

El futuro de los hidrocarburos



José Luis Díaz Fernández

Doctor Ingeniero de Minas

Catedrático Emérito ETS Ingenieros de Minas de Madrid

Expresidente de Campsa, CLH, Repsol Petróleo y Fundación Repsol

Resumen

En los próximos años la oferta de petróleo alcanzará difícilmente la demanda debido a que las reservas están concentradas en gran parte en países inestables políticamente, que podrían no realizar las enormes inversiones requeridas para su puesta en producción. Ello se traducirá en precios que podrían superar los 150\$/barril. En cuanto al gas natural, las reservas están más diversificadas y han aumentado considerablemente debido al desarrollo del gas no convencional (arenas compactas). Sin embargo, la lejanía entre países productores y consumidores y la dificultad y coste de la logística en forma de gas natural licuado (GNL) constituye un serio inconveniente que disminuirá con el progreso tecnológico.

Palabras clave

Petróleo, transporte aéreo, transporte terrestre, crisis, gas natural licuado

Abstract

It is just a matter of time before the demand for oil outstrips supply on account of the concentration of the majority of the world's reserves in politically unstable countries that will no longer be able to meet the vast investment required for production. This will then lead to oil prices possibly in excess of \$150/barrel. In terms of natural gas, the reserves are more diversified and have increased considerably as a result of the development of unconventional gas (tight sand). However, the distances between the producing countries and the consumers and the logistical costs in the form of liquefied natural gas (LNG) poses a serious inconvenience that may only be remedied by technological advances.

Keywords

Oil, air transport, land transport, crisis, liquefied natural gas

1. El futuro del petróleo

1.1 Evolución histórica de los precios (Fig. 1)

Es de interés, como introducción al estudio del petróleo, analizar la evolución histórica de su precio en dólares nominales y en dólares de 2012.

Puede apreciarse que hasta 1973 el precio se mantuvo a niveles muy bajos, del orden 1,2-1,4/barril nominales y 10-15\$/barril reales. El desarrollo económico mundial y, en particular, el español entre 1960 y 1973, se sustentó en un petróleo abundante y a muy bajo precio. La primera crisis del petróleo originada por la guerra de Yom Kippur en octubre de 1973 multiplicó por 5 el precio del petróleo en términos reales (de 10 a 50 \$/barril) y la revolución de Irán en 1980/81, tensionó nuevamente los mercados, alcanzando los 100\$/barril en términos reales.

Estos niveles de precio se alcanzaban porque los países de la OPEP, Organización de Países Exportadores de Petróleo, creada en 1960, ajustaban la producción para conseguir tensionar el equilibrio oferta-demanda. Consecuencia de ello fue la reducción de sus ventas debido a la desaceleración económica mundial y a que sus precios eran competitivos yacimientos conocidos pero hasta entonces no explotados por sus costes de producción relativamente elevados. La cuota de mercado de la OPEP bajó del 45 % al 25 %. Para recuperar cuota, algunos países rompieron el cartel y bajaron los precios hasta menos de 10\$/barril nominales en 1985. En algunos momentos se aplicó la fórmula llamada *net-back*. El refinador valoraba las ventas de productos petrolíferos y de esta cantidad se deducían los costes de refinado y de transporte abonando la cifra resultante. Los precios empezaron a recuperarse hasta finales de la primera década del presente siglo en que se alcanzaron los 100\$, nivel que, con pequeñas oscilaciones se viene manteniendo.

Crude oil prices 1861-2012
US dollars per barrel
World events

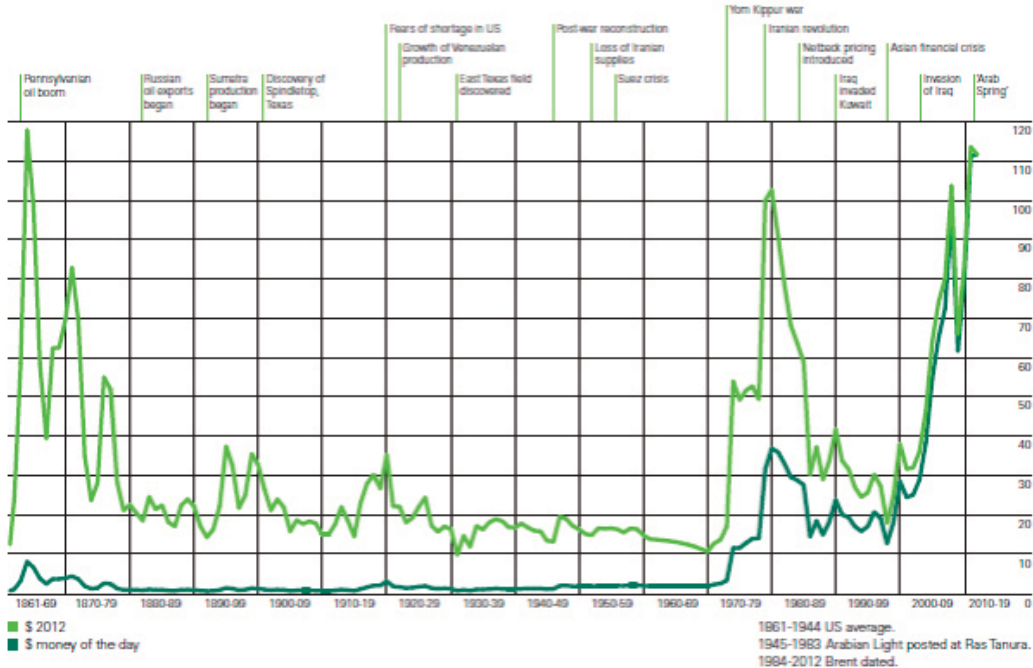


Fig. 1. Evolución histórica de los precios

1.2. Evolución de las reservas de petróleo

La producción de petróleo ha aumentado de modo continuo entre 1992 y 2012 habiendo pasado de 65 millones de b/d en 1992 a 86 millones veinte años más tarde, es decir, en 20 años se han producido 550 Gb de petróleo. En el mismo periodo de tiempo, las reservas económicamente recuperables han pasado de 1.039 a 1.669 Gb, habiéndose incrementado por tanto en 630 Gb. Ello significa que ha habido que aportar 1.180 Gb adicionales en 20 años (530+630), un 114 % de las reservas recuperables del año 1992.

Las razones de este incremento son tecnológicas y económicas. La evolución de las geociencias (geología y geofísica) ha permitido un mejor conocimiento de las cuencas sedimentarias especialmente por los progresos de la geofísica sísmica. En la década de los 70 del pasado siglo, los registros sísmicos se obtenían en dos dimensiones (sísmica 2D). En el último cuarto del siglo XX, se progresó extraordinariamente en la detección y tratamiento de las ondas sísmicas producidas por medio de explosivos o vibradores con la ayuda de computadoras más potentes y rápidas y un avanzado *software*, capaces de procesar en pocos días, en lugar de meses requeridos anteriormente, una enorme cantidad de datos a partir de los cuales se ha podido

construir una imagen tridimensional de las estructuras de una cuenca sedimentaria (sísmica 3D). La mejor definición del modelo geológico y de las potenciales reservas de una zona permite una mejor localización de los sondeos exploratorios incrementando así el factor de éxito de estos, que se ha duplicado en los últimos 30 años. Nuevos desarrollos tanto en la captación como en el tratamiento de los datos permitirán mejorar la imagen de formaciones situadas bajo espesas capas de sal o muy deformadas tectónicamente.

La realización de la sísmica 3D en sucesivas etapas del desarrollo de un yacimiento (sísmica 4D), permite conocer el movimiento de los fluidos contenidos en la formación (gas, petróleo y agua), obteniendo así una valiosa información para la mejor explotación del yacimiento y el consiguiente incremento del factor de recuperación.

Culminados los trabajos geológicos y geofísicos para la localización de posibles acumulaciones de hidrocarburos, la fase siguiente es el sondeo exploratorio que, en general, constituye el coste más elevado de la exploración. Se han producido grandes avances con la utilización de sistemas mecánicos e hidráulicos de nuevo cuño, que permiten mejorar la eficiencia de la transmisión de energía al trépano e

incrementar la eficacia de este en la perforación (motores de fondo, sartas articuladas, tuberías expandibles), así como mejoras en la metalurgia y el diseño de los elementos cortantes y de los fluidos de perforación. A su vez, los progresos realizados en las diagráfias eléctricas obtenidas durante la perforación (sónicas, nucleares y eléctricas), permiten la caracterización petrofísica de las formaciones en tiempo real: litología, porosidad, saturación en hidrocarburos, caracterización de los fluidos encontrados, etc. Todo ello ha dado lugar a una reducción del tiempo de perforación y a una mejora del coste y del control de los sondeos.

Otro gran desarrollo tecnológico ha sido la desviación de los sondeos verticales hasta alcanzar la horizontalidad a diferentes profundidades y en varias direcciones a partir de un pozo troncal vertical. Aunque la perforación horizontal es más cara que la vertical, los mayores costes son ampliamente compensados por las mejoras en productividad y los incrementos del factor de recuperación.

En los últimos años está adquiriendo un gran desarrollo la perforación marina. Desde los pocos metros de profundidad de agua a los que se podía perforar hace varias décadas, se ha pasado a más de 3.000 m en los sondeos de exploración y más de 2.750 en los de producción.

El mayor incremento de las reservas proviene del petróleo no convencional que hoy es económicamente competitivo a pesar del corte de extracción y del "upgrading" desde la densidad de 10° API a la de los destilados ligeros y medios. En efecto, en los últimos años las reservas recuperables de pizarras bituminosas en Canadá ha pasado de 40 Gb a 174 Gb y las de crudos extrapesados de Venezuela de 63 a 298 Gb, superando estas últimas a las de Arabia Saudita (266 Gb). Es decir, del incremento de reservas de 630 Gb en los últimos 20 años, 369 (el 59 %) se han producido en Canadá y Venezuela.

Es de significar que gran parte de las reservas están en países con grados diferentes de inestabilidad política y lo que genera incertidumbre respecto de la puesta en producción de sus reservas. Se requieren inversiones enormes para el desarrollo de los yacimientos conocidos que actualmente son en gran parte propiedad de las empresas nacionalizadas (NOC) que podrían no realizar todas las inversiones mencionadas por tener otras prioridades para los recursos disponibles o por preferir mantener la tensión oferta-demanda que favorece los altos precios del petróleo.

1.3. El futuro del petróleo

Las previsiones respecto de la demanda de petróleo indican que esta seguirá aumentando, debido en gran parte al peso de las economías emergentes como China o India. Frente a un crecimiento del consumo mundial del 14 % en los últimos 10 años, en China casi se duplicó y en India superó el 50 %.

La demanda de petróleo seguirá creciendo. Por el contrario, la oferta alcanzará difícilmente esta demanda por las razones antes apuntadas. Si en medio de una desaceleración económica mundial los precios del petróleo superan los 100\$/b, los más altos de la historia, es de temer que una recuperación de la economía mundial a la que irá asociada un mayor crecimiento de la demanda de petróleo origine tensiones en los mercados que podrían traducirse en precios elevados, tal vez del orden de 150 a 160 \$/b.

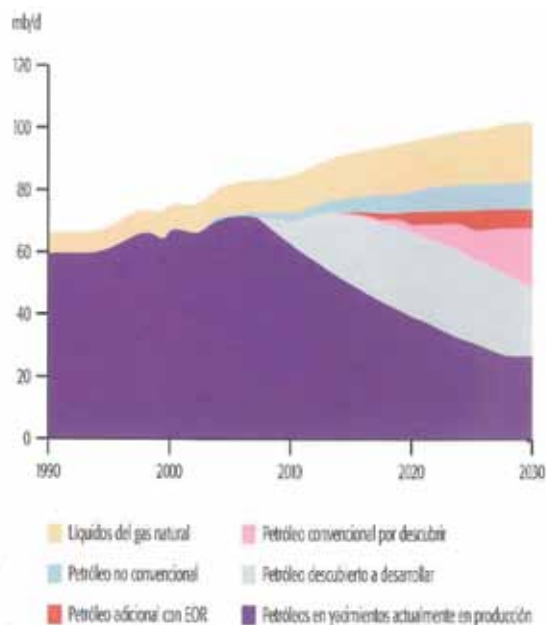


Fig. 2. Riesgos sobre la disponibilidad futura de petróleo

La figura 2 refleja los riesgos respecto a la disponibilidad futura de petróleo. El petróleo procedente de los yacimientos actualmente en producción ha comenzado a declinar, por lo que será necesario poner en producción petróleo descubierto y no desarrollado que igualmente empezará a declinar hacia 2020. Sumando el petróleo por descubrir, se alcanzará en 2030 una producción muy inferior a

la demanda que será complementada con el petróleo no convencional y los líquidos contenidos en el gas natural. La inversión requerida hasta 2030 se ha evaluado en unos 5 billones de dólares.

2. El futuro del gas natural

2.1. Evolución histórica del precio del gas natural

El precio del gas importado en los países carentes de esta fuente de energía ha evolucionado de manera similar al petróleo aunque algo más moderadamente. Entre 2002 y 2012 el precio del gas CIF Alemania aumentó el 241 % mientras que el petróleo lo hizo el 343 %. En cambio, en países autosuficientes en gas como lo es actualmente Estados Unidos debido al aumento de la producción de gas no convencional los precios se mantienen muy bajos, del orden del 30 % de los europeos. Por el contrario, en Japón, más lejos de las plantas de licuación de gas, el precio CIF es un 50 % superior a los europeos.

2.2. Evolución de las reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural y la producción, expresadas en Tcm han evolucionado del modo siguiente:

Año	Reservas	Producción
1992	117,6	2,00
2002	154,9	2,52
2012	187,3	3,36

Entre 1992 y 2002 se han producido 53,6 Tcm y las reservas han aumentado en 69,7 Tcm. Por tanto, en este periodo las nuevas reservas identificadas han ascendido a 123,3 Tcm. La razón de este incremento es la misma que en el caso del petróleo: las mejoras en las tecnologías de exploración y producción, el desarrollo de yacimientos marinos a grandes profundidades y la puesta en producción de gas no convencional, especialmente las arenas compactas (*tight sands*) y las formaciones carboníferas (*coalbed methane*, CBM). En Estados Unidos más del 50 % del gas producido procede de las arenas compactas y el 10 % del CBM. En España las reservas de gas son prácticamente nulas; sin embargo, en ciertas zonas podrían localizarse arenas compactas pero existe una oposición por parte de los movimientos ecologistas, carente de fundamento, que dificultará su localización y desarrollo. El argumento de que podría afectar a los acuíferos no es cierto, dado que

el gas se encuentra a profundidades muy superiores y las tecnologías de perforación permiten aislar estos acuíferos. Parecida consideración puede hacerse a la contaminación de las aguas que se utilizan para fracturar las formaciones, que pueden depurarse hasta lograr un impacto medioambiental mínimo.

La relación reserva-producción es de 57.

2.3. El futuro del gas natural

El inconveniente mayor del gas natural es la dificultad de su transporte marítimo, imprescindible por la lejanía de los yacimientos y los países consumidores. La licuación del gas natural a la presión atmosférica requiere un enfriamiento de hasta -161 °C ocupando un volumen 600 veces inferior al que ocupa en estado gaseoso a la presión atmosférica. Por tanto, un m³ de GNL contiene 5.400 termias, frente a 8.100 termias/m³ de petróleo. Las inversiones son muy elevadas y solo se realizan cuando existe un comprador seguro, utilizándose las cláusulas *take or pay*, es decir, se paga aunque no se retire el volumen contratado. La inversión en una planta de licuación varía entre 0,43 y 0,58 \$/m³.

También el transporte marítimo es caro. En efecto, la inversión por unidad energética en un metanero es el doble que un petrolero y la densidad de la carga es el 55 % de la de un petróleo de 34° API.

Las ventajas del gas natural como combustible hacen que se prevea un importante incremento del consumo mundial a medida que se desarrolla la logística, ya sea por gasoducto o en forma de GNL, sin por ello dejar de considerar la vulnerabilidad de las rutas de abastecimiento. Recuérdese, a estos efectos, la interrupción del suministro de gas natural desde Kazakhsan al centro de Europa a su paso por Ucrania que tuvo lugar hace algunos inviernos.

En España existen 7 plantas de regasificación, frente a 11 en el resto de Europa lo que confiere a nuestro país una gran versatilidad en el abastecimiento de GNL. Por otra parte, hay dos gasoductos Argelia-España, uno a través de Marruecos y otro directamente desde Orán a Almería. En 2012 se importaron 13,3 bcm por gasoducto (10,2 de Argelia y el resto del Reino Unido y Noruega) y 21,4 en forma de GNL (5,4 de Nigeria, 3,6 de Argelia, 4,3 de Qatar, 2,6 de Perú y 2,5 de Trinidad y Tobago). La red de gasoducto española es del orden de 9.000 km. El consumo de gas ha pasado de 20,8 bcm en 2002 a 31,4 en 2012. **ROP**



**Fig. 3. Foto de 1975.
Visita del ministro de Industria
al yacimiento marino de
Casablanca**



**Fig. 4. Foto de 1975.
Visita del ministro de Industria
al yacimiento marino de
Casablanca**



**Fig. 5. Foto de 1999.
Visita del ministro de Industria
al Instituto Superior de la
Energía en Móstoles**



**Fig. 6. Foto de 1987.
Visita del Rey a Campsa, con
motivo del sesenta aniversario
de la creación del monopolio de
petróleo**