adoptan una forma de campana (la de extracción se muestra en el gráfico 7), y que unas décadas después de que la primera curva alcanza el techo lo hace, así mismo, la segunda. La causa es que un ritmo decreciente de nuevos descubrimientos y un consumo ascendente llevan inexorablemente al punto en que el petróleo nuevo descubierto es inferior al consumido en un periodo determinado. A partir de aquí, se va incrementando el desfase entre petróleo consumido y descubierto. Las reservas tienden a agotarse a ritmo creciente y la experiencia muestra que, cuando se ha consumido aproximadamente la mitad del petróleo extraíble, el ritmo de bombeo alcanza el zenit y después empieza a decaer hasta el agotamiento total. Hubbert acertó a predecir a mediados de la década de los 50 que el techo de extracciones de EE UU se produciría en 1970 y esto es lo que ocurrió. El gráfico 6 muestra que la curva de extracción total teórica tiene la forma de campana, a pesar de que la de cada yacimiento tiene una meseta. La causa de ello son los desfases temporales explotación de cada yacimiento.

Gráfico 6: Curva teórica de explotación



Fuente: Stan Cox: 2005

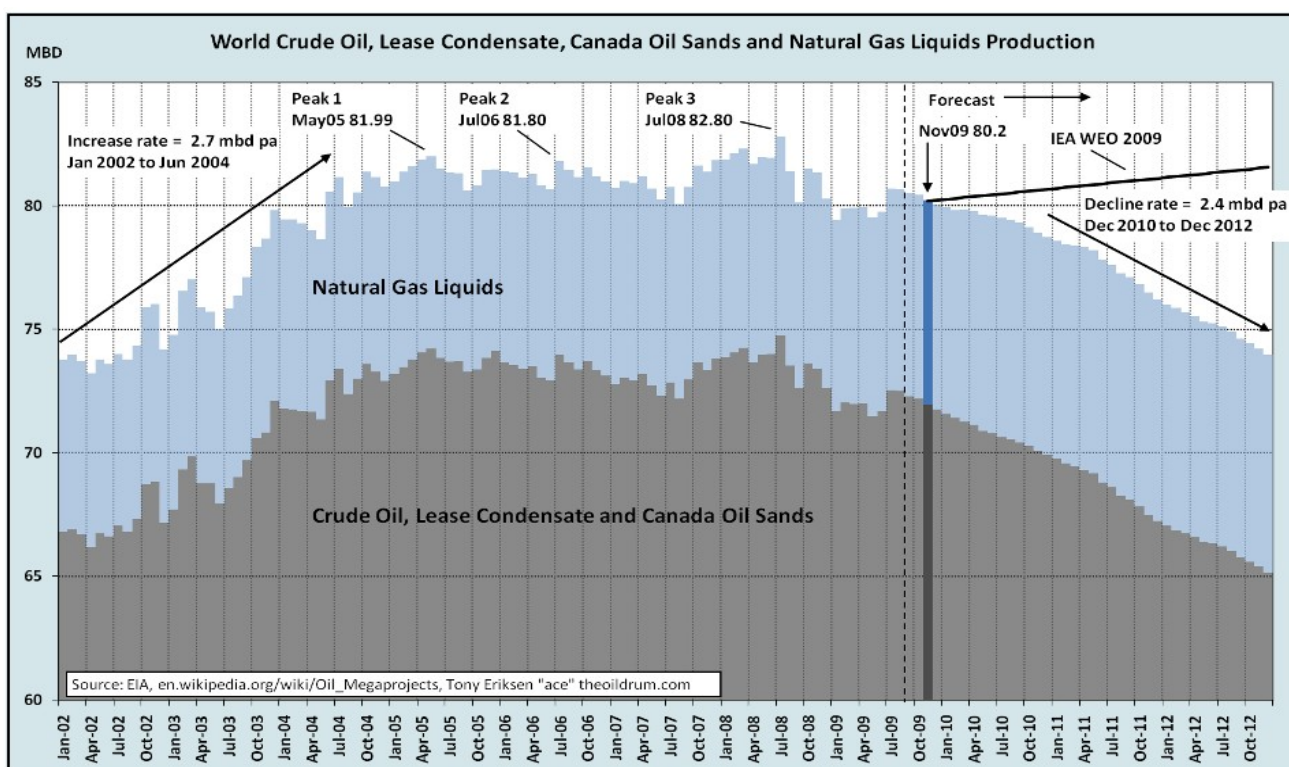
El techo de descubrimientos de petróleo convencional se produjo en 1964 y el desfase entre petróleo descubierto y consumido empezó en 1981, tal como muestra el gráfico 1 y, según la experiencia de los países petroleros, el techo mundial de extracción no puede estar lejos, si no se ha producido ya. La gran mayoría de los países petroleros ha sobrepasado ese techo y ello les ha ocurrido unas pocas décadas después de haber alcanzado el primer techo.

Hemos visto que desde principios de 2005 la oferta se estancó en unos 84.5 Mb/d. Para un nutrido grupo de expertos tal fenómeno constituía el techo del petróleo, adoptando el techo por tanto la forma de meseta. Entre ellos se encuentran al Hussein, Bakhtiari (ambos directores de prospección y explotación hasta su jubilación de ARAMCO y NIOC, compañías nacionales de AS e Irán), el World Energy Group, M. Simmons, presidente del principal banco de inversiones en energía del mundo (Simmons & Company International), etc. Pero otros expertos consideran que la oferta

se elevó hasta 85.5 Mb/d en 2008 y que este año se alcanzó el techo de extracciones. Aunque para los anteriores la subida fue tan coyuntural (se produjo en los primeros meses de 2008) que mantienen que básicamente la meseta duró hasta la recesión económica. Defienden la segunda hipótesis, entre otros muchos, los miembros analistas del *blog The Oil Drum* (G. Tverberg, S. Foucher, E. Mearns, Eriksen, etc.), la mayoría de los muchos miembros de ASPO, con su fundador (Colin Campbell) y su presidente (Alekklett) a la cabeza, etc.

El proyecto investigación más exhaustivo sobre la evolución de la oferta de petróleo es el *Wiki Oil Megaprojects* (que se ha llevado a efecto mediante la colaboración entre Wikipedia y el *blog The Oil Drum*). El estudio es el producto de una colaboración mundial para recabar una información exhaustiva sobre los proyectos de grandes yacimientos que se pondrán en explotación en el futuro. Y en 2008 se llegó a la conclusión de que el techo del petróleo se había producido en julio de 2008, tal como muestra el gráfico 8, que pertenece al informe de noviembre de 2009. El hecho de que anteriormente he dicho que el techo fue de 85.5 Mb/d y la curva muestra sólo 82.8 Mb/d es debido a que en ella no se contemplan todos los líquidos, sino el crudo, el condensado, el gas natural líquido y el petróleo de arenas bituminosas de Canadá. Después del techo, la OPEP redujo la oferta para ajustarla a la demanda, que se produjo como consecuencia de la crisis económica. En cuanto a las previsiones de futuro, el gráfico muestra que en el segundo semestre de 2009 la oferta tiene una tendencia de lenta reducción. Pero la intensidad de la caída aumentará en 2011 y 2012, con una caída media anual de 2.4 Mb/d. La razón es que la capacidad de los yacimientos que se prevé que entren en explotación en los 2 años indicados será claramente inferior a los entraron en esta fase en 2008 y 2009. El informe indica que 2012 será un año excepcionalmente pobre en la aportación de petróleo nuevo (Eriksen, 2009).

Gráfico 7: Previsión de la capacidad de extracción mundial de petróleo (crudo, condensado, petróleo de arenas bituminosas de Canadá y gas natural líquido)



Fuente: T. Eriksen, 2009

Teniendo en cuenta que en 2010 y 2011 la recuperación económica va a relanzar la demanda, mientras que la oferta cae (aunque esta caída se ve amortiguada al principio del periodo por la puesta en el mercado de los stocks almacenados durante la crisis), resulta evidente que el ritmo de subida de precios se irá acelerándose en 2010, si se confirman las expectativas de superación de la crisis. Pero se intensificará en 2011 y será explosivo en 2012 (por la previsión de disminución excepcional de este año en la aportación de petróleo nuevo y por la acumulación anterior de desfases entre oferta y demanda), por lo que la previsión es que el precio del petróleo superará con mucho la cota alcanzada en julio de 2008. Tal hipótesis se ve reflejada en el gráfico 9. Entonces el mundo será consciente (con retraso, como pronostican algunos analistas) de que se habrá alcanzado el techo.

Pero hay otras estimaciones que retrasan unos pocos años el techo. La *American Association of Petroleum Geologists* celebró a finales de 2006 una conferencia (sin acceso de los medios de comunicación), en la que participaron las principales empresas de hidrocarburos del mundo. Llegaron al consenso de que el techo de extracciones estaba en la banda de 90-100 Mb/d. Esta previsión es defendida, también, por el BGR (Instituto alemán de recursos naturales), el Consejo Mundial de la Energía (CME) y la consultora PFC Energy. Pero C. de Margerie (presidente de Total) expresaba en 2009 que “la producción mundial de petróleo puede entrar en una meseta por debajo de los 90\$/b. T. Mulva (presidente de Conoco Phillips) declaran que el techo está o debajo de los 100 \$/b ([www.aspousa.org](http://www.aspousa.org)). Por último, el presidente de Talismán Energy (empresa petrolera especialista en explotar yacimientos que dejan las grandes petroleras por su baja rentabilidad) afirma: “creo que ya estamos aquí (en el techo)” (ASPO Newsletter, 2008, marzo).

Otras grandes petroleras lanzan mensajes oficiales de peligro, pero suelen ser menos claros, aunque hay excepciones notables. *ChevronTexaco* puso en el verano de 2005 un anuncio en los principales periódicos de EE UU con una carta de su presidente, David O'Reilly, en la que afirma que “se han acabado los días del petróleo y el gas natural baratos” y termina con este llamamiento: “llamamos a los científicos, educadores, políticos, ejecutivos, ecologistas, líderes de la industria y a cada uno de vosotros para tomar parte en la redefinición de la nueva era de la energía” (ASPO Newsletter, 2005, agosto). Shell puso un anuncio en la prestigiosa revista *GeoArabia* que dice: “El mundo está encarando dos desafíos críticos: la sostenibilidad de la producción tradicional de combustibles fósiles y el efecto ambiental del CO<sub>2</sub>” (ASPO Newsletter, 2006, noviembre). Un informe de Shell para el grupo de empresas que analizaré después prevé el techo en 2015 y una larga meseta posterior. T. Hayward, prominente ejecutivo de BP declara: “deberíamos prepararnos para el día en que el petróleo empiece a declinar” (ASPO Newsletter, 2008, marzo). Pero quizá el dato más relevante es lo que piensan los geólogos del petróleo. La organización internacional *Geological Society* organizó en Londres en abril de 2009 un debate sobre el techo del petróleo. Debatieron dos expertos con opiniones encontradas y al final unos 500 geólogos asistentes votaron sobre si el techo del petróleo era una cuestión preocupante. Sólo alrededor de un tercio dijo que no (Petroleum Review, october 2009).

Otras muchas empresas que no pertenecen al sector vienen declarando que hemos alcanzado el techo o que estamos próximos. El caso más espectacular ha sido la creación de un grupo formado por 8 destacadas empresas británicas (First Group, Scottish and Southern Energy, Stagecoach Group, Solarcentury, Virgin Group, Yahoo, Arup y Foster and Parnets) que constituyen el *Industry Taskforce on Peak Oil & Energy Security* (ITPOES), cuyos objetivos son “convencer al gobierno para que actúe ante la amenaza del techo del petróleo y alertar a la sociedad sobre el problema” (ITPOES, 2008: 9 y ss). Tiene la intención de emitir informes anuales y otros específicos. Además, pretende aumentar el número de empresas del grupo. El primer informe (The Oil Crunch) avisa de que el techo muy probablemente se produzca entre 2011 y 2013.

Algunos gobiernos y parlamentos han mostrado de formas más o menos directas que el techo del petróleo es una amenaza muy grave. Pero, aunque existen múltiples datos que muestran que las potencias son conscientes del techo, pero que no lo dicen oficialmente, porque temen las repercusiones políticas y económicas de tal declaración. Resulta evidente que EE UU ha utilizado todos los medios para controlar el petróleo y el gas del mundo, por considerarlos escasos. Prueba de ello son los informes realizados por diversos organismos públicos (Council of Foreign Affairs, General Accountability, Congressional Research Service, Army Corps of Engineers, National Petroleum Council). Pero el documento más importante emitido es un informe del *Government Accountability Office* (GAO). Su largo título expresa la principal conclusión: “La incertidumbre acerca del suministro futuro obliga a desarrollar una estrategia para encarar el techo y declive de la producción de petróleo”. El presidente Obama suele utilizar expresiones como “petróleo menguante” o “el petróleo está desapareciendo” (Whipple, 2008, 18/12). El Comisario de Energía, Andris Piebalgs, afirmaba en 2009 (antes de que se renovara la Comisión) que era muy probable que se hubiera alcanzado el techo del petróleo (Sousa, 2009). Una Comunicación de la Comisión Europea (2009) afirma que existe una “creciente escasez de combustibles fósiles”. El parlamento escocés aprobó por unanimidad una declaración en la que pide a los gobiernos de Escocia, de GB y de la UE que tomen medidas sobre la crisis mundial de alimentos, debida entre otros aspectos al “techo de la producción de petróleo” (ASPO Newsletter, 2008, junio). Los gobiernos de Australia Occidental, Queensland, Connecticut, de más de 50 grandes ciudades y de cientos de poblaciones menores afirman que sus sociedades se encuentran ante una emergencia energética y están actuando en consecuencia (<http://postcarboncities.net>).

**Conclusión 4. Es altamente probable que se haya alcanzado el techo del petróleo. Pero, en cualquier caso, hay un amplio acuerdo acerca que el techo se producirá no más tarde de 2015.**

### 2.3 Las previsiones de la AIE

Antes de pasar al análisis de las consecuencias del techo del petróleo, pretendo mostrar las previsiones de evolución de la demanda futura de la AIE porque, a pesar de que constituye la previsión más optimista (porque está políticamente condicionada), suponen una caída fuerte de la demanda de petróleo en la OCDE.

La AIE es una organización creada por la OCDE en 1974, después de la primera crisis del petróleo, con el fin de asesorar a los Estados miembros sobre energía y especialmente sobre petróleo y gas natural. Es por tanto un organismo político, que carece de la libertad para realizar las labores que le han sido encomendadas. Hay dos factores que determina esta situación: acepta como buenas las reservas que declaran los países exportadores que son habitualmente muy exageradas y sobre todo en el caso de los países del Golfo Pérsico; EE UU ha ejercido de censor de cualquier informe que muestre signos alarmantes. A finales de 2009 ha causado conmoción un artículo del periodista británico Macalister (2009) en el Guardian basado en la información dada por dos técnicos de la Agencia, uno en activo y otro que ya no pertenece a ella, que coinciden en resaltar el citado papel de censor de EE UU. Y como ni con la aceptación de las estimaciones de los gobiernos petroleros se conseguía informes tranquilizadores, añadía un apartado de petróleo “No identificado no convencional”. Esta maniobra fue denunciada por Colin Campbell (el geólogo más reputado en la actualidad) y la respuesta de la AIE fue sustituir este apartado por otro “Convencional NO-OPEP”, sin ninguna explicación (Campbell, 2009). La obligación de ofrecer informes optimistas sobre el futuro del petróleo (que nunca se cumplen y la AIE achaca sistemáticamente a que no se invierte lo necesario) lleva a la AIE a adoptar una postura esquizofrénica, porque intenta compensarlos con llamamientos

dramáticos a abandonar rápidamente el uso del petróleo. Fatif Birol, economista jefe del organismo, lo suele explicar de forma gráfica: “El petróleo es como tener una novia que sabes que te quiere dejar, déjala antes de que te abandone”. Pero la afirmación que más ha llamado la atención es que en 2009 anunció que el techo de petróleo convencional se alcanzaría en 2020, porque supone que la primera vez se acepta el techo (The Economist, Dec 10th 2009). Estas contradicciones se empiezan a resolver mediante informes que se van acercando a la realidad. Y esto ocurre especialmente a partir del informe de 2008 (World Energy Outlook-WEO 2008), porque se basa por primera vez un estudio propio de cerca de 800 megaproyectos. Considera que en 2030 la oferta será de 104 Mb/d (en 2004 lo situaba en 121 Mb/d) y el precio del barril alcanzaría los 122\$ (aunque doble que en el WEO 2007). Pero, a pesar de esta tendencia, los datos no concuerdan con las afirmaciones del mismo WEO 2008, que inicia el Sumario diciendo: “El sistema energético mundial está en la encrucijada. Las tendencias de producción y consumo son manifiestamente insostenibles (...) El tiempo de actuar es ahora” (EIA, 2008).

En noviembre de 2009 publicó, como es habitual, un nuevo informe (WEO 2009). En el establece dos Escenarios: el de Referencia y el 450. El escenario de referencia plantea que los gobiernos no toman medidas nuevas de reducción en el consumo de combustibles fósiles. El escenario 450 refleja que los gobiernos se ponen de acuerdo para limitar las emisiones de CO<sub>2</sub> a 450 partes por millón, lo que supondría parar el calentamiento del planeta aumentaría en 2°C. En el primer escenario el informe prevé un crecimiento del consumo anual de petróleo de un 1% hasta 2030. Pero el consumo se reparte de forma muy desigual. De hecho, la AIE prevé una caída anual en el consumo en la OCDE del 0.3% y de Europa del 0.4%, pasando de 13.0 Mb/d en 2008 a 12 Mb/d en 2030, tal como muestra la tabla 2. Por lo que la AIE declara implícitamente que en 2008 la OCDE alcanzó el techo de consumo. Sin embargo, la AIE considera muy poco probable este escenario, porque admite que es necesario realizar unas inversiones descomunales (26 billones de dólares y como he comentado tales previsiones nunca se cumplen), debido a que prevé los yacimientos actuales habrán perdido dos tercios de su capacidad de extracción en 2030, y porque las emisiones de CO<sub>2</sub> se elevarían a cotas intolerables. En cuanto a la inversión, reconoce que se empieza mal, porque estima que en 2009 se invirtió 90.000 millones de dólares menos que en 2008 en petróleo y gas (AIE, 2009).

Tabla 2: Demanda primaria de petróleo por región en el Escenario de Referencia (Mb/d)

	1980	2000	2008	2015	2030	2008-2030**
OECD	41.3	44.7	43.2	41.2	40.1	-0.3%
North America	20.8	22.9	22.8	22.2	21.8	-0.2%
United States	17.4	19.0	18.5	17.9	17.2	-0.3%
Europe	14.4	13.6	13.0	12.2	12.0	-0.4%
Pacific	6.1	8.2	7.4	6.8	6.2	-0.8%
Japan	4.8	5.3	4.5	3.8	3.1	-1.6%

Fuente: World Energy Outlook 2009 (AIE, 2009)

Debido a los problemas expuestos, la AIE elaboró el Escenario 450. En este el aumento de consumo de energía se reduce casi a la mitad que en el de referencia. El consumo de petróleo sólo aumenta al ritmo anual del 0.2% a escala mundial, por lo que la reducción de la demanda en la OCDE será muy superior a la del Escenario de Referencia. La demanda de petróleo del transporte se reduciría en 12 Mb/d a escala mundial, siendo el transporte de carretera el que acapararía la gran mayoría del

recorte, debido a que en 2030 sólo el 40% de los coches vendidos serán convencionales (motor de explosión únicamente) (AIE, 2009).

**Conclusión 5. Las previsiones de oferta y demanda futura de la AIE son las más altas de todas. Y, a pesar de ello, afirma que la demanda de la OCDE alcanzó el techo en 2005 y que en el futuro seguirá reduciéndose (en la OCDE Europa de forma más rápida que la media) y a un ritmo muy fuerte, si los gobiernos llevan a adelante políticas para estabilizar el calentamiento en + 2°C.**

## 2. 3 Consecuencias del techo del petróleo

La experiencia histórica nos muestra los impactos económicos que se producen con un crecimiento explosivo del precio del petróleo. Una idea de la magnitud de la subida nos la da la evolución de su precio en las dos crisis anteriores. La crisis económica de la década de los 70 fue magnificada por encarecimientos meteóricos. El 19 de octubre de 1973 subió de 3 a 5 dólares el barril (dólares de la época) y para Navidad había alcanzado los 11,65 dólares. A finales de la década de los 70 la revolución jomeinista provocó un fenómeno semejante. En 1980 subió a 35,69 dólares (unos 102\$ de 2008) por la guerra entre Irak e Irán (Murphy, 2009). La escalada del petróleo del periodo 2002-2008 aportó dos factores decisivos: inflaciones elevadas y una fuerte reducción de capacidad de gasto y de inversión en los países OCDE, debida a los pagos del petróleo. Sin estos factores la crisis habría sido mucho más suave.

Durante la escalada del petróleo del periodo 2002-2005 se produjo un descomunal trasvase de dinero de los países OCDE a los países exportadores. Sólo en el periodo 2005-2007 los países OCDE transfirieron a los países OPEP un billón de dólares. Por otro lado, a finales de 2007 se empezó a elevar con fuerza el índice de inflación, llegando en países OCDE hasta cotas del 5-6% en 2008. Los Bancos Centrales reaccionaron con la receta habitual: elevando el tipo de interés. Esto provocó el encarecimiento del crédito en un momento en que la burbuja especulativa estaba *deshinchándose*, al cual se le unió un descenso de rentas por la elevación de la factura del petróleo. Ambos factores dispararon el número de hipotecas impagadas y redujeron intensamente las compras de viviendas. Así que se produjo un rápido desplome del sector inmobiliario. El cual provocó a su vez el hundimiento del sistema financiero, que ha sido particularmente grave, debido a estar aquejado de múltiples problemas estructurales. Así que la crisis fue magnificada por los precios del petróleo, lo que la convirtió en la crisis más grave habida desde la Segunda Guerra Mundial. Sin este factor la crisis habría sido una más de las que se han producido desde entonces. Así que, tal como afirman Jeff Rubin (economista jefe del Banco Imperial de Comercio de Canadá) y Peter Buchanan, la crisis iniciada en 2008 no es el resultado de algunos problemas estructurales del sistema económico, sino que sobre todo lo es de la escalada de precios del petróleo en el periodo 2002-2008 (500% de aumento real del precio), tal como ha ocurrido en las otras crisis energéticas anteriores (Rubin, Buchanan 2008b). La dinámica futura post techo será la de una sucesión de crisis cíclicas mientras no se cambie de modelo energético y de transporte, que nos libere en gran medida de la dependencia del petróleo.

Esta hipótesis se muestra en el gráfico 8, aunque resulta una idealización de una dinámica que seguramente será mucho más compleja. El primer ciclo de crisis es el iniciado en 2008, tal como he comentado. Pero después del desplome de los precios del petróleo, la recuperación de los mismos está siendo mucho más rápida de la prevista en el gráfico. Después de cada crisis los procesos de recuperación económica darán lugar a nuevas y más altas escaladas de precios, seguidos de hundimientos. Los ciclos de crisis tienden a acortarse y recuperaciones son más rápidas. La segunda crisis se produciría en el entorno de 2012. Los problemas se verán de nuevo agudizados por otros factores inflacionistas: escaladas de los alimentos y de materiales estratégicos, tal como ya empieza a ocurrir. El escenario de

escaladas sucesivas de precios seguidas de crisis económicas se vuelve crecientemente improbable, porque incluso las sociedades más inmovilistas terminarán comprendiendo la naturaleza del problema y lo afrontarán.

Gráfico 8: Alta volatilidad de los precios y crisis recurrentes en la era post techo



Fuente: D. Cohen, 2009

De todas las formas, la crisis no será igual en todos los países, aunque no hagan nada por evitarla; porque sus estructuras productivas y sus dotaciones de energía son muy dispares. El impacto del techo será menor cuanto más predominen los factores siguientes: administraciones con finanzas saneas; baja dependencia de combustibles fósiles (especialmente del petróleo); alta eficiencia energética; grandes recursos de petróleo y gas; fuerte desarrollo de las tecnologías solares; rentas altas (elevada capacidad de cambio tecnológico, etc.); baja apertura de la economía; alta diversidad de tejido económico; instituciones sólidas; alta cohesión social. Los países en los que predominan los factores contrarios se encontrarán en la posición más difícil.

**Conclusión 6: El techo del petróleo provocará un proceso de crisis económicas severas y recurrentes. Pero el impacto variará en función de la magnitud de la dependencia del petróleo importado y de las políticas que apliquen los gobiernos para reducir la vulnerabilidad de las sociedades.**

#### 2.4 Vulnerabilidad de la economía española al techo del petróleo

España caracteriza por una dependencia desconocida en la UE. El consumo de energía se multiplicó por un factor de 2.5 entre 1973 y 2005, a pesar de que entre 1973 y 1985 el petróleo fue muy caro. Entre los años 1985 y 2003 el consumo de petróleo en España creció un 143% y en la UE15 un 55%. Tiene una elevada dependencia de las importaciones de energía y especialmente del petróleo. Más del 70% de energía importada corresponde al petróleo y al gas natural, frente a la media de la UE que es del 50%. En España la aportación del petróleo supone cerca del 50% del consumo energético. Esta enorme dependencia del petróleo determina una vulnerabilidad especialmente alta del Estado ante el techo del petróleo. Una de las manifestaciones de la misma es que en las escaladas de precios la factura del petróleo se dispara. Entre marzo de 2007 y 2008 se duplicó el coste de las importaciones de petróleo (INE, 2009).

Tabla 3: Evolución del consumo de petróleo y de la aportación (porcentual) al consumo primario de energía en España

Petróleo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Ktep	64.663	66.721	67.607	69.313	71.054	71.786	70.759	70.848	68.227
%	51.7	52.2	51.1	50.8	50.0	49.8	49.1	48.3	47.9

Fuente: INE, 2009

Sin embargo la escala de precios y la crisis posterior han provocado una fuerte reducción del consumo. Tal como muestra la tabla 3, en la década actual España aumentó fuertemente el consumo de petróleo hasta 2005 y después fue reduciéndolo en concordancia con la tendencia de reducción de la OCDE. El Informe “La Energía en España 2008” del Ministerio de Industria declara que en 2008 se produjo una caída en el consumo del 5.2 %, siendo la disminución del gas-oil del 8.8%, debido al desplome del transporte de mercancías por carretera (el consumo de gasóleo C cayó un 46.3%). En 2009 ha continuado la tendencia a la reducción del consumo de petróleo. Aunque no se tienen datos definitivos, la Asociación de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) informa que entre octubre de 2008 y de 2009, el consumo de productos petrolíferos cayó un 5.2%, siendo mayor la reducción del gasóleo A, tal como muestra la tabla 4 (www.aop.es). Como es lógico, bajan las importaciones de petróleo y especialmente de gasóleos: “En el año (2008) bajaron tanto las importaciones como las exportaciones de productos, destacando los gasóleos” (Ministerio de Industria, 2009: 159 y 163).

Tabla 4:

CONSUMO ACUMULADO AÑO 2009 DE "GASOLINAS AUTO Y GASÓLEO A"  
(ENERO-NOVIEMBRE 2009)

	Mes (kt)	Tv(%) (ENE-NOV2009)/(ENE-NOV2008)
Gasolinas auto	5.505	-4,4%
Gasóleo A	21.658	-5,5%

Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos, 2009, www.aop.es

La enorme dependencia española del petróleo con respecto a la media de la UE es debida, sobre todo, a dos factores: una menor aportación del gas natural al mix energético y el papel fuertemente hegemónico de la carretera en el transporte español. A ello han contribuido: una construcción masiva de carreteras de alta capacidad, hasta el punto que en 2009 ha alcanzado el liderazgo europeo, desbancando a Alemania; unos precios particularmente bajos de las gasolinas (aproximadamente un 20% más bajas que la media europea); una fiscalidad sobre vehículos relativamente baja; un transporte de mercancías por carretera fuertemente subvencionado; y, por el contrario, el abandono del ferrocarril convencional. Estos factores han reducido a niveles residuales su cuota de mercado en mercancías. Comparando el reparto modal de España con el de la UE-12 (UE-15 menos España, Portugal y Grecia) se ve que en la primera la carretera domina de forma mucho más acusada que en la segunda. En España el automóvil transportó el 81.4% de los pasajeros-km en 2006, frente al 74.2% en la UE-12. En mercancías la cuota del ferrocarril español fue del 4% de las toneladas-kilómetro, mientras que en la UE-12

fue del 28%. La consecuencia del reparto diferente de España es un mayor consumo de energía del sector del transporte. En 2003 en España el transporte consumió el 41% del total de la energía, mientras que en la UE fue el 32% ([www.eurostat.org](http://www.eurostat.org)).

Aunque la especial severidad de la crisis española (en el contexto de la UE 15) se explica, en gran medida, por el derrumbe de una burbuja inmobiliaria sin parangón a nivel mundial, también influye la vulnerabilidad especialmente alta de la economía española a un petróleo caro. El problema tradicional de un déficit crónico de la balanza de pagos, se agrava de forma extraordinaria en las escaladas de precios del petróleo, como lo demuestra la duplicación de los pagos exteriores comentada. Por ello no extraña que el Informe “La Energía en España 2008” recoja el citado texto de la AIE (WEO 2008): “La AIE destaca que la tendencia actual tanto del suministro como del consumo de energía es insostenible, no sólo desde el punto de vista ambiental sino también desde el punto de vista económico y social” (Ministerio de Industria, 2008: 13).

**Conclusión 7. España tiene una vulnerabilidad excepcional al techo del petróleo. Ello y la explosión de la mayor burbuja inmobiliaria del mundo han dado lugar a la mayor recesión de la zona euro y a que el consumo de petróleo se esté reduciendo drásticamente, sobre todo en el transporte.**

### **3. La reducción del consumo de petróleo provocados políticas energéticas y de transporte**

Antes comentaba que la AIE no considera probable el Escenario de Referencia porque esperaba que los gobiernos intensificaran sus políticas de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y de autosuficiencia energética. Aquí presento las políticas comunitarias y del gobierno español en estas direcciones.

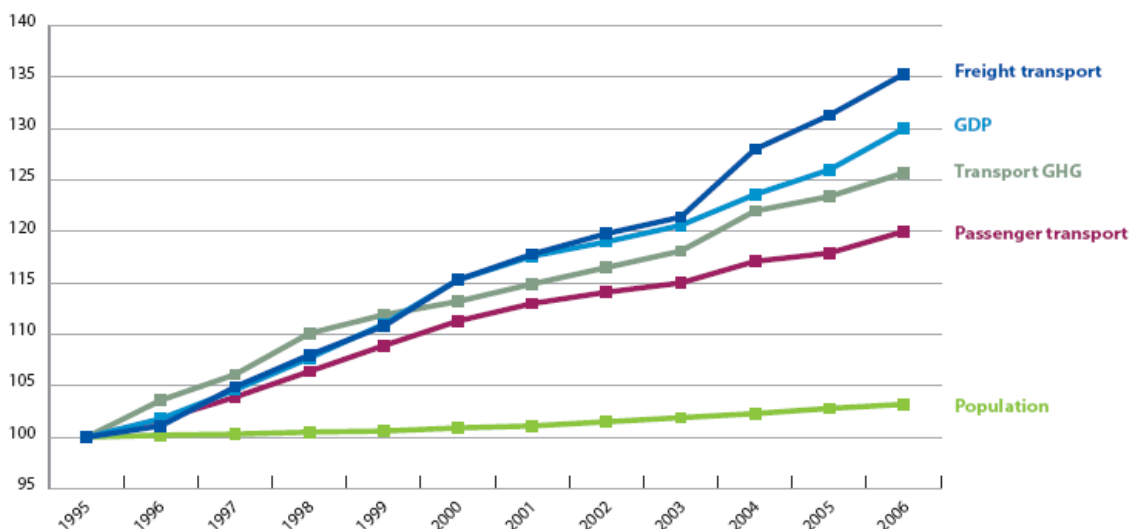
#### **3.1 La Unión Europea**

El impacto de la nueva escalada de precios del petróleo que se está gestando va a producir una fuerte reducción en su consumo en toda la OCDE, debido a una drástica reducción de movilidad (por el encarecimiento del transporte y por la crisis económica que se producirá) y a un alto trasvase modal (fenómeno que empezó a evidenciarse al final de la escalada del petróleo del periodo 2002-2008) de los medios individuales de carretera a los medios colectivos (especialmente el ferrocarril en las áreas metropolitanas) y al barco y el ferrocarril en el caso de las mercancías. Pero los países principales de la OCDE buscan con creciente intensidad mejorar rápidamente su grado de autosuficiencia energética y para ello están aprobando medidas importantes para lograrlo, aunque no son suficientes para provocar un cambio rápido. Me centraré en las políticas que está impulsando la UE por la repercusión directa que tienen en España.

Tal como dice Informe “La Energía en España 2008”, entre los objetivos a largo plazo de la UE (que aparecen en la Comunicación de la Comisión de 2008 “Hacia un transporte más ecológico”) es “poner fin a la dependencia del petróleo en el sector del transporte” (Ministerio de Industria, 2009: 20). Por orden de aprobación tenemos, en primer lugar, la directiva que obliga a mejorar la eficiencia de los coches. Mucho más importante son los objetivos obligatorios que aparecen en la estrategia energética de la UE para 2020. La cual obliga a que para 2020 los biocombustibles, la electricidad (coche eléctrico) y el hidrógeno supongan en conjunto, al menos, el 10% del consumo energético de los vehículos de transporte. Por otro lado, la estrategia energética obliga a mejorar la eficiencia energética en un 20% para 2020 y que la aportación de las energías renovables al consumo primario sea también del 20% para la misma fecha. Se prevé que a medio plazo gran parte del hidrógeno para transporte se

obtenga de estas fuentes. Por último, establece el objetivo de reducir en un 20% las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero está dispuesta a elevar la reducción hasta un 30%, si se llega a un acuerdo internacional de fuerte reducción de las emisiones. Y el transporte ha venido siendo el principal factor de crecimiento de emisiones de CO<sub>2</sub> y especialmente el de mercancías por camión. El gráfico 9 muestra las tendencias indicadas y por ello tanto la UE como la OCDE afirman que el cumplimiento de los acuerdos sobre cambio climático pasa por la reducción en el uso del petróleo en el transporte por carretera.

Gráfico 9: Evolución del PIB, la población y las emisiones de GEI, así como la demanda de transporte de mercancías y de pasajeros en la UE-27 (1995: 100)



Fuente: Comisión Europea, 2009b: 12

La UE empieza ya a actuar en algunas de las direcciones propuestas. Por ejemplo, en junio de 2009 el Parlamento y el Consejo Europeo llegaron a un acuerdo para crear corredores ferroviarios de mercancías. El 4 tiene dos ramales iniciales (Sines-Lisboa y Sines-Elvas-Algeciras), que continúan por Madrid-San Sebastian-Burdeos-París-Metz. El 6 es Almería-Valencia-Madrid- Barcelona-Marsella-Lyon-Turín y hasta la frontera húngaro-ucraniana (Parlamento Europeo y Consejo, 2009).

También, se manifiestan tendencias de sustitución de las gasolinas por gas natural. Todas las grandes compañías fabrican modelos de vehículos para gas natural y son muchos los países (Argentina, EE UU, Alemania, China, Canadá, etc.) que están extendiendo la red de estaciones de servicio que lo suministra. Canadá está construyendo estaciones de servicio que suministran gas comprimido y licuado en el principal corredor del país: Windsor-Quebec. En la mayoría de los países se están utilizando, sobre todo, en los vehículos que tienen recorridos cortos y recurrentes (taxis, furgonetas de reparto, camiones recogedores de basura y autobuses urbanos). Por último, las principales empresas de automóviles saben que, debido al proceso de agotamiento del petróleo (GM ha declarado que hemos alcanzado el techo del petróleo y R.A. Lutz, vicepresidente, declara que “la industria del automóvil no puede confiar por más tiempo en que el petróleo suministre el 98% de la energía para satisfacer las necesidades mundiales de la automoción”), el futuro de la automoción pasa por la pila de hidrógeno. T. Fukui, presidente de Honda, afirma que “no hay futuro para la industria automovilista sin pilas de combustible” (HyWeb-Gazette, 2007, 4º trimestre; Mouawad, 2009). El apoyo a las tracciones eléctricas (coches híbridos convencionales, híbridos recargables en la red, híbridos con pila de combustible, eléctricos en base a batería, etc.) allanan el camino de implantación masiva de la tracción de pila de hidrógeno, que la gran mayoría de los fabricantes contemplan como la solución definitiva (Callaghan, 2009a). Estos fabricantes tienen previsto iniciar la

comercialización en masa de coches a partir de 2015 en aquellos países que tengan una red adecuada de estaciones de servicio (destacan en este empeño Alemania y el Consejo Nórdico). La estrategia europea HyWays establece los objetivos siguientes de comercialización de coches de pila de hidrógeno: 500.000 vehículos en el periodo 2015-2020; 4 millones en el de 2020-2030; y 16 millones en el de 2025-2035 (HyWays, 2007). Por poner un ejemplo significativo, en octubre de 2009 las principales empresas energéticas alemanas llegaron a un acuerdo de construir una red de estaciones de servicio por todo el país para 2015. Después, las principales empresas automovilísticas se comprometieron a comercializar cantidades significativas de vehículos para la misma fecha ([www.netinform.de/H2](http://www.netinform.de/H2)).

**Conclusión 8: La política de transporte y la estrategia energética de la UE pretenden lograr una rápida reducción del uso del petróleo, mediante el logro de un amplio trasvase modal en el transporte, el uso de combustibles alternativos y electricidad y la utilización masiva de energías renovables.**

### 3. 2 El gobierno español

Las políticas españolas se ven determinadas en gran medida por las políticas comunitarias, pero además aquí se están definiendo políticas autónomas. Entre ellas destacan el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2011 (aprobado) y el Anteproyecto de Ley de Economía Sostenible (en trámite parlamentario). El Plan pretende actuar sobre todos los sectores, pero especialmente sobre el de transporte, porque supone el 40% del consumo final de energía. Para ello plantea poner en marcha 31 medidas. Entre las que afectan al transporte está la implantación de un sistema *bonus/malus* en el impuesto de matriculación (ya en marcha), que premia a los vehículos eficientes y desincentiva la compra de los ineficientes. Se pretende poner en carretera un millón de vehículos eléctricos o híbridos para 2014. Ya hay acuerdo con los fabricantes. Alcanzar el 5.83% de proporción de biocombustibles en la automoción. El Plan VIVE pretende retirar 240.000 vehículos con más de 15 años para 2010. Además, reducir la velocidad a 80 K/h en el acceso a las grandes ciudades, una fuerte inversión en transporte colectivo, planes de movilidad en transporte colectivos a centros industriales, etc. Estas y otras medidas tienen por objetivo reducir el consumo de energía en 44 millones de barriles de petróleo, lo que supone reducir en un 10% las importaciones de petróleo equivalente que se producían antes de la crisis (Gobierno español, 2008).

La Ley de Economía Sostenible pretende alargar temporalmente las medidas que aparecen en el Plan y, entre otros aspectos, el desarrollo de las energías renovables para alcanzar los objetivos obligatorios de que en 2020 estas energías aporten el 20% de la energía primaria y el 40% de la electricidad. En el capítulo III (Transporte y Movilidad Sostenible) cobra especial relevancia por su novedad la: “adaptar las líneas de la red básica para el transporte de mercancías por ferrocarril, para hacer posible la circulación de trenes de mercancías de más de 750 metros” (en la actualidad la longitud es de 350); “adaptar a las condiciones de eficiencia y calidad comunitarias las líneas de la red ferroviaria de interés general en los corredores de mercancías que integren la red ferroviaria europea para un transporte de mercancías competitivo”; “favorecer el desarrollo de las infraestructuras de transporte ferroviario metropolitano y de plataformas reservadas a autobuses”; promover “Planes de Movilidad Sostenible” en áreas metropolitanas; etc. (Gobierno español, 2009: 70, 71). Hay que tener en cuenta que tales políticas son demandadas ya por la sociedad (viajeros y empresarios) ante la crisis económica y la nueva escalada de precios del petróleo y será un clamor si el gobierno no aplica rápidamente esas políticas en el futuro próximo cuando el precio del barril vuelva a superar las cotas de precios de 2008. Es razonable estimar que el conjunto de medidas indicadas puede disminuir en más de un 20% el consumo.

**Conclusión 9. La aplicación en España de las políticas energéticas y de transporte de la UE, la promoción por parte del gobierno español de políticas adicionales, sobre todo, en el sector de transporte y la nueva escalada de precios del petróleo pueden llevar a una reducción de las importaciones de petróleo de más del 20% en 2020.**

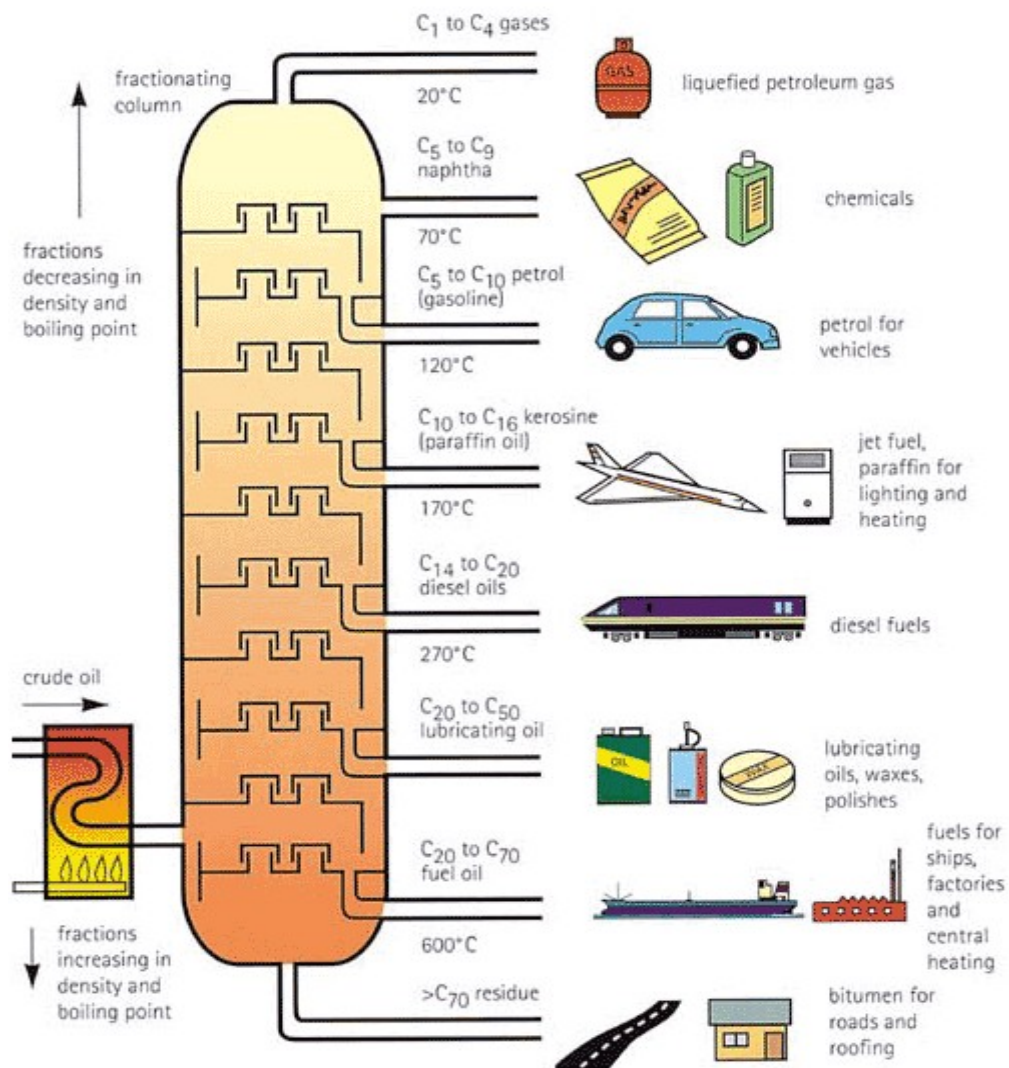
#### **4. Análisis y perspectiva del sector de refino en la OCDE**

Las políticas gubernamentales de la gran mayoría de los países de la OCDE para reducir aceleradamente el consumo de petróleo, y especialmente en el transporte, indudablemente tendrán una clara repercusión en el sector de refino, que ya se ve afectado por la reducción de la demanda.

##### **4.1 Descripción de una refinería típica**

Tal como muestra el gráfico 10, al someter el petróleo convencional a diversas temperaturas a su paso por la columna de fraccionamiento, se van desprendiendo sus diversos componentes. Aunque el proceso empieza inyectando calor por la parte baja de la columna, por lo que la temperatura va bajando de abajo a arriba, por la importancia de los productos que se obtienen a temperaturas relativamente bajas, explicaré el proceso al revés. A baja temperatura se desprenden los gases (metano, etano, propano, butano, etc.). A temperaturas más altas se van destilando productos cada vez más pesados. A 20°C se obtiene nafta, que es una gasolina de bajo octanaje que se utiliza para fabricar productos químicos. A 70°C se obtienen gasolinas (la que se vende en automoción es una mezcla de gasolinas, para lo que para su producción se necesita un procesado adicional). A 120°C se obtiene keroseno, que también debe ser procesado por su escaso octanaje y contaminantes que contiene. El producto final se utiliza como combustible de aviación o como componente del diesel. A 170°C se obtiene un producto que se utiliza como diesel en vehículos de carretera o trenes. Por encima de 270°C se obtienen primero lubricantes, ceras, aceites, etc., después se obtiene fuel oil, utilizado como combustible de barcos y calefacción central. Por último queda un residuo pesado del que se obtiene asfalto, utilizado en firmes de carretera y en aislantes de la humedad (tela asfáltica). Con petróleos ligeros el residuo asfáltico es menos del 5% del barril. Pero con petróleos pesado el residuo supera el 28% (Rapier, 2008).

Gráfico10: Instalación destiladora



Fuente: G. Tverberg, 2008 (comentario a Rapier)

Los residuos más pesados tienen un precio de mercado muy bajo. Por ello, cuanto más pesado sea el petróleo, menor será la cantidad del resto de combustibles que se obtienen y este es un factor clave en la rentabilidad de la explotación. Además, hay que tener en cuenta otros factores. El tratamiento de petróleos pesados es más complejo, aumentando por ello el riesgo de accidentes, que son frecuentes. También es mayor la energía invertida, lo que aumenta su coste y empeora índice de retorno energético. Este índice es de 12 (12 unidades de energía obtenida por unidad invertida) en el caso de refino de petróleo ligero y menos de 10 con los petróleos pesados. Normalmente los petróleos más pesados tienen más impurezas: altos contenidos de azufre, metales pesados. Eliminarlos requiere, sobre todo, grandes plantas de desulfuración. Por el contrario, el precio del crudo pesado es menor que el del ligero. Pero las refinerías demandan petróleos ligeros y dulces (con poco azufre), lo cual quiere decir que este es el más rentable. Sin embargo, estos petróleos escasean cada vez más, por lo que las refinerías deben tratar petróleos de calidad decreciente.

Todos los procesos adicionales asociados a petróleo de calidad decreciente suponen procesos más largos y costosos, que empeoran la rentabilidad del negocio de refino. Además aumentan los riesgos de accidentes, que son bastante frecuentes. Riesgo que aumenta, como es lógico, a medida que las plantas envejecen.

## 4.2 El refino en el mundo

El negocio del refino del petróleo en la OCDE ha conocido largos periodos de márgenes comerciales muy bajos y periodos cortos de márgenes altos. Periodos especialmente duros fueron los 25 años anteriores a esta década, por los bajos márgenes comerciales que provocaba un precio muy bajo del petróleo. Con el cambio de siglo comenzó a mejorar los márgenes comerciales y vivió una época dorada en el periodo 2004-2008 por los altos precios del petróleo. En la época dura se produjo el cierre de muchas refinerías en los países de la OCDE (en EE UU había 300 en 1982 y en la actualidad hay 150 y están cerrando más). Lo cual no supone una disminución de la capacidad de refino, sino que, tal como explicaré a continuación, se han producido numerosas ampliaciones de las refinerías existentes (Mouawad, 2009). Posteriormente las causas fueron una escalada de costes de construcción. A mediados de la década pasada se produjo un debate intenso en EE UU acerca si era necesario construir nuevas refinerías. Bush apoyó la teoría partidaria de construir e impulsó la ley de energía de 2007, que ofrecía amplias subvenciones a la construcción de refinerías (Bush llegó a ofrecer terrenos militares para su construcción), pero fue en vano. Cuando se aprobó la ley Exxon (la mayor compañía de petróleo privada del mundo) se apresuró a declarar que no construiría ninguna y, en realidad, en EE UU no se ha construido una refinería desde 1976.

Después de la época dorada vino el desplome de la demanda en la OCDE, generando una fuerte reducción de los márgenes comerciales. En marzo de 2009 se celebró la Conferencia Europea de Combustibles en París, organizada por Europia (European Petroleum Industry Association). En ella se constató la caída de la demanda en la OCDE y hubo consenso acerca de que en EE UU, Japón y Europa se seguiría reduciendo la demanda, por lo que el sector tendrá que ir recortando su capacidad de refino. Y las principales compañías de refino tienen previsto reducir su capacidad, mediante algunas de las actuaciones siguientes: reducción de la actividad de las refinerías existentes, lo que lleva a parar parte de las instalaciones; reducción de capacidad de refino de las plantas existentes; cierre de refinerías, si no se pueden vender (que no es lo más frecuente); y retrasos en los planes de inversión para aumentar la capacidad de refino de destilados medios de las plantas existentes. La actividad de las refinerías se ha reducido en 2009. En Japón las refinerías han estado funcionando en 2009 al 70% de su capacidad y tiene revisto cerrar algunas plantas. En 2009 cerraron en EE UU y Canadá 5 refinerías con una capacidad total de tratamiento de 700.000 b/d (Leblond, 2009). En enero de 2010 Shell cerró su refinería de Montreal.

En Europa hay muchas refinerías en venta y las principales empresas de refino se distinguen por ello. Este es el caso de Valero y Shell en Norteamérica, de Shell, Total (3ª y 4ª empresas petrolíferas privadas del mundo), Petroplus, además de la norteamericana ConocoPhillips, en Europa. Shell, a pesar de ser históricamente la primera petrolera de Europa, ha decidido cambiar de estrategia: reducir el negocio del petróleo y volcarse en el gas. Voser, presidente de la empresa, explica las causas: "Estamos intensificando nuestra producción de gas porque es el combustible fósil que tiene el contenido más bajo de CO<sub>2</sub>" (Hoyos, 2009, Financial Times, 17/08/09). Aparte del cierre de la refinería de Montreal, ha puesto en venta una planta en Gran Bretaña y 2 en Alemania. ConocoPhillips se está planteando vender su planta de Alemania y de momento la ha parado por mantenimiento, pero en pleno invierno (periodo de fuerte demanda, junto con el verano). Petroplus ha puesto en venta una refinería griega. Total tiene planificado reducir su capacidad de refino y ha declarado que si puede, venderá varias refinerías. Es posible que algunas de estas refinerías sean compradas por petroleras rusas (especialmente por Lukoil y Rosfnet), que están más interesadas en vender derivados del petróleo que este producto en bruto. En septiembre de 2009 la agencia Reuters informaba que había 6 refinerías en venta en

Europa (Donovan (Reuters), 2009, 08/09). Es de resaltar que Total y ConocoPhillips se han distinguido por su opinión de que el techo del petróleo está muy cerca.

En el mundo se produjo una reducción de la demanda de 2 Mb/d en 2009 (la gran mayoría de la reducción se produjo en los países OCDE) y la previsión de la AIE (tal como hemos visto) es de una disminución del consumo de petróleo en los mismos hasta 2030, que será más o menos intensa, según la realidad sea reflejado por uno u otro escenario en función. Pero este panorama se complica más para el sector de refino cuando se tiene en cuenta el efecto del techo del petróleo. De momento, lo que más preocupa al sector europeo de refino es la política comunitaria de lucha contra el cambio climático. Isabel Muller, secretaria general de Europa, mostró su preocupación en la citada Conferencia de París porque hay tres políticas comunitarias que afectan de forma especial al sector de refino europeo y son las de: calidad del aire, cambio climático y combustibles renovables. T. Malley, presidente de Petroplus (la primera empresa de refino europea) declara que las actuaciones para reducir el cambio climático aumentará la capacidad de refino excedentaria, porque las empresas tendrán que pagar en la situación tan precaria que atraviesan por sus emisiones de CO<sub>2</sub> y, de momento ha puesto en venta una refinería, tal como hemos visto (Leblond, 2009; Jones y Hagggett, 2010). Además, la UE ha acordado que elevará la reducción de CO<sub>2</sub> al 30%, si se logra un acuerdo internacional de fuerte reducción de emisiones.<sup>1</sup>

El que haya una capacidad excedentaria de refino en la OCDE y por ello se cierren refinerías, no quiere decir que las empresas no se vean impulsadas a ampliar su capacidad de producción de destilados medios, debido a la deriva en la demanda de combustibles en Europa y EE UU y el crecimiento meteórico del transporte aéreo. En las últimas décadas las compañías de refino se vieron obligadas a adaptarse a crecimientos de la demanda de, sobre todo, destilados intermedios (combustibles para automoción y keroseno para aviación) y a una creciente polarización del usos de combustibles para automoción. En EE UU los coches de gasolina se hicieron hegemónicos debido a que emitían menos contaminantes que los diesel y así los fabricantes podían cumplir con las exigencias de la Ley del Aire Limpio. En Europa (donde la exigencia de calidad del aire era menor) el diesel fue imponiéndose, porque los coches diesel son más eficientes y este factor es muy importante porque los impuestos sobre hidrocarburos son relativamente altos. Debido a que ninguna refinería se puede adaptar a producir sólo gasolinas o sólo diesel, tradicionalmente se produce un desajuste simétrico de producción de gasolina y de diesel en EE UU y en Europa. Por ello, habitualmente se producen grandes exportaciones europeas de gasolina a EE UU y Rusia principalmente y EE UU exporta a Europa y a Asia sus excedentes de diesel. Esta situación lleva a las refinerías invertir para maximizar bien gasolinas o diesel, según los casos. El incremento de la producción se ha venido realizando mediante la: ampliación de las refinerías para obtener componentes ligeros (destilados intermedios) a partir de componentes pesados que generaba la destilación normal; y en los casos en que el residuo pesado es particularmente abundante (debido a procesar petróleos pesados) la construcción de unidades de coquización, que hacen la misma función que las anteriores y además generan coque. En ambos casos se trata de romper los componentes pesados mediante una elevación mayor de la temperatura. La razón de no construir nuevas refinerías y sí ampliarlas es que los costes de ampliación son un 40% más bajos (Ministerio de Industria, 2009: 165). Pero la ampliación de la capacidad de producir más destilados intermedios supone aumentar el consumo energético y con ello las emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo que aumenta la necesidad de comprar más permisos de emisión de CO<sub>2</sub>: “nosotros estamos haciendo los productos que demanda el mercado, pero al hacer eso aumentamos

---

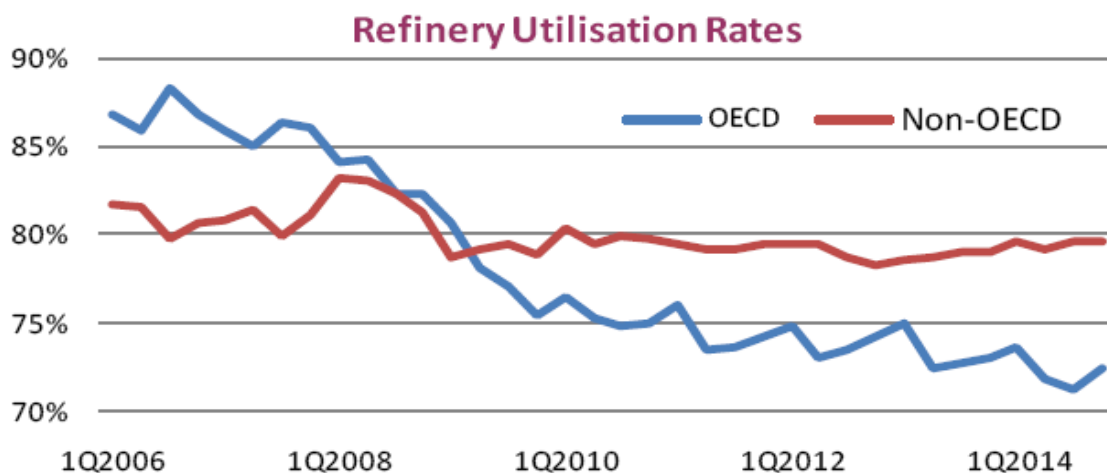
<sup>1</sup> Además de los autores citados, Bloomberg, ODAC (Centro de Análisis del Agotamiento del Petróleo de Londres), US Energy Information Administration y otras muchas empresas y organismos vienen informando puntualmente sobre la situación descrita.

nuestras emisiones” (I. Muller, 2008) ([www.euroactiv.com](http://www.euroactiv.com), 15/10, 2008). Lo cual llevará a “aumentar la capacidad excedentaria”, tal como afirma T. O`Malley, director general de Petroplus, la principal empresa europea de refino no ligada a la extracción, estimando que “en la cuenca Atlántica se perderán una capacidad de 2 Mb/d entre principios 2009 y finales de 2011” (El Economista, 05/11/2009). A ello se une los costes que supone la Directiva que obliga a reducir el contenido de azufre de los combustibles hasta 10 ppm, que fue aprobada en 2009. Lo cual le lleva a declarar a J. Barden, gerente de la refinerías británica de Corynton (Petroplus), que “casi todos los operadores han sufrido reducciones de capacidad en unidades clave como resultado de la norma” (UKPIA, 2009, winter)

En cuanto a la capacidad de refino europea, I. Muller afirmaba en 2008 que “en capacidad de destilación, tenemos bastante en Europa”, pero faltaba capacidad para “transformar el fondo del barril en más diesel”. La causa de ello eran los márgenes comerciales precarios y la dificultad de acceder al crédito, por lo que se retrasaban las inversiones (Muller, 2008). Pero a finales de 2009, T. O`Malley afirmaba, tal como hemos visto, que había capacidad excedentaria y que las políticas de cambio climático la aumentarían mucho en el periodo 2009-2011.

Tal como indica el gráfico 11, la AIE prevé una reducción en el índice de utilización de las refinerías en los países OCDE en los años próximos, lo cual es coherente con lo analizado hasta aquí. En los países No-OCDE la previsión es que el índice de utilización se mantenga estable, aunque a un nivel por debajo del 80%. En general, la AIE prevé, según se recoge de su informe Medium-Term Oil Market Report 2009, “una caída de la demanda en la OCDE y un aumento de la capacidad de refino en los países exportadores”, lo cual se traduce en que “los operadores de EE UU, Europa y Japón sufrirán la gran mayoría de los recortes de utilización” (AIE, 2009b).

Gráfico 11: En la OCDE los índices de refino caerán más aún



Fuente: AIE (2009b), Medium-Term Oil Market Report 2009

El panorama es diferente en los principales países No-OCDE. Se están construyendo refinerías nuevas en algunos países que son grandes exportadores de petróleo y en los países emergentes (China, India, Brasil, etc.). Pero sólo las construyen los países con una sólida situación financiera. Irán y Méjico (que son importantes países exportadores, pero tienen economías precarias) no las construyen a pesar de que importan masivamente gasolinas, con un fuerte quebranto para su balanza de pagos y para las arcas de los Estados. Se ven obligados a importarlas pagando los precios del mercado y venderlas a precios mucho más bajos porque tienen las gasolinas fuertemente subvencionadas. La mayor parte de los países árabes tienen planes para construir algunas, debido a que tienen pocas en relación con el volumen de petróleo que manejan. Pero los proyectos se anularon o retrasaron *sine die* por la elevación de

costes antes de la crisis. Un ejemplo es Kuwait realizó un concurso internacional en 2007 para construir la gigantesca refinería de Al Zour (615.000 b/d), estableciendo un límite de inversión de 6.300 millones de dólares, pero todas las propuestas se situaron en torno a los 15.000 millones. El sobrecoste retrasó el proyecto con el resultado de que en 2008 la inversión prevista se había elevado a 19.000 millones. En 2008 eligió la compañía ganadora del contrato, pero en marzo de 2009 anunció la cancelación del proyecto (Whipple et al, 2007; The Peninsula, 11/04/2008; www.meed.com). Después los costes bajaron, pero han iniciado una nueva fase alcista, a lo que hay que añadir la dificultad de obtener préstamos y la reducción de la demanda en la OCDE. Todo ello ha obligado a retrasar muchos proyectos. Según la *Arab Petroleum Investment Corporation*, Arabia Saudita, Qatar, Irán, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Egipto y Libia archivaron en 2009 proyectos que suponen una inversión total de 130.000 millones de dólares, prevista realizar en el periodo 2009-2013 (Kawach, 2009). Aunque parece que en 2010 el sector se empieza a reactivar.

**Conclusión 10. El negocio del refino en los países de la OCDE está sufriendo los efectos de una demanda en declive cayendo y de unos márgenes comerciales muy bajos o nulos. La AIE prevé que la demanda seguirá cayendo y por ello aumentará la capacidad excedentaria de refino. Ello lleva a que las compañías busquen diversas alternativas: vender refinerías; y cuando no es posible, clausurar.**

### 4.3 Refino en España

La situación del sector del refino en España es coherente con la que hemos visto en la OCDE, aunque en la primera está adquiriendo tintes más dramáticos por la combinación de una recesión particularmente aguda y por la falta de visión de futuro de las principales empresas de refino españolas, que en los últimos años vienen invirtiendo fuertemente para aumentar su capacidad de producción de destilados medios. Como consecuencia de la baja demanda, se están parando refinerías o reduciendo su nivel de producción. En abril de 2009 Repsol paró la actividad de la refinería de Cartagena. En Septiembre de 2009 redujo el nivel de producción de Petronor en un 41% y en un 80% de la planta de A Coruña. Antonio Merino García, Director de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol afirma en un artículo publicado por *Expansión* (07/01, 2010), que “el balance resultante de la mayor parte de 2009 ha sido de sobreoferta y acumulación de inventarios” y prevé que petróleo seguirá encareciéndose en 2010: “precios medios en 2010 claramente por encima de los 80 dólares y quizá cerca de los 90 dólares no son escenarios de baja probabilidad”. Y si el petróleo se encarece, la demanda baja en la OCDE.

Se suele justificar la ampliación de refinerías por la escasez de producción doméstica de destilados intermedios (gasóleos y keroseno), lo que obligó a importar cantidades crecientes importantes antes de 2005, luego se empezó a reducir. Este fenómeno es común al del resto de Europa. A pesar de esta situación y quizás impulsadas por un crecimiento histórico muy fuerte en el consumo de carburantes (tal como hemos visto en el apartado 2.5), en España se ha venido promoviendo la ampliación de refinerías para aumentar la producción de destilados medios (gasóleo y keroseno) ante un fuerte crecimiento de la demanda. En 2008 se importaron 12.2 Mt de gasóleos, “cerca del 40% del consumo final” (Ministerio de Industria, 2009: 163). Repsol anunció (como parte de su Plan Estratégico 2005-2009) en 2005 inversiones en todas sus refinerías (Cartagena, Huelva, Puertollano, Tarragona, La Coruña y Vizcaya) por valor de 3.870 millones de euros (M€) para el quinquenio siguiente, siendo las inversiones principales las de las refinerías de Cartagena, Huelva y Vizcaya (Petronor). También Cepsa anunció en 2007 una inversión total de 1.650 M€ en las refinerías de Huelva (La Rábida que se lleva la mayor parte: 1.144 M€), Cádiz (Gibraltar-San Roque: 300 M€) y Tenerife (resto) con el objetivo de aumentar en un 39% su producción de destilados

medios. Por último, British Petroleum ha realizado una inversión de 250 M€ en su refinería de Castellón([www.repsol.com](http://www.repsol.com); [www.cepsa.com](http://www.cepsa.com)).

Voy a analizar estas políticas bajo dos prismas: el incremento de costes producidos entre las inversiones iniciales y durante el proceso (porque aún no han acabado) y el aumento que suponen en la capacidad de producción de destilados medios.

El incremento de la inversión de Repsol se había disparado a finales de 2009. La inversión prevista en 2005 fue de 3.870 M€. La inversión prevista inicialmente de la planta de Cartagena fue de 2.100 M€, la de Petronor era de 600 M€ y la de Huelva unos 900 M€. En febrero de 2008, Pedro Fernandez Frial, director general de Downstream de Repsol, anunció un aumento del 50%, inversión prevista en Cartagena, resultando en 3.262 M€. Y se prevé que la ampliación inicie su funcionamiento a principios de 2011. En cuanto a Petronor, a principios de 2008 la previsión se elevó a 752 millones. Un año después, cuando se tenía previsto iniciar las obras, se elevó a 810 millones y seis meses después a 820 millones (aquí el aumento sobre la inversión prevista inicialmente era ya de cerca del 40% al comienzo de las obras). El argumento esgrimido para la inversión en una planta coquizadora (frente a la oposición ciudadana) por parte de la dirección de Petronor (J.J. Imaz) fue que el subproducto pesado suponía el 25% de la producción, el cual había quedado “fuera de uso” en el ámbito europeo, por lo que se exportaba a América, lo cual era algo “insostenible en el tiempo, desde todos los aspectos”. Y “por eso decimos que la refinería tendría un problema de viabilidad en un futuro” difícil de precisar: “siete, ocho o 18 años”. Lo cual es coherente con lo expuesto en el apartado anterior. La inversión en la Refinería de Huelva se situaba en 1.300 M€ en 2009. Si se aplicara el criterio de aumento de costes del 50% (nada alejado de la realidad) la inversión total de Repsol resulta de unos 5.900 M€. Ante el desborde de costes y la reducción de la demanda (que ha obligado a reducir drásticamente la producción) y de los márgenes comerciales, en Repsol se admite extraoficialmente que la política inversora no ha sido acertada. Y ello es debido a que la Estrategia se basó en premisas erróneas: “Escenario positivo y de mejora de márgenes de negocio” y precio del barril de 25\$. Es de dominio público que la gestión del director general de Repsol (A. Brufau) está siendo contestada por Sacyr, el accionista mayoritario (20% del capital), y, aparte de la habitual lucha por el poder, se enfrentan dos políticas: la de Brufau que es de inversiones masivas en prospección de nuevos yacimientos y aumento de la capacidad de refino (lo cual ha dado lugar en un contexto de depresión económica a reducción de beneficios y, como consecuencia, la reducción en el reparto del dividendo); y la de Sacyr que propone un menor nivel de inversión y un mayor reparto de dividendo ([www.repsol.com](http://www.repsol.com); [www.petronor.com](http://www.petronor.com)). Cepsa anunció en 2005 una inversión de 1.200 M€, que se elevó a 1360 en 2006 y a 1.650 M€ en 2007. En 2008 informaba que la inversión prevista en la refinería de La Rábida era ya de 1.500 M€, cuando inicialmente era de 1.144 M€. Cepsa reconocía en 2009 que los márgenes comerciales eran los más bajos en 6 años ([www.cepsa.com](http://www.cepsa.com)).

En cuanto al aumento de producción que se conseguirá con las inversiones hay información incompleta, pero relevante. Repsol informa que la inversión en la refinería de Cartagena pretende incrementar su capacidad de producción hasta 11 Mt/a, añadiendo una capacidad de más de 5 Mt/a. Con ello la producción de destilados medios alcanzará el 50% de la producción, por lo que reducirá en un 33% las importaciones españolas de diesel. Cepsa pretende aumentar con sus inversiones la producción de gasóleos en 3.2 Mt/a. Teniendo en cuenta que las importaciones de los mismos en 2008 fueron de 12.2 Mt y que en 2009 el consumo cayó un 5.5%, las importaciones habrán sido (sin tener en cuenta el aumento de capacidad de las refinerías) de 10.5 Mt. Si tenemos en cuenta ahora los aumentos de capacidad que se han producido y se producirán hasta 2011, las importaciones se verían reducidas (sin contar con posteriores descensos de la demanda) en unos 7.2 Mt/a (4 Mt debidas a Repsol y 3.2 Mt/a a Cepsa) quedando a un nivel de 3.3 Mt/a ([www.repsol.com](http://www.repsol.com); [www.cepsa.com](http://www.cepsa.com)). Estos datos (no del todo completos) permiten ver con claridad que,

debido a nuevas reducciones de demanda, que las importaciones se reducirán a cero en los años próximos, para después entrar en una fase de sobrecapacidad productiva de destilados medios, posiblemente a partir de mediados de esta década. Pero, antes de que esto ocurra es muy posible que alguna refinería tenga que cerrar por la caída de los márgenes comerciales y de la demanda general de productos del refino. El hecho de que ahora sea necesario parar o reducir drásticamente la producción de las refinerías más importantes de España, es un aviso de que la previsión anterior tiene un elevado grado de probabilidad.

**Conclusión 11: La necesidad de importar destilados medios, que aún hoy es importante, se está reduciendo rápidamente por el efecto combinado de aumento de producción de las refinerías y de reducción de la demanda. Estos hechos, el que la demanda seguirá cayendo en el futuro y la disminución de los índices de actividad pueden llevar al cierre de alguna refinería en esta década.**

## **5. Proyecto de Refinería Balboa**

Cualquiera de las 11 conclusiones alcanzadas hasta aquí constituye un argumento disuasorio de construcción de una refinería. Resumiré las conclusiones más importantes:

- El consumo de petróleo en la OCDE y España viene cayendo desde 2005, debido a una elasticidad de la demanda a precios altos y a partir de la crisis, por el efecto depresor de la misma de la misma;
- Hay unanimidad en que estamos en una nueva escalada de precios del petróleo y esto en la OCDE supone nuevas reducciones de la demanda;
- Hasta la AIE vaticina que la demanda en la OCDE seguirá cayendo, incluso en Escenario de Referencia, pero de forma muy intensa en el Escenario 450;
- El techo del petróleo (realidad aceptada por la gran mayoría de los expertos en petróleo, incluido F. Birol (economista-jefe de la AIE)) se va a producir muy probablemente en el futuro próximo, sino se ha producido ya, lo cual demanda estrategias para reducir aceleradamente la dependencia del mismo.
- Las políticas que están empezando a aplicar (sobre todo de transporte y de eficiencia energética) los gobiernos de los países OCDE supondrán una importante reducción en el consumo de petróleo, que se unirá a la caída provocada por los precios;
- El sector de refino en la OCDE está aquejado de sobrecapacidad, característica que aumentará en el futuro, por lo que se están cerrando refinerías, tendencia que se fortalecerá en el futuro;
- La sobrecapacidad también se manifiesta en España, pero agravada por las fuertes inversiones que se están llevando a cabo las refinerías;
- Los empresarios con mejor visión del futuro (Shell, Total, ConocoPhillips, GM, Honda, etc.) están adoptando políticas tendentes a protegerse de la escasez de petróleo y deben ser referentes para las empresas españolas.
- España es el país de la OCDE más vulnerable al techo del petróleo por su mayor dependencia de él;
- Por ello gobierno español debe adoptar, aparte de las políticas comunitarias, políticas suplementarias de reducción de la dependencia del petróleo. Aunque hasta la fecha son manifiestamente insuficientes, incrementarán la tendencia a reducir las importaciones de crudo;
- Estas políticas provocarán la reducción de los índices de actividad, lo cual generará el cierre de alguna refinería en esta década.

## 5.1 Justificación del proyecto

La argumentación es la siguiente: el mercado del petróleo se ha caracterizado en los últimos 30 años por un fuerte incremento de la demanda, pero la capacidad de refino ha venido reduciéndose y ello explicaría en opinión de algunos expertos la fuerte escalada de precios del petróleo, por lo que se empiezan plantearse nuevos proyectos de refino. Mostraré esta argumentación mediante textos de la “Justificación”, que corresponden al “Tomo 0. Justificación del Proyecto. Estructura y Metodología. Marco Normativo. Consultas Previas”, correspondientes al “Estudio de Impacto Ambiental”. Y analizaré la argumentación a partir de las conclusiones alcanzadas previamente.

**“El mercado mundial de crudo se ha caracterizado en los últimos 30 años por un marcado incremento de la demanda. En este lapso de tiempo apenas se han abierto nuevas refinerías; por el contrario han sido cerradas las más ineficientes. Mayor demanda, combinado con menor capacidad de refino, han colocado al sector al borde de la saturación.” (Pág.23)**

Es cierto que la demanda mundial ha venido creciendo, aunque a un ritmo decreciente, pero en 2009 se ha reducido. Además, en la OCDE se ha venido reduciendo la demanda desde 2005, al igual que en España. Es cierto que se han venido cerrando muchas refinerías en la OCDE, pero no lo es que se haya reducido la capacidad de refino. Al contrario, se ha aumentado para producir más destilados medios. Por ello el sector no está al borde de la saturación, sino con una gran capacidad excedentaria en la OCDE, por lo que se siguen cerrando refinerías.

**“La característica más destacada del panorama energético internacional es, sin duda, la escalada que el precio del petróleo viene experimentando desde el año 2003 (...) diversos expertos coinciden en señalar que las dificultades para suplir el consumo no hay que buscarlas en el agotamiento prematuro de reservas, sino, más bien, en cierta rigidez del potencial de extracción y, sobre todo, en la saturación de la capacidad de refino” (Pág. 24 y 25)**

El argumento de que la saturación de la capacidad de refino es la causa principal de la escalada de precios producida no tiene ningún respaldo entre los expertos, porque no es lógica. En primer lugar, el argumento está respaldado por un etéreo “diversos expertos”, sin citar fuente alguna. En segundo lugar, no es cierto que tal teoría tuviera un respaldo significativo. La teoría más debatida era que la de que la especulación causaba la escalada y esta teoría era desmentida por el Departamento de Energía de EE UU, por el Comisario de Energía de la UE, por la AIE y la inmensa mayoría de los expertos. Por último, la teoría de la escasez de capacidad de refino es la causa de la escalada es absurda, porque no se podría explicar el cierre de refinerías en la OCDE. Pero supongamos que la capacidad de refino es el cuello de botella, entonces se produciría una escasez de destilados y su precio se elevaría mucho, y, por el contrario, habría una gran sobre oferta de un petróleo que no podría ser procesado. Así que sus precios caerían y los refinadores harían el negocio del siglo y se pondrían a construir nuevas refinerías. Lo cual no ha ocurrido. Los autores del informe no se han preocupado, al menos, de recabar la opinión de la AIE, del Departamento de Energía de EE UU, de la Comisaría de Energía de la UE y, por supuesto, de los principales expertos en petróleo. La opinión unánime de los mismos ha sido que la causa de la escalada ha sido la incapacidad de la oferta de petróleo para satisfacer una demanda creciente.

**En España, la situación es en todo análoga a la de los países de nuestro entorno. Desde 1975 el consumo de derivados de petróleo casi se ha duplicado, mientras que el número de refinerías se mantiene en diez, sin aumento perceptible de la capacidad de destilación de crudo (...) Las ampliaciones realizadas durante el lapso comentado no han podido, con mucho, hacer frente al espectacular incremento de la demanda española (...) Para dar una mejor idea del déficit, quizá sea conveniente señalar que equivale a la total producción de tres refinerías españolas de tamaño medio.” (Pág. 27 y 28)**

Esta hipótesis se justificaría en unas previsiones de incremento de la demanda de diversas fuentes del año 2004. Y en el se plantea un crecimiento medio del consumo de 2.1-1.5 en el periodo 2004-2012 y donde se anuncia la ampliación de las refinerías de Huelva y Cartagena. Y añade que **“a falta de más información, cabe suponer que las dos primeras ampliaciones serán de la misma capacidad y tecnología que Refinería Balboa” (Pág. 30).**

En el texto se aprecia múltiples contradicciones. En la primera parte se declara que “no se ha producido un aumento perceptible de destilación de crudo”. Sin embargo, a continuación se dice que “las ampliaciones durante el lapso comentado no han podido, con mucho, hacer frente al espectacular incremento de la demanda española”. Y es que antes se afirma: “En la década de los 80 hubo un importante reacondicionamiento tecnológico, dando entrada a unidades de conversión”. En la primera afirmación hay una clara exageración. Resultaría risible, sino fuera por el apoyo que ofrece al proyecto la Junta de Extremadura ¡¡con dinero público¡¡ (participa con el 20% del capital del proyecto a través de la Sociedad de Fomento Industrial), porque parece que nadie se ha dado cuenta en España (aparte del gobierno extremeño), ni en Europa que en España hay mercado para tres refinerías. Pero, al admitir que la ampliación de dos equivale a dos refinerías de tamaño medio, resulta que sólo hay espacio para la tercera: la Refinería Balboa. Pero hemos visto que Repsol está invirtiendo en más refinerías que las de Cartagena y Almería (supongo que esas son las dos refinerías mencionadas) y que Cepsa también está invirtiendo de forma considerable, aparte de BP. Hemos visto, además, que al poner en producción las instalaciones nuevas de Repsol y Cepsa y reducirse la demanda paulatinamente en muy pocos años no habrá que importar gasóleos y que posteriormente habrá que cerrar alguna refinería. Nos encontramos, por tanto, con unas previsiones erróneas de incremento de la demanda y con una realidad hasta 2010 que invalidan totalmente las previsiones realizadas. Y si el diagnóstico es erróneo, el resultado de cualquier iniciativa es un fracaso.

Aunque lo dicho hasta aquí invalida por múltiples razones la construcción de una refinería nueva, voy a analizar, por último, el argumento de la idoneidad de la ubicación en Extremadura, que se justifica en dos textos:

**“En un país con la configuración geográfica de España y sin producción propia de crudo, todo el petróleo consumido en el interior se abastece mediante tubería desde las terminales marítimas; si la refinería que lo abastece está situada en la costa, la práctica totalidad del trayecto se realiza por poliducto, mientras que si se tratase de una refinería interior, el proyecto es compartido oleoducto/poliducto.” (Pág. 32)**

Esta explicación es particularmente oscura. La primera afirmación parece dar a entender que el hecho de que las refinerías estén ubicadas en las costas es un problema, porque “todo el petróleo consumido en el interior se abastece mediante tubería desde las terminales marítimas”. Parece que el problema es que el crudo hay que transportarlo al interior, donde se consume. Sin embargo, el único petróleo que hay que transportar es el procesado por refinerías interiores. En el gráfico de la página

33 de la Justificación, se aprecia que el único oleoducto existente es el de Cartagena-Puertollano de Repsol. Por el contrario, lo que se distribuye hacia el interior son los derivados del petróleo y España cuenta con la mayor red civil de poliductos/oleoductos de Europa Occidental (3.837 Km) (Ministerio de Industrial, 2009: 165). Además, la red estatal llega hasta Mérida, por lo que Extremadura tiene en su centro la instalación de almacenado y distribución de derivados del crudo. El último argumento no puede más que generar asombro, porque lo que se desprende de ella es que es una ventaja localizar una refinería en el interior porque además de hacer el oleoducto necesario hay que hacer un poliducto. Sin embargo, las refinerías costeras no tienen necesidad de ninguna de las dos infraestructuras: el oleoducto por estar en la costa y el poliducto porque tiene la red construida.

Por último, siguiendo el argumento de que la mejor refinería es la interior porque se instala más cerca de los centros de consumo (lo cual es una idea peregrina, porque la gran mayoría de las ciudades principales están en la costa), se llegaría a la conclusión de que la ubicación idónea sería Madrid (no Extremadura), por su centralidad y porque es con gran diferencia el principal centro de consumo del interior peninsular. Pero, siguiendo con las contradicciones, en el texto siguiente se admite que las refinerías interiores tienen importantes limitaciones.

**En contra de lo que podría pensarse, la principal limitación de las refinerías interiores no reside en el coste de transporte desde la terminal de descarga hasta la refinería (...) De mayor importancia puede resultar la pérdida de flexibilidad inducida por la dificultad para importar productos semielaborados o, en especial, no poder exportar los eventuales excedentes (...) Refinería Bolboa (...) ha decidido instalar, en el mismo trazado del oleoducto de recepción, un poliducto para exportar los excedentes". (Pág. 33 y 34)**

Para empezar, el texto admite que una refinería interior tiene dos limitaciones importantes: el transporte de crudo hasta la refinería interior (aunque aquí no aparece como una limitación, lo es en primer lugar, el coste de construcción y mantenimiento del oleoducto); y la segunda limitación es una falta de flexibilidad, porque no se puede "importar productos semielaborados" y especialmente no poder exportar eventuales excedentes. A pesar de que tales limitaciones pueden ser superadas mediante "un adecuado diseño" y "una activa planificación de las operaciones", se decide instalar un poliducto. No parece que tengan mucha confianza en las medidas anteriores. Así que es necesario aumentar la red más extensa de poliductos/oleoductos de Europa Occidental con más de 200 Km nuevos. Pero en realidad es más largo, porque, como es lógico, el proyecto plantea la construcción de un poliducto hasta la terminal de Mérida. Todo ello multiplica los costes del proyecto. En resumen, las refinerías interiores tienen serias limitaciones, que sólo se pueden paliar aumentando las inversiones necesarias frente a las refinerías de costa.

**Conclusión 12: Las premisas sobre la evolución de la demanda de petróleo de la Justificación, están siendo invalidadas por la realidad y lo serán mucho más en el futuro. La Justificación muestra un claro desconocimiento de buena parte de las inversiones que están realizando las refinerías españolas, forzando así la necesidad de una nueva refinería. Una previsión realista indica no sólo que no hace falta una nueva refinería sino que pronto sobrá una. La argumentación que defiende la idoneidad de la construcción de una refinería nueva en el interior peninsular es oscura e inconsistente. Causa asombro que la Junta de Extremadura crea conveniente construir una refinería nueva e interior, ¡¡¡cuando nadie en el sector de refino se ha dado cuenta de ello!!!.**

## 5.2 Descripción técnica del proyecto y análisis de costes

Los datos están tomados del Estudio de Impacto Ambiental elaborado por IDOM y presentado en diciembre de 2007. La planta está diseñada para procesar 110.000 barriles/día de una mezcla de petróleos pesados (Arabia Pesado, Arabia Medio y Maya), con una producción anual de 5.411.000 t/a. La utilización de petróleo pesado supone en una planta convencional la generación de un porcentaje alto de subproducto pesado, por lo que el proyecto incorpora una planta coquizadora (*Coker*). Además, los altos contenidos de azufre de los crudos pesados determinan una planta de desulfuración particularmente grande y, sobre todo, a partir de la directiva comunitaria de 2009 que limita el contenido de azufre de los combustibles a 10 ppm. Ya he comentado en el apartado anterior que el hecho de ser un proyecto de refinería interior obliga a construir un oleoducto hasta la costa de Huelva y un poliducto con igual recorrido y además su extensión hasta la terminal de Mérida. Además, es necesario construir las instalaciones portuarias necesarias, la conducción de agua desde el pantano de Alange, una planta depuradora, el transporte eléctrico y un gasoducto.

### 5.3 Estimación de la inversión necesaria

#### Costes suplementarios en relación con la ampliación de refinerías en la costa

Existen múltiples elementos en este proyecto que determinan una inversión muy superior a la que tienen los competidores: refinería nueva frente a la ampliación de las existentes; la materia prima es la de peor calidad que existe en el mercado; y la necesidad de construir oleoductos.

- **Refinería nueva.** Ya he comentado que una refinería nueva supone un coste superior en un 40% con respecto a la ampliación de las existentes.

- **Costes derivados de la ubicación interior.**

a) **Oleoducto y poliducto.** He comentado que las refinerías costeras no tienen necesidad de construir oleoductos (por su ubicación) ni poliductos, porque utilizan la red general. Estas infraestructuras son muy caras y están sometidos también a la escalada histórica de encarecimiento de infraestructuras de combustibles fósiles, debido a la fuerte elevación de los precios del petróleo, del acero y otros metales estratégicos. Los proyectos existentes (especialmente los de Rusia y Kazajstán hacia China, Japón y Corea del Sur) sufren retrasos continuos por la elevación de costes. Además, bombear petróleo ultrapasado y salvar un desnivel de 400 metros supone mayores costes energéticos, a pesar de que se mezcle el crudo pesado con algo de crudo ligero para darle algo de fluidez. Los costes de mantenimiento son mayores que en el caso de crudos ligeros.

b) **Instalaciones necesarias al ser una zonal rural.** No existen accesos, acometidas de electricidad, agua, gas natural, etc., que son propios de un parque industrial. Hay que bombear agua desde el pantano de Alange.

c) **Instalaciones portuarias.** Las inversiones que están siendo realizadas en las refinerías costeras no incluyen (por que no lo necesitan) una instalaciones portuarias nuevas. Este proyecto requiere instalar una monoboya a 10 Km del puerto para la descarga de crudo, conducción hasta el puerto, depósitos de almacenamiento, etc.)

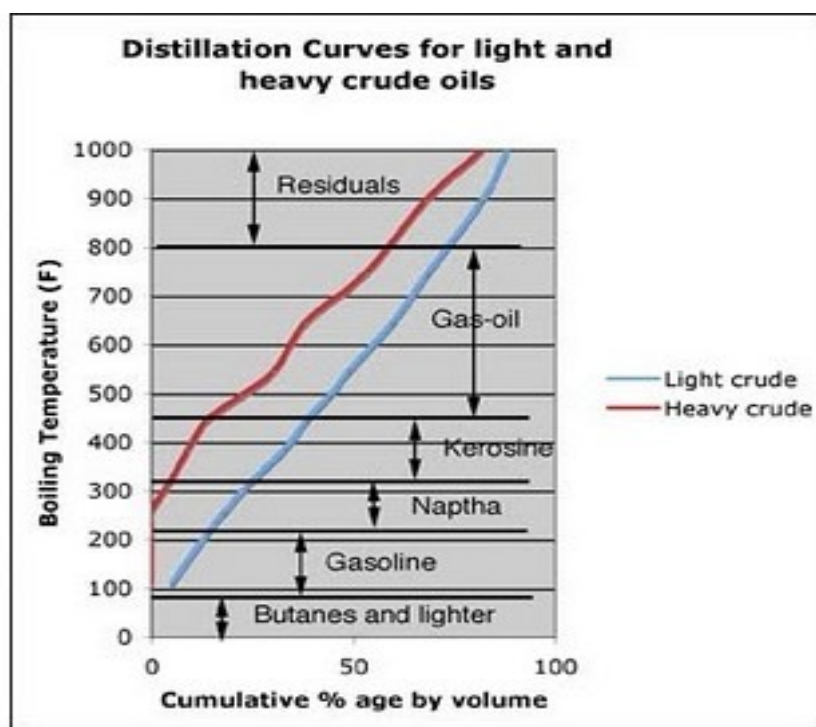
#### **Costes suplementarios debido al procesado de petróleos pesados**

Este tipo de refinería es más compleja que una que procesa petróleo ligero: las plantas de desulfuración son mayores; necesitan construir coquerías; las instalaciones de bombeo deben ser mucho más potentes

**Gestión de una materia prima de la peor calidad.** Los factores que se mencionan en este apartado no aumentan la inversión, sino que reducen la rentabilidad de la explotación, por lo que conviene conocerlos. La destilación del petróleo pesado

genera (tal como muestra el gráfico 12) una proporción mucho mayor que el convencional de los componentes más pesados (fuel oil, lubricantes, alquitrán, etc.), lo cual determina que la producción de elementos ligeros sea mucho menor. Además, carece de los componentes más ligeros: butano, gasolina, etc. Y los componentes más pesados son los que ofrecen menos valor añadido y tiene poca demanda, por ello resulta imprescindible la planta coquizadora para elevar la producción de destilados intermedios.

Gráfico12: Curvas de destilación de petróleo ligero y pesado



Fuente: [www.theoil Drum.com/node/6089](http://www.theoil Drum.com/node/6089)

### Estimación de inversión necesaria

Teniendo en cuenta que los costes de una refinería nueva son un 40% más altos que los necesarios para ampliar las plantas existentes en condiciones de ubicación y producción semejantes, que una refinería interior está lastrada por costes portuarios y de transporte de crudo y productos refinados, se puede estimar que el coste de la Refinería Balboa sería más de un 50% superior a una ampliación de igual capacidad en una refinería ubicada en al costa.<sup>2</sup>

La última estimación del coste del proyecto es de 2.800 M€. Esta cifra es baja. Hemos visto que la ampliación de la refinería de Cartagena supone un aumento de capacidad semejante a la refinería proyectada, por lo que en condiciones semejantes el proyecto debería costar 3.262 M€, pero como aún no está acabado, elevaré esta cifra has 3.500 M€. Además, como se trata de una refinería nueva hay que añadirla un sobrecoste del 40% interior, elevándose a 4.900 M€, a lo que hay que añadir los costes de ser una refinería más compleja por procesar petróleos pesados, del oleoducto y poliducto, la conexión de éste con Mérida, acceso, toma de agua, tendido eléctrico, gasoducto, hay que añadirle un sobrecoste que estimo que puede ser del

<sup>2</sup> He repetido hasta la saciedad en este estudio que el gran sobrecoste de una refinería nueva sobre la ampliación de las existentes ha disuadido a los refinadores de la OCDE a no construir nuevas plantas.

10%, lo que supone unos 5.250 M€. Pero a ello hay que añadir una planta coquizadora. La planta de Petronor tiene una capacidad de refino doble que la proyectada, pero el petróleo tratado es ligero, por lo que el volumen de residuo tratado no puede estar lejos en la refinería proyectada. Supongo que en este momento el coste es de 700 M€, así que el coste total en este momento se situaría en cerca de 6.000 M€. Además, en el supuesto de que se iniciara la construcción de la refinería en 2011, antes de 2015 no estaría acabada. Así que a la inversión estimada habría que añadir los incrementos de costes que se producirán en los próximos cinco años, ya que se está iniciando una nueva escalada de costes, que se irá intensificando a medida de que se vaya saliendo de la recesión. La ampliación de la refinería de Cartagena ha sufrido un sobrecoste de más del 50%. Se elevó de 2.100 M€ iniciales a 3.262 M€ en la actualidad. Aplicando un porcentaje del 50% a los 6.000 M€ resulta un coste total en 2015 de unos 9.000 M€.

## 5.4 Costes derivados de los impactos sobre otras actividades económicas

### 5.4.1 Medibles

#### a) **Pérdidas de producción:**

- Por disminución de tierras de cultivo (15 hectáreas+ más las del oleoducto/poliducto)
- Por pérdida de producción debido a la reducción de agua para regadío: 4 hectómetros/día

b) **Minusvaloración de los productos agrícolas de la zona.** La refinería supondría un impacto tremendo a la economía agraria, que se extendería más allá de la zona directamente afectada por la contaminación de la planta. En un momento en que hay una fuerte competencia por abrirse mercados de productos agrícolas elaborados (vino, jamón, verduras enlatadas, etc.), tratando cada uno promocionar las denominaciones de origen de su zona, comunidad autónoma ¿cómo se va a promocionar “**productos al petróleo**” de Extremadura? Y esto no es una exageración, porque aunque el impacto directo de la refinería será sobre una zona de varias decenas de kilómetros a la redonda, ello supone una mancha para la denominación de origen de Extremadura. El consumidor sabrá que una parte de los productos extremeños se verán afectados por la refinería y no sabe si lo que compra es la zona afectada o no. Además, teniendo en cuenta que casi el 100% del vino se produce en Badajoz, este producto va a ser particularmente impactado ¿Quién vende vino al petróleo?

c) **Impacto negativo sobre el turismo.** Badajoz es una zona de gran belleza paisajística y forma parte del camino de Santiago. Además, los turistas tienen el aliciente de degustar los productos de la tierra. La refinería y el oleoducto impactaría de forma tremenda en este sector. Pero los efectos sobre el turismo se extienden a las zonas por donde pasaría el oleoducto. En el verano de 2009 visité Palos de Moguer y me encontré que los balcones estaban plagados de carteles en contra del oleoducto, porque el impacto sobre el turismo se vería ampliado a las poblaciones por las que pasaría el oleoducto.

d) **Costes sanitarios.** Es evidente que las refinerías contaminan la atmósfera, el agua y el suelo. El petróleo contiene múltiples productos cancerígenos y causantes de otras patologías graves, como lo demuestran las patologías existentes en las zonas afectadas por la contaminación de las refinerías. El petróleo ultrapasado contiene muchos más contaminantes que el ligero. Las explotaciones de arenas bituminosas de la provincia de Alberta de Canadá (cuyo producto es muy semejante al petróleo ultrapasado de Venezuela) están generando entre los habitantes cercanos a las explotaciones graves patologías.

#### 5.4.2 No medibles

e) **Pérdida de calidad de vida (salud, paisaje, contaminación...).** La renta per capita de Tierra de Barros es de las más altas de Extremadura. Y cualquier visitante puede constatar la excelente calidad de vida de sus habitantes. La calidad del paisaje, de los edificios de los pueblos y la ausencia de contaminación son un patrimonio evidente. Sin embargo, la zona necesita de un proceso industrializador para construir una economía diversificada que sea mucho más resistente a las crisis. Pero ésta debe ser sostenible, es decir, que sea capaz de mantenerse en el tiempo porque no destruye la base de recursos que necesita cualquier economía para perdurar.

f) **Costes sociales.** Es evidente que se ha producido una fractura social entre partidarios y detractores de la refinería. También es evidente que la Junta y, en general el partido gobernante, no sólo no ha contribuido a la cohesión social, sino que ha sido protagonista en el acoso a los partidarios: amenazas, multas, denigración a través de los medios de comunicación, negación de acceso a los mismos y de locales públicos para dar conferencias, etc. Este clima supone un déficit de cultura democrático y de convivencia en la discrepancia que llevará mucho tiempo superarlo.

#### **6. Elementos para una Estrategia de Desarrollo Sostenible para Extremadura financiada por una inversión semejante a la del coste previsto del proyecto de la refinería Balboa**

Los argumentos esgrimidos hasta aquí muestran sin lugar a dudas que la inversión sería ruinososa. Lo cual podría llevar a la quiebra a las entidades de crédito que respaldaran (que además se encuentran en su mayoría con una situación financiera precaria, como consecuencia de las hipotecas fallidas). El precedente de la quiebra de la Caja de Castilla la Mancha a consecuencia, sobre todo, de haber invertido mucho en el fracasado aeropuerto de Ciudad Real debería ser un ejemplo de los riesgos que se corren. Pero cualquier inversor que quiera rentabilizar una inversión debe plantearse cual de las actuaciones posibles le puede generar la mayor rentabilidad. Por ello conviene mostrar qué inversiones provocaría el mayor beneficio socioeconómico para la comarca de Tierra de Barros y para Extremadura. Y para ello me voy a basar en las líneas estratégicas del Pacto Social y Político de Reformas para Extremadura firmado por la Junta y los agentes sociales en la primavera de 2008.

A lo largo del Pacto se insiste en la promoción de una economía sostenible, lo que culmina con el acuerdo de diseñar una estrategia de desarrollo sostenible, que explicaré mas adelante. Se trata de promocionar una “economía verde”, una agricultura sostenible y turismo basado, entre otros aspectos, en “la diversidad de nuestra naturaleza”, etc. Se identifican cuatro “sectores emergentes” (turismo, servicios de proximidad, economía verde y el conocimiento) y otros cuatro “sectores tradicionales” (agricultura, industria, comercio minorista y construcción).

Dentro de los sectores emergentes, el turismo es convertido en el “sector transformador de nuestra economía y como palanca de otros sectores productivos” y se basa, sobre todo, en la naturaleza extremeña y en el patrimonio histórico-artístico. En la “economía verde” se pretende que “las energías renovables incrementen progresiva y significativamente su peso”, además de conservar la biodiversidad, el agua, los montes, así como el reciclaje. En la primavera de 2009 la Junta anunció que en tres años las energías renovables abastecerán la mitad del consumo eléctrico de la región. Se pretenden desarrollar el sector de conocimiento apoyándose en las TIC. Entre los sectores tradicionales, destaca el papel central de una agricultura sostenible en el desarrollo de la misma y como productora de insumos para la “Industria agroalimentaria”, subsector destinado a tener un peso hegemónico entre otros.

Además, el Pacto contiene el acuerdo de “diseñar una ESTRATEGIA DE DESARROLLO SOSTENIBLE”, formando parte de la misma el “ACUERDO PARA EL DESARROLLO ENERGÉTICO SOSTENIBLE DE EXTREMADURA (ADESE)” y la “ESTRATEGIA EXTREMEÑA DE LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO”. Por último, el Pacto contiene la reivindicación histórica de Extremadura de la “reapertura del corredor ferroviario de la Ruta de la Plata”.

Ante estos objetivos, lo lógico es pensar en reorientar la enorme inversión prevista en el proyecto de refinería al logro de la estrategia que constituye, además evitando la emisión adicional de ¿1.5 Mt/año de CO<sub>2</sub>?, que complicaría extraordinariamente el cumplimiento de los objetivos de la estrategia contra el cambio climático.

Es indudable que la promoción del turismo requiere de grandes inversiones en restauración de patrimonio artístico y arquitectónico, en el cuidado y mejora del patrimonio natural, en la mejora de la restauración y de los alojamientos hoteleros y todo ello de formar parte de una estrategia a medio y largo plazo de promoción del turismo.

Aparte de promover la inversión privada en energías renovables, es necesario ofrecer incentivos a los inversores para que construyan plantas de fabricación de los sistemas de captación solar y eólica y a las iniciativas empresariales de creación de empresas en cualquier aspecto de todas las cadenas de producto. Ello debe ser apoyado con un plan de formación de técnicos a todos los niveles. Será para ello necesario desarrollar módulos profesionales y una ingeniería en energías renovables. Todo ello debería coronarse con un potente instituto de I+D de desarrollo de las tecnologías renovables. La agricultura extremeña se caracteriza por tener muy buenos productos y muy mala comercialización. Expondré dos ejemplos. Jabugo es el referente del jamón en base a materia prima extremeña. La mayor parte del vino extremeño se vende a granel. Por poner dos referentes de éxito, la gran mayoría de los vinos de Rioja y de Burdeos se venden con denominación de origen y sólo una pequeña fracción vende embotellado como vino de mesa.

Así que sólo con un gran esfuerzo inversor en la promoción de los productos agrícolas, el sector agroindustrial podrá desarrollarse. Ello requiere también la formación de técnicos en alimentación y en la producción de alimentos envasados, la inversión en I+D, ayudas a la modernización y a la creación de empresas.

Por último, es indudable que la reapertura del ferrocarril de la Ruta de la Plata compete a Fomento, pero una disposición por parte de la Junta a invertir en esta iniciativa podría allanar el camino de la reapertura. Habría que hacer estudios sobre el modelo de ferrocarril de menor coste y sobre las funciones que debería realizar en coordinación con líneas existentes. Pero, aparte de este proyecto, la promoción del transporte colectivo en el contexto del inicio de una nueva escalada del precio del petróleo se convierte en un imperativo, ya que, como empezó a ocurrir entre 2007 y 2008, muchos usuarios del automóvil se verán obligados a restringir su uso.