



## **TRADING DE CRUDO Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS**

Autor: Jesús Ballesteró Sánchez

Tutor: Enrique Varela Simó

Máster en Negocio y Derecho Marítimo

Promoción 2016/2017

# Índice

1.- INTRODUCCIÓN .....	3
2.- EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PETRÓLEO .....	5
2.1. ANTECEDENTES.....	5
2.2. A PARTIR DE LA SEGUNDA MITAD DEL SIGLO XIX.....	5
2.2.1. Primeros usos.....	5
2.2.2. La Standard Oil y el nacimiento de las primeras Oil Majors .....	7
2.2.3. El petróleo a partir de la Segunda Guerra Mundial.....	9
3. EL CRUDO.....	16
3.1. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS.....	16
3.1.1. POR CALIDAD: .....	16
3.1.2. POR ÁREA GEOGRÁFICA .....	20
3.2. LOS PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO .....	24
3.2.1. GLP .....	25
3.2.2. Nafta .....	26
3.2.3. Gasolina .....	27
3.2.4. Queroseno.....	28
3.2.5. Gasóleos .....	28
3.2.6. VGO (Vacuum Gas Oil) o Gasóleo de Vacío.....	31
3.2.7. Fuel Oil .....	31
3.2.7. Asfaltos.....	32
3.3. CICLO DEL PETRÓLEO .....	34
3.3.1. UPSTREAM.....	34
3.3.2. MIDSTREAM .....	41
3.3.3. DOWNSTREAM .....	55
4.- EL MERCADO DEL CRUDO .....	62
4.1. TIPOS DE MERCADOS .....	66

4.1.1. PARTICIPANTES .....	67
4.1.2. MERCADOS DE FÍSICO .....	69
4.1.3. MERCADOS DE DERIVADOS .....	75
4.4. LA FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO: LOS CRUDO MARCADORES .....	91
- LOS CRUDO MARCADORES .....	92
4.4.1. BRENT .....	93
4.4.2 CRUDO WEST TEXAS INTERMEDIATE .....	95
4.4.3. CRUDO DE DUBÁI.....	96
5. CONCLUSIONES .....	97
6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS .....	99

# 1.- INTRODUCCIÓN

En una sociedad como la actual, los productos derivados del petróleo se encuentran presentes en todos los ámbitos de nuestra vida. Gran parte de los utensilios que utilizamos habitualmente son fabricados a partir de este recurso natural.

Son una enorme fuente de energía que nos proporcionan gasóleos y gasolinas que permiten el funcionamiento de los motores de nuestros vehículos. Además, nos encontramos con otros derivados del petróleo como son los GLP, muy utilizados en los hogares para la cocina y el agua caliente (butano), también en la industria química y como sustitutos del Gas Natural en las zonas a las que éste no llega (propano), Fuel Oil para buques, queroseno para la aviación, etcétera. Por otro lado, nos encontramos con otros derivados del petróleo cuyo uso no es energético, sino que su aplicación está basada en otras propiedades como son los asfaltos o los lubricantes y los productos derivados de la petroquímica, que nos proporcionan plásticos, detergentes, gomas, fertilizantes agrícolas, cosméticos, pinturas, etcétera.

El petróleo como fuente de energía ha representado un papel fundamental a lo largo de la historia en la evolución y el desarrollo de nuestro modo de vida representando alrededor del 2,5 % del PIB mundial y más de una tercera parte de la energía a nivel global. En cualquier pronóstico realista a medio y largo plazo, los hidrocarburos continuaran representando ese papel fundamental para cubrir la demanda de energía en una sociedad en la que el abanico de posibilidades para cubrir estas necesidades es cada vez más amplio. Dada la importancia que representa esta materia prima para nuestra sociedad, nuestra economía se ve directamente afectada por cualquier tipo de suceso que afecte a su oferta y demanda.

Como comentamos, el petróleo está integrado en nuestra vida cotidiana y es un elemento fundamental en el funcionamiento de nuestra sociedad, sobre todo para los países industrializados. Este elemento es la fuente de energía más importante desde mediados del siglo pasado y hoy en día sigue sustentando nuestras actividades diarias.

Al ser una de las bases principales de nuestra economía, la oscilación de sus precios influye directa e indirectamente en el precio de otros muchos productos. Debido a la alta dependencia que el mundo tiene del petróleo y a que se trata de una fuente de energía no renovable y que afecta directamente al medio ambiente de forma negativa, se ha

fomentado la investigación de otras fuentes de energía alternativas, y este parece ser el objetivo de los países desarrollados y de las políticas de cada vez más países, una carrera hacia la búsqueda de nuevos modelos energéticos, más seguros, económicos y respetuosos con el medio ambiente. Por ello, se prevé que la demanda de hidrocarburos como fuente de energía ira descendiendo en los próximos años.

En Europa, aproximadamente el 85% del petróleo que se demanda se importa del exterior, y en España esa dependencia externa es superior, superando el 95%. Este es otro de los objetivos de estos países, reducir la dependencia energética del exterior y aumentar y desarrollar otras fuentes de energía propias.

En este panorama, y dada la relevancia del petróleo para nuestra economía, mantener y asegurar el suministro nacional es fundamental, y eso se consigue con distintas estrategias, pudiendo destacar, el fomento de la producción interna, la diversificación de las zonas de suministro y las rutas de abastecimiento. De otro lado, poseer una red logística eficiente y de un sistema de refinó eficaz, propio y cercano a las zonas de demanda, es imprescindible para garantizar el abastecimiento del consumidor final. Por ello, es de gran importancia que los gobiernos, dentro de sus objetivos de desarrollo industrial fomenten el desarrollo de esta industria y apuesten por una industria del petróleo competitiva, y así garantizar el suministro de un sector estratégicamente vital.

El presente trabajo trata de dar una visión objetiva al trading de crudo y productos derivados del petróleo. Comienza analizando su historia, y la evolución de las compañías que intervienen en este negocio y veremos como se han desarrollado y hasta llegar a lo que son hoy en día.

En una segunda parte, se estudian los distintos tipos de crudos, sus características, peculiaridades y los productos derivados del mismo. En este mismo capítulo analizaremos la empresa integrada y las partes que la integran, viendo a través de ella las diferentes etapas del crudo, desde los yacimientos hasta el consumidor final.

Por último, veremos los distintos mercados en que se negocia el petróleo, los diferentes tipos de coberturas que utilizan para cubrir los precios, la formación de sus precios y como se negocian los crudos y productos derivados en los diferentes mercados del mundo.

## 2.- EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PETRÓLEO

### 2.1. ANTECEDENTES

La palabra petróleo está compuesto por los términos "petra", del latín, que significa roca, y del término griego óleum, que significa aceite. El petróleo es un aceite mineral de origen fósil, que en muchos casos presenta un color muy oscuro y un alto grado de viscosidad. Este aceite se origina principalmente a partir de restos de organismos acuáticos, tanto animales como vegetales, que, en unas determinadas condiciones, y a partir de su depósito en el fondo marino, progresivamente se van cubriendo de sedimentos, y se van transformando en hidrocarburos.

El término "petróleo crudo" es empleado para referirse a los hidrocarburos procedentes de material fósil. El compuesto del petróleo puede variar mucho en función de la zona geográfica y del depósito del que proceda, pero podríamos estimar que está compuesto en su mayoría por aproximadamente el 85% de carbono y algo más del 10 % de hidrógeno. La densidad del crudo se expresa en grados API, de sus siglas en inglés "American Petroleum Institute". Si medimos un crudo en función de sus grados API, podremos determinar que a más grados API más ligero es. Comúnmente los crudos se dividen en ligeros y pesados y se suelen denominar por el nombre de la región de la que proceden. Podemos considerar a un crudo con 40° API como un crudo medio.

La fórmula que mide la densidad bajo el sistema API es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 \quad a \ 60^{\circ}F$$

(*GE = a densidad específica del fluido*)

## 2.2. A PARTIR DE LA SEGUNDA MITAD DEL SIGLO XIX

### 2.2.1. Primeros usos

Desde la antigüedad el petróleo ha recibido diversos nombres, entre ellos, puede que el más conocido fuese el de "asfalto". Es una sustancia negra y viscosa.

En sus inicios tuvo diferentes usos, por ejemplo, en Oriente Medio, debido a su impermeabilidad, se convirtió en un material imprescindible para la construcción de barcos. En la antigua babilonia comenzaron los primeros sistemas de riego, estos habitantes construían canales para trasladar el agua y llevarla a los campos de cultivo, y para impedir que el agua se filtrase a la tierra, revestían las paredes y el fondo de los canales con arena y maderas impregnadas con asfalto.

Pero no es hasta el siglo XIX con la búsqueda de nuevos medios de combustión y la necesidad de un nuevo alumbrado, más barato y eficiente que los utilizados hasta el momento; por un lado, el tradicional aceite de ballena se hacía bastante costoso, por lo que solo era asequible para algunos bolsillos. Por otro lado, el gas procedente del carbón, también conocido como alumbrado de gas, tenía un acceso muy limitado, pues solo disponían de él ciertos núcleos de población y solo en determinadas zonas. Este y otros motivos propiciaron el inicio de esta carrera hacia la búsqueda de nuevos combustibles.

Esta búsqueda llevo al canadiense Abraham Gessner a desarrollar un refino de combustible a partir de bitumen, carbón y petróleo, así obtuvo lo que se conoce como queroseno. Adquirió una patente para la producción de este nuevo combustible que se utilizó para la iluminación, tratándose de una fuente más asequible para los bolsillos y más limpia.

La demanda de petróleo creció décadas antes del desarrollo del automóvil debido, entre otras cosas, al desarrollo del transporte en tren y la mecanización. Todo ello trajo consigo la necesidad de lubricante industrial que hasta entonces provenía de la grasa de ballena. La alta demanda de petróleo desató la búsqueda de mayores yacimientos. Pronto surgió la idea de comenzar a realizar pozos y perforaciones para obtener petróleo del interior. Las primeras excavaciones se realizaron en Alemania, pero un pozo cerca de Titusville, en Pennsylvania (Estados Unidos), realizado por Edwin L. Drake, en 1859 es el que obtendría mayor fama. En pocos años la fiebre del oro negro se extendió por toda América.

La evolución de la industria del petróleo ha estado íntimamente ligada a la aparición del automóvil. La gran revolución del sector del transporte comenzaba a tomar forma a principios del siglo XX, y esta revolución otorgó al combustible derivado del petróleo el gran papel que mantiene en la actualidad.

El desarrollo del automóvil, y el consumo extendido de gasolina se convirtió en uno de los impulsores de la industria petrolera, un nuevo combustible que en años sucesivos se demandaría en enormes cantidades. En los años previos a la Primera Gran Guerra, había en todo el mundo más de un millón de automóviles movidos por gasolina. El responsable de este crecimiento fue Henry Ford, quien desarrolló en 1908 el célebre modelo "T", consiguiendo vender en aproximadamente 15 años unos 15 millones de unidades.

### **2.2.2. La Standard Oil y el nacimiento de las primeras Oil Majors**

En 1870 John D. Rockefeller fundó la Standard Oil. Rockefeller estandarizó la producción de productos refinados, con el fin de sacar al mercado productos específicos que pudiesen ser utilizados de forma específica, pero sobre todo en los automóviles, y así creó una industria que se desarrolló en paralelo a la industria del automóvil. Rockefeller fue de los primeros en darse cuenta de la necesidad de crear una empresa que controlase desde la producción a la distribución, es lo que se conoce con el término de empresa integrada. Con el tiempo se pasó al modelo de integración vertical englobando el refino, el transporte, el marketing y por último la producción de petróleo, convirtiéndose en el modelo de referencia en el sector para las siguientes décadas.

A finales de 1870, con más de 70 empresas integradas en la Standard Oil, controlaba el 90% de la industria refinera en América y casi el 85% del comercio de productos. En 1890 presionado por otros competidores, y debido a su posición claramente dominante en el sector, el Congreso aprobó la Ley Sherman antimonopolio, lo que llevó a Rockefeller a los Tribunales por considerarse que la configuración y ejecución de su Standard Oil se podía encasillar dentro del término "monopolio". Tras 20 años de batalla legal, Rockefeller se vio obligado a dividir la Standard Oil en 34 empresas independientes. Entre las empresas resultantes podemos destacar: ExxonMobil, resultado de la fusión en 1999 de la Standard Oil de New Jersey (Exxon a partir de 1972) y la Standard Oil de Nueva York (Mobil a partir de 1966), la ConocoPhillips (es el resultado de la fusión en 2002 entre Conoco Inc. y la Phillips Petroleum Company (la Conoco viene de la Standard de los estados de las Rocosas) Chevron (Standard Oil de California), estas y otras compañías resultantes de la disolución de la Standard Oil, continúan formando hoy en día la médula de la industria petrolera de los Estados Unidos.

El modelo creado por Rockefeller se trasladó rápidamente al otro lado del Atlántico y fue adoptado por una empresa Anglo-Holandesa, la Royal Dutch Shell, el homólogo europeo a la Standard Oil.

La hegemonía del carbón sufrió su primer revés cuando en la marina británica se interesan a principios del siglo XX por la utilización de motores diésel alimentados por petróleo. Más tarde se extendió su uso a la marina mercante, hornos industriales y otros sectores.

En este contexto, y debido al apoyo del almirante británico Fisher, desempeña un papel importante la compañía Anglo-Persian, actualmente British Petroleum (BP), marcando con sus descubrimientos en Irán, el comienzo de la explotación de petróleo en Oriente Medio. Más tarde, debido a la importancia estratégica que consideraron tendría el petróleo en caso de un conflicto bélico, el gobierno inglés, por iniciativa del ministro de marina Winston Churchill se hace con la mayoría de las acciones de la Anglo-Persian.

En el periodo de entreguerras hubo una gran rivalidad entre las grandes compañías, las cuales compitieron de forma feroz. La caída de los precios que precedió a la postguerra llevo a las siete grandes compañías, conocidas más tarde como las siete hermanas, cinco estadounidenses y dos británicas, a reunirse en 1928 con el fin de terminar con la lucha entre ellas y con ello intentar controlar la producción. Perseguían establecer un sistema de cuotas que mantuviese los precios en los principales mercados.



Ilustración 1 – (Las Siete Hermanas) – Fuente: Blog Banesco.

### 2.2.3. El petróleo a partir de la Segunda Guerra Mundial

Finalizada la Segunda Guerra Mundial, estas grandes compañías conocidas como Las Siete Hermanas, trabajaban para hacerse con el control del mercado de petróleo mundial, y como comentábamos anteriormente habían establecido un sistema de cuotas para repartirse el negocio del petróleo. En 1960 constituían un verdadero “*cárter petrolero en la sombra*”<sup>1</sup>. Ello llevo a Juan Pablo Pérez, ministro del petróleo de Venezuela a proponer una reunión con los gobiernos de Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait cuyo objetivo era controlar la producción de petróleo, y así intentar equilibrar la balanza de la oferta y demanda mundial en este sector.

#### A) La OPEC

Una bajada de los precios de forma unilateral por parte de las grandes compañías de petróleo, llevo a que, en 1960, se llevase a cabo una conferencia con la finalidad de uniformar la dirección a seguir por los países asistentes a la misma, creando una organización intergubernamental denominada “OPEC” por sus siglas en inglés “*Organization of Petroleum Exporting Countries*” o, en español, “*Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP)*”.

La OPEC es una organización intergubernamental formada por algunos de los principales extractores de petróleo de mundo. Está reconocida como una organización internacional por la Organización de las Naciones Unidas desde 1965. El objetivo principal de esta organización es “*coordinar y unificar las políticas de los Países Miembros, asegurando la estabilidad de los mercados que garanticen un suministro de petróleo económico, eficiente y regular el suministro de petróleo a los consumidores, unos ingresos estables a los productores, y un retorno de capital justo para quienes invierten en la industria del petróleo*”<sup>2</sup>. Buscan con ello estabilizar los precios y eliminar fluctuaciones en el mercado.

Esta institución nace en Bagdad, en 1960. Inicialmente fueron cinco los países que la formaban (Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait). A partir de su fundación, comienza a adquirir importancia ya que, los miembros que la componen empiezan a tomar parte del control internacional en el mercado del petróleo y pronto inician una política de fijación de precios, no tardando en sumarse otros países (Catar 1961), Libia (1962). Actualmente, la OPEC está formada por catorce países.

---

<sup>1</sup> ANTHONY SAMPSON, Las Siete Hermanas.

<sup>2</sup> <http://www.opec.org>

## What countries are part of OPEC?

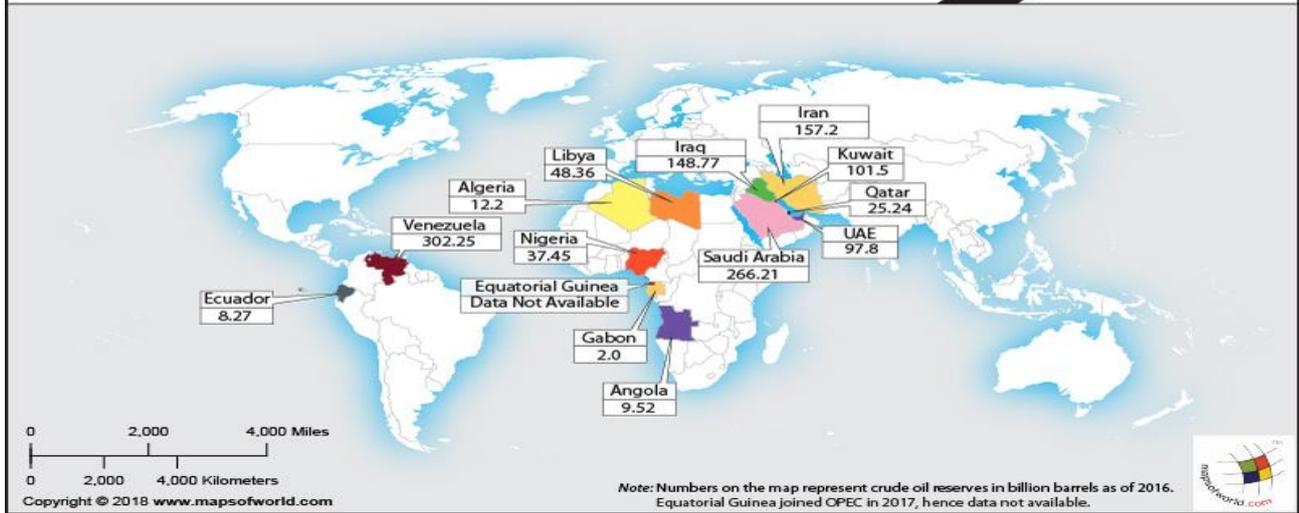
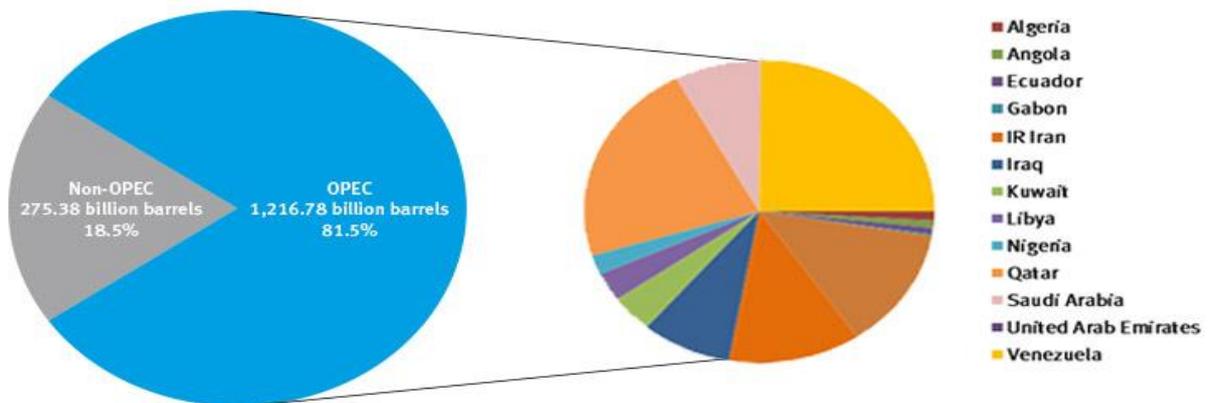


Ilustración 2- Fuente: [www.mapsofworld.com](http://www.mapsofworld.com)

Por orden alfabético, los países que forma la OPEC en el año 2018, son los siguientes: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Catar, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Gabón, Guinea Ecuatorial, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria Y Venezuela.

Como podemos observar, no está formada por todos los países exportadores de petróleo, pero como se aprecia en la siguiente grafica (*ilustración 3*), estos países controlan el 81,5% de las reservas de petróleo de mundo.

### OPEC share of world crude oil reserves, 2016



OPEC proven crude oil reserves , at end 2016 (billion barrels, OPEC share)

Venezuela	302.25	24.8%	Kuwait	101.50	8.3%	Qatar	25.24	2.1%	Gabon	2.00	0.2%
Saudi Arabia	266.21	21.9%	United Arab Emirates	97.80	8.0%	Algeria	12.20	1.0%			
IR Iran	157.20	12.9%	Libya	48.36	4.0%	Angola	9.52	0.8%			
Iraq	148.77	12.2%	Nigeria	37.45	3.1%	Ecuador	8.27	0.7%			

Source: OPEC Annual Statistical Bulletin 2017.

Ilustración 3 - Fuente: [www.opec.org](http://www.opec.org)

No obstante, a pesar de controlar más de tres cuartas partes de las reservas mundiales de petróleo, no todos los estados que forman la OPEC se encuentran entre los 10

países que más petróleo extraen al día. De hecho, tan solo 5 de los 10 mayores productores de petróleo forman actualmente parte de esta organización. Como se observa en la siguiente figura (*ilustración 4*), el top 10 de los países productores de petróleo, controla el 69% de la producción diaria de petróleo y de esos 10, los 5 pertenecientes a la OPEC, extraen el 30% de la producción diaria de petróleo.

Es evidente que la OPEC ejerce una gran influencia en el mercado mundial del petróleo e intenta controlar los precios y la producción. Sus intentos han sido aún mayores después de la evolución de la técnica del *fracking*, que permitirá a países que poseen grandes reservas de petróleo el cual no les era posible extraer, comenzar a producirlo. En estos momentos, señalan algunas compañías que el precio de extraer petróleo mediante la técnica del *fracking* se ha reducido en torno a los 25 dólares por barril, por lo que será económicamente viable su extracción, siempre y cuando el precio del barril de petróleo no descienda de unos ciertos márgenes. Como ejemplo claro de esta situación nada positiva para la OPEC, podemos comentar que, según estudios recientes, en EE. UU. se ha vuelto, y no lo hacía desde principios de los años 50, a exportar petróleo de forma neta, en parte gracias al auge de los yacimientos no convencionales, y está luchando con Rusia por ser la primera potencia del mundo en producción y exportación de productos derivados del petróleo. Una de las razones principales es que la demanda de petróleo se ha visto reducida en la última década en los EE. UU., debido a muchas razones, entre otras, la eficiencia energética y el desarrollo de nuevas tecnologías. Otro dato a tener en cuenta es que actualmente es el país en el que más velozmente crece la producción de petróleo.

The 10 largest oil<sup>1</sup> producers and share of total world oil production<sup>2</sup> in 2017

Country	Million barrels per day	Share of world total
United States	14.46	15%
Saudi Arabia	12.08	13%
Russia	11.18	12%
Canada	4.87	5%
Iran	4.67	5%
Iraq	4.48	5%
China	4.45	5%
United Arab Emirates	3.71	4%
Brazil	3.29	3%
Kuwait	2.93	3%
Total top 10	66.12	69%
World total	95.36	

<sup>1</sup> Oil includes crude oil, all other petroleum liquids, and biofuels.

<sup>2</sup> Production includes domestic production of crude oil, all other petroleum liquids, biofuels, and refinery processing gain.

*Ilustración 4 – Fuente: The 10 largest oil producers and share of total world oil production in 2017 - U.S. Energy Information Administration*

## B) Las dos grandes crisis del petróleo

Los primeros años de esta organización (hasta el año 1962, de los ocho países que la formaban, cinco eran de la región de Oriente Medio) la OPEC estaba formada por países en su mayoría árabes, por lo que se veía altamente afectada por todos los acontecimientos geopolíticos que tenían lugar en Oriente Medio.

De este modo, y tras el apoyo de algunos países occidentales a Israel durante la guerra de Yom Kippur, en octubre de 1973, conocida como la guerra árabe-israelí, los países integrantes de la OPEC a los que se sumaron Siria, Egipto y Túnez, decidieron ese mismo mes de octubre, no vender más petróleo a los estados que apoyaron a Israel, en especial EE. UU. La OPEC casi duplicó el precio del petróleo, e incluso llegó a amenazar con disminuir la producción de petróleo en un 5% al mes. Estábamos ante el final de una época de crudo barato que había ayudado al desarrollo de occidente tras el fin de la Segunda Gran Guerra.

Las consecuencias de esta interrupción, sumada a la dependencia de occidente de la importación de crudo procedente de estos países, provocó, unido a otros factores, una recesión de la economía en los países occidentales debido a la subida del precio del crudo que casi llegó a duplicarse. La política llevada a cabo por esta organización se tradujo en una subida rápida de los precios del petróleo con la consiguiente reducción de la demanda consiguiendo su objetivo último, que no era otro que dominar el mercado del crudo controlando la oferta.



El precio del barril en los años 70 se mantuvo elevado permitiendo a esta organización fortalecerse.

En 1979, bajo la sombra de la Revolución Iraní y de la guerra entre Irak e Irán, se produjo la conocida como segunda crisis del petróleo. En este contexto, el precio del barril de petróleo se disparó afectando principalmente a Europa y Japón, pues eran los mayores dependientes del petróleo de Oriente Medio, lo que provocó un empobrecimiento de estos países. A raíz de estos sucesos, creció la exploración en otras regiones, lo que trajo consigo el descubrimiento y explotación de nuevos pozos en Alaska y en el Mar del Norte.

Entre otras, principalmente esta crisis se debió, por un lado, a las huelgas generalizadas en las refinerías de Irán como enclave estratégico y administrativo vital para derrocar el poder del Sha en 1978, esto trajo consigo una reducción de la producción de casi un 70%. Por otro lado, en septiembre de 1980, estallaba la guerra entre Irak e Irán, que produjo la paralización de prácticamente todas las exportaciones desde Irán, afectando enormemente al mercado de precios y provocando una subida inmediata de estos.

Otro de los factores fundamentales de este aumento de precios, se debe a que el consumo de petróleo y de sus productos crece, debido en parte a la creciente demanda procedente de países como china y la india mientras que como señalamos la oferta y la producción se ve afectada por estos hechos y cae.

En los años venideros, los precios comienzan a caer y los mercados se vuelven cada vez más inestables con unos precios más volátiles, volatilidad, en parte derivada del estallido de la 1ª Guerra del Golfo que finalizó a principios de 1991 con la llamada operación Tormenta del Desierto, que condujo a la demolición de la mayor parte de la producción petrolera en Irak.

### **C) Presente y futuro de la OPEC**

Hoy en día, la OPEC continúa ejerciendo una gran fuerza sobre los precios del crudo. Desde sus inicios, esta organización ha mantenido la misma idea; que todos los Estados que la forman, mantengan unas cuotas de producción marcadas para limitar la oferta y así lograr una subida de los precios de mercado. Esta es una estrategia muy inteligente en un marco en el que existe una débil competencia por lo que hoy es uno de los grandes problemas a los que tiene que hacer frente la organización.

Otro de los problemas que se le presenta a la OPEC, es la evolución de las nuevas formas de extracción de crudo, con la correspondiente llegada al mercado de nuevos productores, provocando un aumento de la competencia en este sector y la reducción de su influencia en el mercado de precios.

En los siguientes gráficos podemos observar la evolución en la producción mundial de crudos en comparación con la evolución en los países que forman la OPEC desde el año 2013:

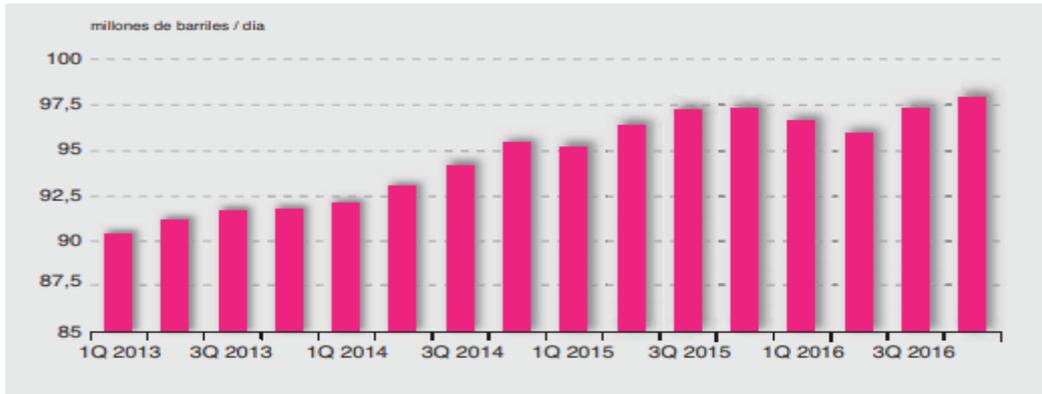


Ilustración 5 - Fuente: Memoria AOP 2016 (Producción Mundial)

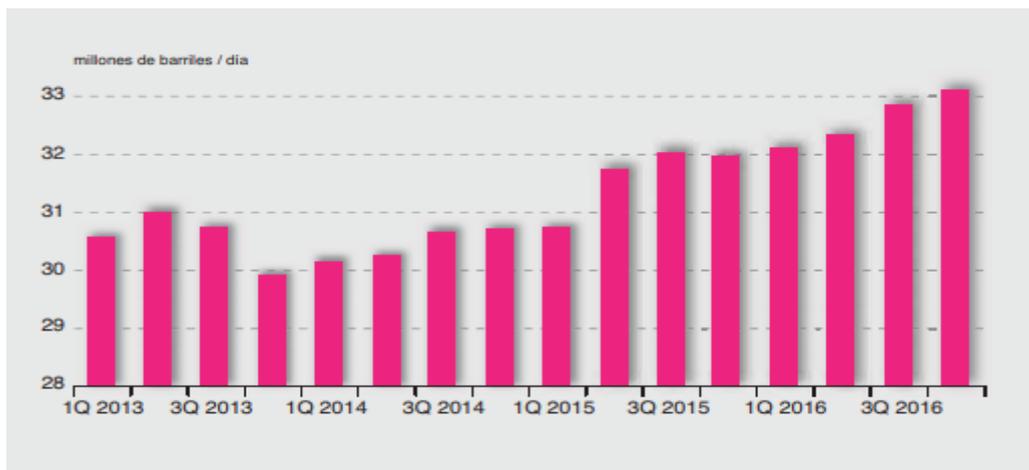


Ilustración 6 – Fuente: Memoria AOP 2016 (Producción OPEC)

De los recientes movimientos llevados a cabo dentro de la OPEC, podemos observar una nueva hoja de ruta de la organización en su intento de evitar la obsolescencia. Todo lleva a pensar que el futuro próximo de la organización pasa por los nuevos acuerdos con Rusia. Nos encontramos ante el tercer país que más petróleo produce actualmente<sup>3</sup> y teniendo en cuenta el importante peso que la producción de petróleo representa para su economía, no permitirán que el precio del crudo este marcado por

<sup>3</sup> Fuente: The 10 largest oil producers and share of total world oil production in 201 U.S - Energy Information Administration.

una potencia como EE. UU. Todo parece indicar que la política energética rusa, esté en cierto modo interesada en favorecer a una organización como la OPEC, e intentar frenar de algún modo la fuerza que EE. UU. ejerce sobre el mercado del crudo. Vemos por tanto como los intereses de la OPEC confluyen con los de uno de los mayores productores de crudo del mundo, Rusia. Parece claro que este sea uno de los motivos que han llevado a que en uno de los últimos acuerdos alcanzados por la OPEC en el que se marcaban las cuotas de extracción hasta finales del presente año, se incluya también a Rusia.

A pesar de que el futuro de la organización parezca incierto, y como se puede observar, ya no goza de la superioridad que tuvo en el pasado, la OPEC continúa teniendo mucho peso en el mercado del petróleo. El futuro nos dirá si consigue superar los nuevos escollos que se le presentan, o si estamos ante el fin de la supremacía de otra de las grandes dominadoras del mercado del crudo como en su día sucedió con las conocidas como las “*Seven Sisters*”.

## 3. EL CRUDO

Como comentábamos anteriormente, los crudos están formados por hidrocarburos y otros compuestos de hidrogeno y carbono, que a su vez tienen partes de azufre, oxígeno, nitrógeno y metales. El proceso de formación del petróleo es un proceso lento, que lleva millones de años.

Los hidrocarburos están compuestos de hidrogeno y carbono, y se pueden clasificar en dos grupos:

- Hidrocarburos saturados (parafinas y naftenos). Los parafínicos tienen alto rendimiento en nafta y el componente de azufre es bajo. Por su parte los nafténicos tienen un alto contenido en destilados medios y al igual que los anteriores, su contenido en azufre es bajo.
- Hidrocarburos insaturados (olefinas, acetilenos y aromáticos)

Otros compuestos del petróleo son el azufre, oxígeno, nitrógeno, agua, sedimentos (como la arena), sales (habitualmente contenida en el agua) y componentes metálicos. Algunos de estos compuestos como sales, agua, sedimentos, etc., influyen en el precio de los crudos reduciendo su valor en el mercado.

### 3.1. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS

Habitualmente los crudos se clasifican principalmente teniendo en cuenta dos parámetros, por un lado, su calidad y, por otro lado, en función del área geográfica de la que procedan.

#### 3.1.1.POR CALIDAD:

##### A) En función de su densidad:

*“Las transacciones comerciales y las operaciones tecnológicas de crudo (energía primaria) y de sus derivados líquidos (energía procesada o secundaria) se realizan intercambiando volúmenes ya que su estado físico es líquido. Estas transacciones son altamente energéticas, se compra se vende o se procesa energía, por lo que se hace*

*necesario conocer qué cantidad de energía se corresponde con cada unidad e volumen. Es la densidad del combustible la que nos informa sobre la cantidad de masa por unidad de volumen que tiene una sustancia. La gravedad específica es la relación que existe entre la densidad del líquido respecto a la densidad del agua a la temperatura de referencia de 60°F ó 15,6°C.”<sup>4</sup>*

La densidad es una unidad de medida, que mide la masa de un material por unidad de volumen. Se debe evitar la confusión con viscosidad, que establece la capacidad de un líquido para fluir.

La densidad se puede medir de distintas formas, pero la más habitual es el grado API. Las siglas API tienen su procedencia del Instituto Americano del Petróleo, o American Petroleum Institute, es una unidad utilizada para expresar la densidad de los crudos, y se expresa en grados.

Según los grados API, los crudos se pueden clasificar:

- a) **Crudos extra-ligeros**: Presentan un grado API de en torno a 60 °.
- b) **Crudos ligeros**: Presentan un grado API de entre 35-45 °. Son crudos con un elevado grado de hidrocarburos con escaso peso molecular. Su transporte es más sencillo que los de que contienen un elevado peso molecular. Tienen un alto rendimiento para la obtención de combustibles (diésel, queroseno, nafta y gasolina).
- c) **Crudos medios**: Presentan un grado API entre 30 y 35 °. Son crudos con un grado medio de hidrocarburos con escaso peso molecular. Su transporte es sencillo. Tiene gran rendimiento para la obtención de combustibles y polímeros y parafinas.
- d) **Crudos pesados**: Presentan un grado API menor de 30 °. Son crudos con un elevado grado de hidrocarburos de mediano peso molecular. Su transporte es más complicado. Tiene gran rendimiento para la obtención de parafinas, polímeros, aceites y combustibles.
- e) **Crudos extra-pesados**: Presentan un grado API igual o menor a 15 °. Son crudos con un escaso grado de hidrocarburos y con mucho peso molecular. Su transporte es más complicado. Tiene un gran rendimiento para la obtención de parafinas, polímeros, aceites y betunes.

---

<sup>4</sup> René Ruano Rodríguez, Grados API y gravedad específica de los hidrocarburos, combustibles líquidos, 2013. Pág 1.

- f) **Crudos no convencionales** (arenas y pizarras bituminosas): Presentan un grado API menor a 10 °.

En la siguiente figura podemos observar diferentes crudos, y entre otros parámetros, sus respectivos grados API.

Crude Oil	Location	API	Sulfur Wt%	HvNap% of Gasoil	HvNap LV%	Diesel LV%	Gasoil LV%	Pitch LV%
West Texas	USA	40.2	0.3	75	16.6	15.4	22.1	14.3
Nacx1	Prop	39.4	0.1	42.3	12.7	11.1	29.9	17.2
Brent	North Sea	39	0.3	49.5	13.9	16.5	28	10.9
Bach Ho	Viet Nam	38.6	0	23.1	8.8	19.9	38.1	14
eastex	USA	38.2	0.3	53.9	15	16.8	27.8	11.7
Magallanes	Chile	37.5	0.1	39	11.3	23.6	28.9	8.5
Sauces	Argentina	35.9	0.3	46.7	13.6	20.9	29.1	10.6
West Texas Sour	USA	35.3	1.5	50.2	13.9	15.5	27.8	13.9
Minas	Indonesia	35.1	0.1	21.9	8.1	17.7	37	20.5
Arab Light	Saudi Arabia	34	1.8	41.9	12.4	16.6	29.7	15.9
Gulf1	PetroPlan	33.6	1.1	49.6	11.4	19.6	23	19.7
Isthmus	Mexico	32.9	1.6	46.7	12.9	17.4	27.7	14.7
Kuwait	Kuwait	32.4	2.6	36.1	11.1	15.2	30.8	18.7
Taching	China	32.3	0.1	14	5.3	14.3	37.8	28.9
Oriente	Ecuador	31.6	1	32.7	10.8	17.1	33.2	17.1
Forcados	Nigeria	30	0.3	26.3	9.9	23.2	37.6	7.2
Arab Heavy	Saudi Arabia	28.8	2.8	32	9.6	14.4	30.1	24.1
Cano Limon	Colombia	31	0.5	22.5	8.7	18.6	38.8	14.3
Lago Treco	Venezuela	27.7	1.6	28.7	9.3	16	32.4	23.3
Alaska	USA	27.1	1.2	25.2	8.8	17.2	34.8	18.9
Tia Juana Med	Venezuela	25.4	1.6	25.5	7.8	15.6	30.6	26.9
Shengli	China	24.7	1	10.8	3.9	13.5	36	36.5
BCF-24	Venezuela	23.6	1.8	21.2	6.7	15.2	31.8	30.7
Maya	Mexico	22.1	3.5	31.1	8.3	13.2	26.7	33.9
Wilmington	USA	19	1.5	15.6	5.6	16	35.8	28.4
Bachaquero	Venezuela	17.3	2.4	12.2	4.2	14.8	34.4	35.9
Boscan	Venezuela	10.2	5.5	6	1.7	9.8	27.3	55.5

Ilustración 7 - Fuente: Tennessee Crude Oil Facts & Kentucky Crude Oil Facts

Como comentábamos al principio de este estudio, la fórmula utilizada para medir la densidad de los crudos bajo el sistema API es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 \quad a \quad 60^{\circ}F$$

(GE = a densidad específica del fluido)

### B) En función de su contenido en azufre:

Unos de los compuestos del petróleo es el azufre. Este compuesto es uno de los parámetros utilizados para clasificar los crudos. El porcentaje de azufre que contiene un crudo es de gran importancia ya que nos da una idea de la dificultad para refinarlo y lo

que rendirá como derivado petrolífero una vez procesado en la refinería. Se pueden clasificar en:

- **Dulces** (Sweet): Se consideran crudos dulces, los que tienen un porcentaje menor al 0,5 % de azufre. Su demanda y su precio es mayor debido a que su rendimiento como combustible es más alto.
- **Ácidos** (Sour): Son considerados crudos ácidos los que tienen un porcentaje mayor al 0,5 % de azufre. El proceso para refinarlo y convertirlo en combustible derivado del petróleo es más complicado y costoso que en los crudos dulces.

Un dato interesante es el que indica que los crudos dulces suelen ser ligeros y los ácidos suelen ser pesados. Los crudos dulces son más escasos que los ácidos. Podemos observar en la siguiente figura las áreas en que se distribuyen los crudos en función de su acidez.

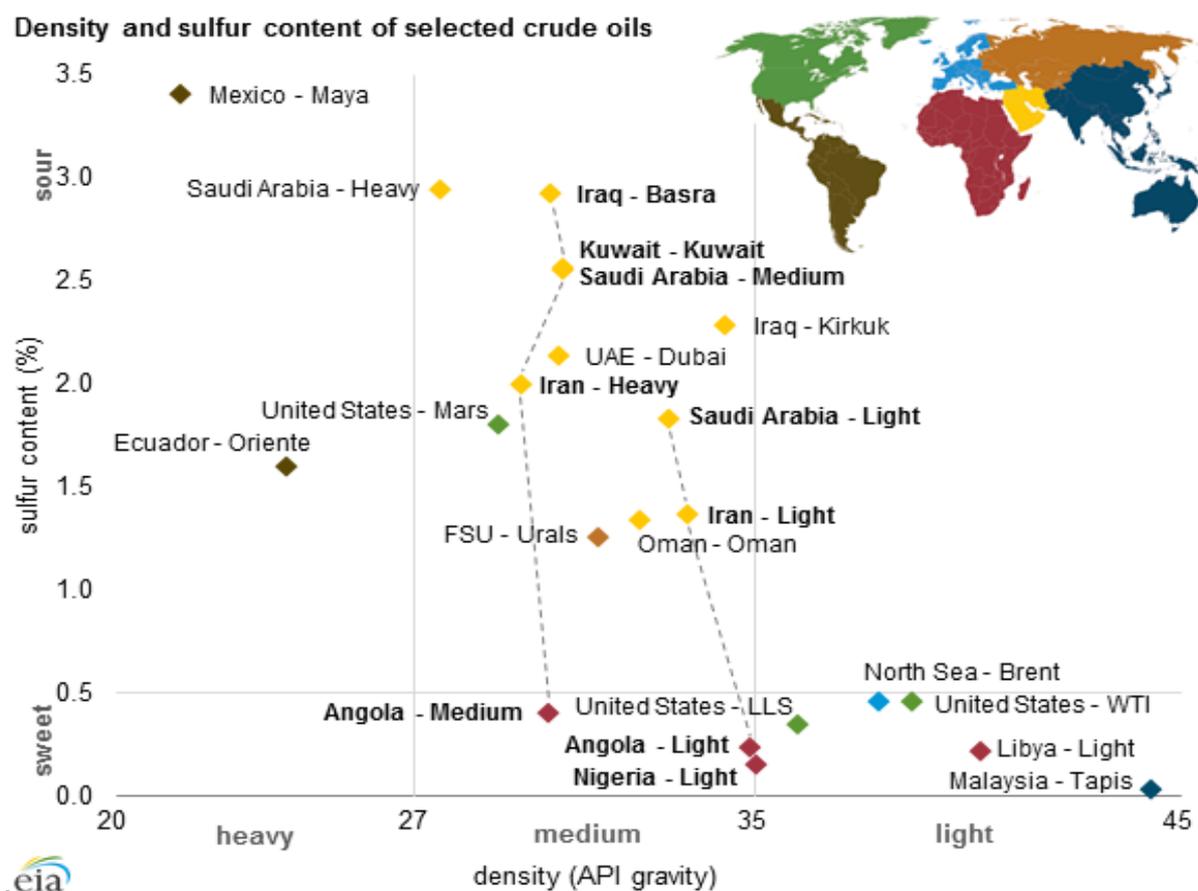


Ilustración 8 - Fuente: U.S. Energy Information Administration ([www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=21792](http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=21792))

En general, y como podemos apreciar, los crudos del Mar del Norte (Brent) y Estados Unidos (WTI), son más ligeros y su contenido de azufre es inferior frente a los crudos

del Golfo Pérsico con cuyo contenido de azufre es más elevado, tendiendo a ser crudos más pesados.

### **C) Otros parámetros:**

Además de lo señalado anteriormente, debemos tener en cuenta otros parámetros que encarecen el precio del transporte y complican el refinado de los crudos:

- Contenido de agua y sedimentos o BSW de sus siglas en inglés (*Bottoms, Sediments and water*). Para evitar un coste extra en su transporte, se suele separar la mayor parte del agua y los sedimentos antes de su carga minimizando así la cantidad que se debe transportar.
- Punto de fluido de crudo o *Pour Point*. Influye en los costes de transporte de los crudos, pues en muchas ocasiones se deben mantener los tanques del buque a una cierta temperatura para evitar que el crudo se solidifique. Es lo que se conoce como *heating*.

Las calidades de los crudos y su contenido en azufre son parámetros muy importantes a la hora de comprar crudos para refinar, pues cuanto mayor es su contenido en azufre, y más pesado es un crudo, más complejo es su proceso de refino. Como veremos más adelante, tener esto en cuenta es de gran importancia a la hora de definir la política de una compañía, ya que aquellas empresas que hacen grandes desembolsos en lo que se define como “capacidad de conversión” tienen más capacidad de sacar más rendimiento a los crudos pesados, que a su vez son más baratos. Como vemos es una cuestión importante ya que, para obtener un mayor margen de refino, se deben realizar grandes desembolsos en las refinerías.

### **3.1.2. POR ÁREA GEOGRÁFICA**

La calidad de los crudos también varía en función del área geográfica de la que procedan, el puerto en el que son cargados o la zona en que se localizan. Como hemos señalado anteriormente, en muchas ocasiones los crudos reciben el nombre de país del que proceden, un claro ejemplo es el crudo Omán cuyo país de procedencia es Omán, el crudo Maya procede de México.

## Select crude oil price points

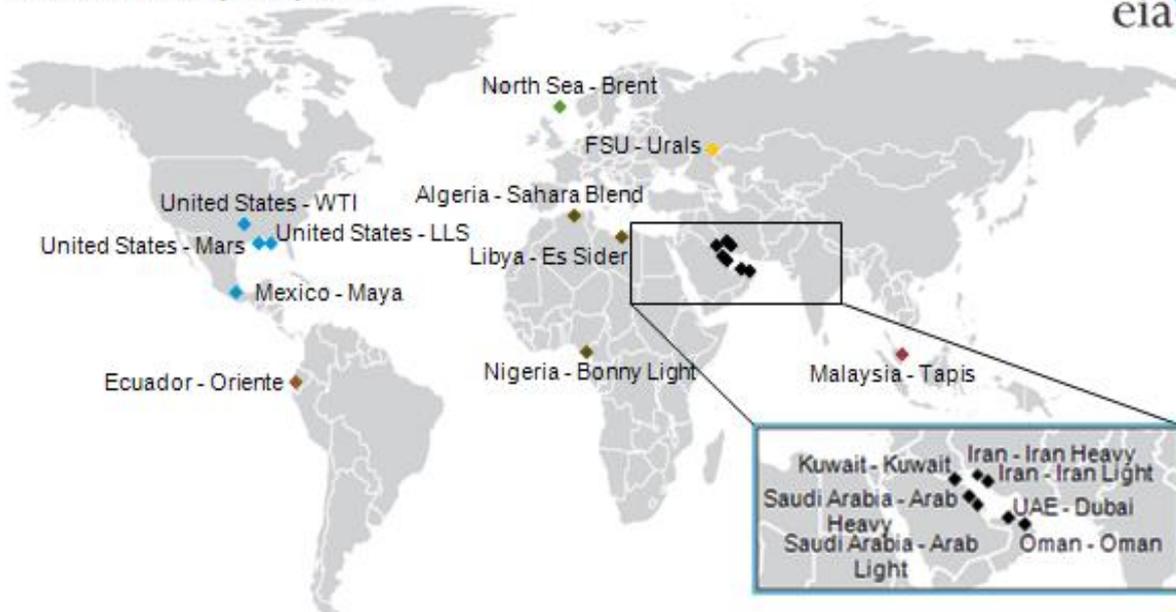


Ilustración 9 – Fuente: U.S. Energy Information Administration ([www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110](http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110))

Podemos encontrar crudo en todos los continentes, pero las principales regiones productoras son las siguientes:

1. Mar del Norte: Principalmente 3 países (Noruega, Dinamarca y Reino Unido). Generalmente se extraen crudos ligeros y dulces. Estos crudos generalmente son utilizados para el abastecimiento de las refinerías de NWE “*North West Europe*”, o noroeste de Europa y Canadá. Encontramos por ejemplo el crudo Forties (Reino Unido) con grado API de 37,11 y contenido en azufre de entorno al 0,8% y el Crudo Brent 38,3° API y 0,37% de azufre.
2. Mediterráneo: Destacan (Argelia, Túnez, Libia, Egipto y Siria). Los crudos extraídos en la zona de Libia son crudos con niveles altos de azufre y por lo general medios y pesados, destaca por ejemplo el crudo Bouri con 26, 5° API y entorno al 1,6% de azufre. Por el contrario, los crudos que proceden de Egipto y Argelia son crudos bastante ligeros y con bajos niveles de azufre, destacan el crudo Sahara Blend (Argelia) con 44,9° API y menos del 0,1% de azufre y en Egipto el West Desert con 41,8° API y 0,3% de azufre. El destino de estos crudos suele ser el Mediterráneo, Noreste de Europa, China y Estados Unidos.
3. Urales: Se caracteriza por ser un crudo de densidad media y un porcentaje superior al 0,5 % de azufre, por lo que es un crudo ácido. Es un importante núcleo de abastecimiento a través de oleoductos (*pipeline*), cuyos principales

destinos son China, Polonia y Alemania. Encontramos por ejemplo el crudo Ural Primorks con 31,3° API y 1,3% de azufre.

4. Oeste de África: Los principales productores de esta zona son Nigeria, Angola, Gabón y Guinea Ecuatorial. En esta zona nos encontramos con crudos ligeros y medios, tratándose por lo general de crudos dulces. Abastecen principalmente a Estados Unidos, Europa, China e India. En Nigeria encontramos entre otros el crudo Agbami con 46° API y menos del 0,1% de azufre. Ejemplo de crudo medio, encontramos en Angola el Kissanje Blend con 31° API y entorno al 0,4% de azufre.
5. Golfo Pérsico: En esta zona nos podemos encontrar con crudos de muy diversas densidades y contenidos en azufre, desde el crudo ligero de Irán al crudo pesado de Arabia Saudí, pasando por el crudo medio de Kuwait. Los mayores productores de petróleo de esta región son Arabia Saudí, Irak, Irán, Emiratos Árabes Unidos y Kuwait. Sus crudos llegan prácticamente a todas las zonas del planeta. En Arabia Saudí encontramos el Arabia Ligero (33° API y 1,8% de azufre) y el Arabia Pesado (27,38° API y 3% de azufre). En Irak el Basrah (28° API y 3° de azufre). En Irán encontramos dos crudos principales, el Irán Ligero (33° API y 1,4% de azufre) y el Irán Pesado (29° API y 1,9% de azufre).
6. América: Canadá, EE. UU., Méjico, Venezuela, Ecuador y Brasil:

En primer lugar, mencionamos a Canadá, el crudo de este país destaca porque un gran porcentaje de su producción proviene de arenas bituminosas, es un crudo pesado cuyo principal destino es EE. UU.

En segundo lugar, hablamos de Estados Unidos, principal productor de petróleo del mundo destaca por sus crudos ligeros con un bajo contenido en azufre (WTI) aunque también podemos encontrar crudos medios y bastante ácidos. La mayor parte de las exportaciones de productos refinados fueron en 2016 según datos de la OEC (*The Observatory Complexity*), a México, Canadá y Brasil.

En tercer lugar, Méjico, este país destaca por su crudo Maya con 20,9° API y entorno al 3,4% de azufre, es un crudo bastante pesado y ácido. El principal destino de estos crudos es EE. UU., España e India.

En Venezuela podemos encontrar diversos tipos de crudos, desde ligeros y medios con altos y bajos niveles de azufre, a crudos pesados como el Merey.

Según datos de la OEC, Venezuela exportó crudo en el año 2016, casi en su totalidad a EE. UU., India y China.

Ecuador, nos encontramos con un crudo pesado y de alto nivel de azufre (crudo Oriente 24° API y 1,4% de azufre). Las exportaciones de este crudo tienen como destino principal EE. UU., Chile y Perú.

Brasil, en este país encontramos crudos medios y pesados, pero en su mayoría dulces. Sus exportaciones son en su mayoría a China. En Brasil destaca entre otros, el crudo Lula con 30,4° API y 0,3% de azufre y de muy similares características, el Sapinhoa (30° API y 0,3% de azufre). Como ejemplo de crudo pesado podemos destacar el Marlim con 19° API y 0,7% de azufre.

7. Asia Pacífico: Los principales productores de esta región son Indonesia, Malasia, Vietnam, Tailandia y Australia. Se caracterizan por ser crudos medios y ligeros a la vez que dulces, especialmente en Indonesia, Malasia y Vietnam. La mayoría de estos crudos se quedan en la región, siendo el principal importador China.
8. China-India: Aunque son productores de petróleo, en especial China, estos países, con más de 13 millones de barriles importados al día en 2017, destacan por estar entre los 5 países que más petróleo consumen.

Otro aspecto importante además de la calidad de los crudos es su cantidad y distribución en las diferentes zonas geográficas del mundo. A lo largo de los años, las técnicas de exploración y producción han ido evolucionando, lo que ha provocado la oscilación de reservas que se suponía existían en las diferentes regiones del planeta, reservas cuyas cantidades varían a lo largo de los años debido al avance en estas técnicas de E&P (Exploración y Producción). En la actualidad, y según las estadísticas publicadas anualmente por la compañía BP, las reservas probadas en 2017 son las siguientes:

**Distribution of proved reserves in 1997, 2007 and 2017**  
Percentage

- Middle East
- S. & Cent. America
- North America
- CIS
- Africa
- Asia Pacific
- Europe

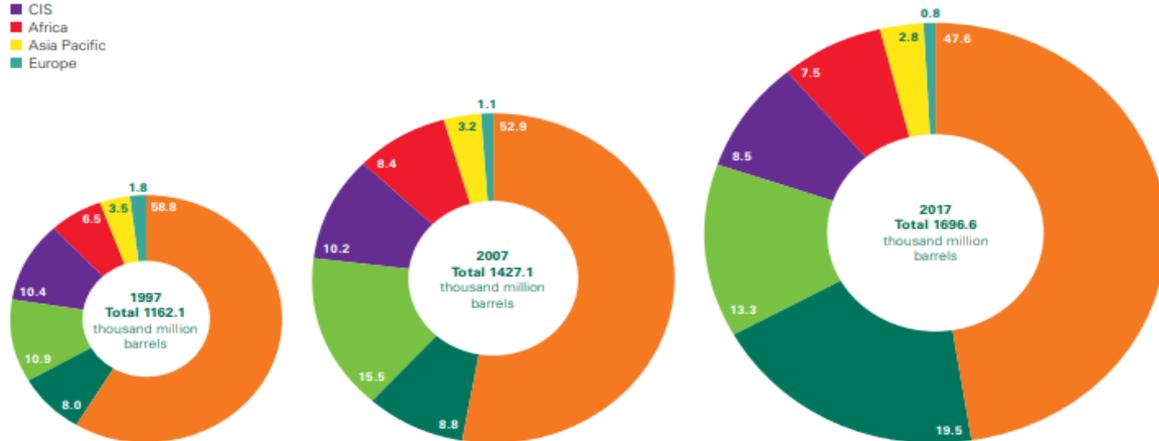


Ilustración 10 BP Statistical Review of World Energy 2018

En este grafico podemos observar las reservas de petróleo en miles de millones de barriles por zonas geográficas y la evolución de estas reservas desde el año 1997 hasta el 2017.

### 3.2. LOS PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Los productos derivados del petróleo se obtienen gracias al refinado de los crudos en las refinerías. Este proceso lo analizaremos con más detenimiento en próximos capítulos, pero podemos adelantar que el refinado del petróleo es un proceso a través del cual los crudos se calientan a elevadas temperaturas para poder obtener hidrocarburos de menor peso molecular y más valor. Gracias a este proceso podemos obtener los productos derivados del petróleo que nos encontramos en nuestra vida cotidiana, como por ejemplo el gasoil o la gasolina, pero también obtenemos otros materiales como los plásticos.

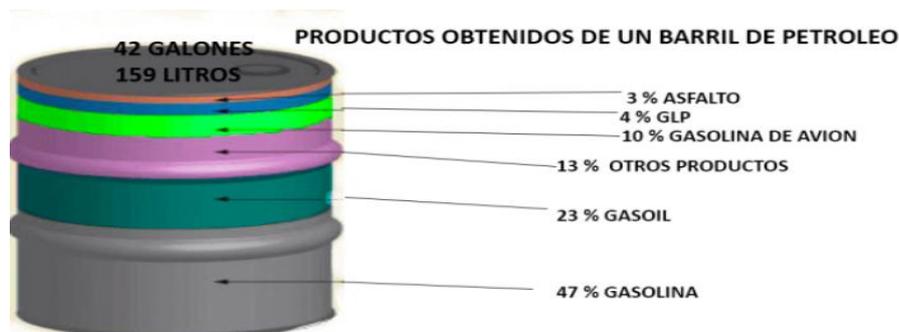


Ilustración 11 - Fuente: lcgeopolitica.wordpress.com

Los principales productos derivados del petróleo son los siguientes:

### **3.2.1. GLP**

En este apartado nos referimos a los gases licuados procedentes del petróleo como son el propano y el butano. Son un grupo de hidrocarburos que derivan del refino del petróleo o del gas natural. Su proceso de licuefacción es relativamente sencillo, facilitando de este modo, su transporte o almacenaje.

El GLP es producido mediante el refino del petróleo, o bien, el procesamiento del gas natural. El GLP es el producto con el punto de ebullición más bajo extraído de la torre de destilación, y se posiciona en la parte más alta de la torre.

El uso principal de propano es en los hogares para cocinar y como combustible para calefacción, es muy demandado en la industria, y se utiliza como sustituto del GNL a las zonas a las que éste no llega. Los butanos suelen ser utilizados como materia prima en la industria petroquímica; también suele ser utilizado como combustible en diferentes tipos de encendedores o calderas de hogar (especialmente para el agua).

Actualmente se está llevando a cabo una política de expansión en la producción de GLP, lo que ha llevado al aumento de creación de nuevas terminales y al crecimiento de la flota naval para el transporte de estos productos, que junto con la expansión de nuevas tuberías facilita el aumento del propano, butano y etano (aunque actualmente este último está excluido de la clasificación como GLP) a los diferentes mercados a nivel mundial<sup>5</sup>.

En la siguiente grafica podemos observar una comparativa entre los países suministradores/productores (grafica de la izquierda) y los países demandantes de GLP (a la derecha) en miles de toneladas al año, a la vez que podemos observar las previsiones para el año 2020.

---

<sup>5</sup> Fuente: U.S. Energy Information Administration - Short-Term Energy Outlook July 2017

## LPG SUPPLY VS. "BASE LPG DEMAND"

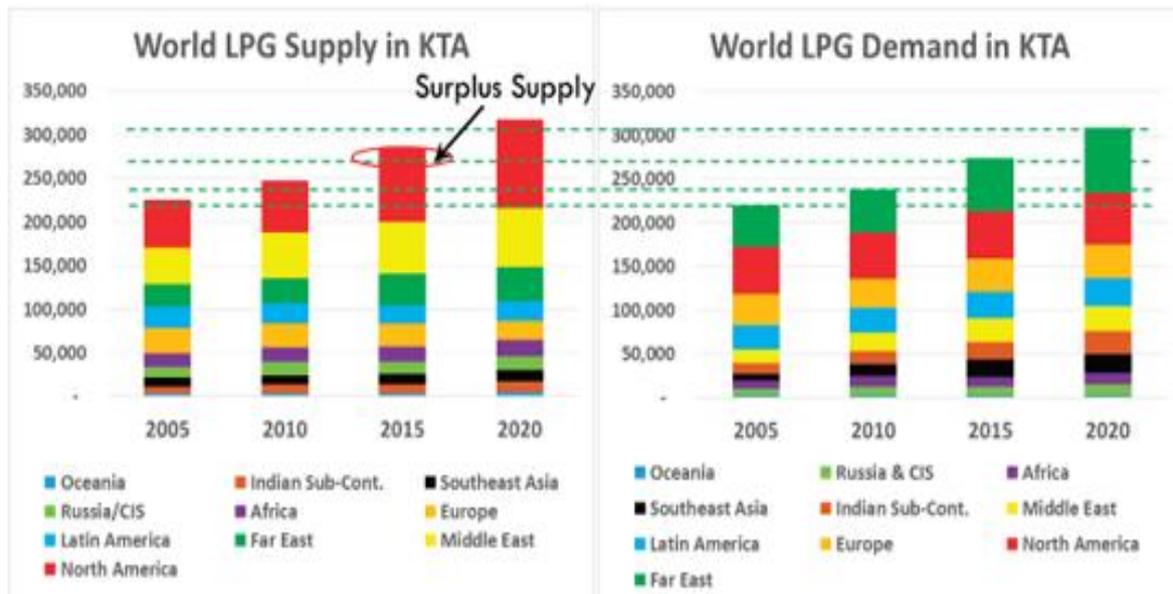


Ilustración 12 – BNP, Butane And Propane New

Hasta el año 2007, EE. UU. fue importador de GLP, pero como vemos en la gráfica esta situación ha cambiado, convirtiéndose en el mayor productor de GLP del mundo, pero, además, también es el mayor suministrador a nivel mundial. En los últimos 10 años, las exportaciones de GLP de este país han pasado de alrededor de 10 millones de toneladas hasta superar los 16 millones de toneladas al año en 2015 y con previsiones de que continúen aumentando en gran medida<sup>6</sup>.

### 3.2.2. Nafta

La nafta es un combustible que deriva del petróleo siendo una fracción ligera del mismo. Las naftas se pueden clasificar en ligeras y pesadas.

Las naftas más ligeras se consiguen a temperaturas de destilado en la refinería de entre 80 y 100°C. Este tipo de naftas se utiliza fundamentalmente en la petroquímica para producir entre otros productos, etileno, propileno o benceno.

Por su parte las naftas más pesadas se utilizan para la obtención de gasolinas mediante el proceso de reformado catalítico. Este tipo de naftas son obtenidas a una temperatura de entre 150 y 180°C.

<sup>6</sup> 7. BNP, Butane And Propane News - [www.bpnews.com/index.php/publications/magazine/current-issue/830-u-s-is-world-s-largest-lpg-exporter-but-when-will-market-balance](http://www.bpnews.com/index.php/publications/magazine/current-issue/830-u-s-is-world-s-largest-lpg-exporter-but-when-will-market-balance)

La nafta obtenida de un barril de petróleo se adquiere de sumar las naftas ligeras y las pesadas.

Los grandes consumidores de nafta son el Noreste de Asia, Estados Unidos y Europa.

### **3.2.3. Gasolina**

La gasolina es un tipo de combustible creado a partir de una mezcla de hidrocarburos que se produce mediante la refinación del petróleo. Pero para ser más concretos, diremos que este compuesto es obtenido a partir de la nafta que se obtiene en el proceso de refino del petróleo.

La finalidad principal de este compuesto es su uso sobre todo como combustible para los vehículos. Este combustible se produce en las refinerías, en donde, en función de del tipo de normativa, se les agregan diferentes componentes para que combustionen de forma más limpia cumpliendo con los requisitos establecidos en temas de contaminación.

Según datos de la EIA, en el año 2016 el consumo de gasolina supuso alrededor del 60% del total de energía consumida en el ámbito de los transportes, cerca del 50% del total de petróleo consumido y un 17% del gasto total de energía en los Estados Unidos.

El consumo de destilados ligeros entre los que se incluyen (el consumo de gasolina de aviación y automoción), alcanzó en 2017 el 19,1% del total del consumo de hidrocarburos lo que supone un aumento del 1,1% respecto al año anterior, alcanzando los 2,8 millones de barriles al día en Europa<sup>7</sup>.

A nivel mundial, el consumo de destilados ligeros supuso en 2017 el 32,8% del total de hidrocarburos consumidos, lo que significa un crecimiento de un 1,7% respecto al año anterior<sup>8</sup>.

Según CORES, España alcanzo durante el año 2017 las 4.868.000 toneladas consumidas, lo que supone un aumento de unas 109.000 toneladas con respecto al año anterior.

Las gasolinas se suelen operar en cargamentos de que rondan entre las 25 y las 30 mil toneladas.

---

<sup>7</sup> BP Statistical Review of World Energy 2018

<sup>8</sup> BP Statistical Review of World Energy 2018

### 3.2.4. Queroseno

El queroseno es un combustible líquido que se obtiene de la destilación del petróleo. Posee una densidad media situándose en un punto entre las gasolinas y los gasóleos. Actualmente este combustible es utilizado en la aviación, también conocido como *jet fuel*.

Una de las principales diferencias respecto de los combustibles citados anteriormente es su punto de congelación. Otra gran diferencia entre el queroseno y las gasolinas y gasóleos es la pureza, la legislación aérea restringe enormemente la utilización de aditivos en el queroseno exigiendo que las calidades de estos combustibles sean muy homogéneas en todos los países.

El abastecimiento de compañías aéreas por parte de la industria petrolera está muy ligado a los *tender*, que son ofertas que lanzan las compañías aéreas al mercado buscando el abastecimiento de su flota con el objetivo de obtener las mejores ofertas.

Entre otros aspectos, la globalización ha favorecido el aumento en la demanda de este combustible. El consumo de queroseno está creciendo por encima del consumo de otros combustibles, concretamente España ha visto un aumento de la demanda de este combustible en el último año de casi 600.000 toneladas con respecto al año anterior, en parte propulsado por el crecimiento del turismo, lo que supone un 7,1% más que el año anterior<sup>9</sup>.

Al igual que en los cargamentos anteriormente vistos de gasolina, los cargamentos de queroseno suelen ser también de alrededor de 30 mil toneladas, aunque pueden ser mayores para ahorrar costes de viaje.

### 3.2.5. Gasóleos

También conocidos como Gasoil o Diesel. Es un combustible líquido que se obtiene de la destilación del petróleo, está formado en su mayor parte por parafinas y aromáticos. Sus usos son variados, pero se utiliza principalmente como combustible para vehículos (automóviles y vehículos pesados) y como combustible para calefacciones. Existen tres tipos de gasóleos según la nomenclatura utilizada por la compañía CLH:

---

<sup>9</sup> Memoria AOP 2016

Gasóleo A: Este combustible es el más común de los tres, también es el más refinado y el que más aditivos contiene, lo que lo convierte en el más eficiente energéticamente. Su color es amarillento y es utilizado por coches y vehículos más pesados, como los camiones.

Gasóleo B: Es muy similar al gasóleo A, pero se comercializa en color rojizo para distinguirlo del anterior ya que la imposición fiscal es menor al tratarse de un combustible para maquinaria laboral, por ejemplo, tractores, buques de pesca, etcétera. Está prohibido su uso en automóviles.

Gasóleo C: Es el combustible de menor calidad y es usado fundamentalmente en calderas por lo que su utilización en otro tipo de motores está prohibida.

Como mencionábamos a lo largo de este punto, sus usos principales son el de servir como combustible para vehículos y calefacciones. Por ello, podemos mencionar que no obstante a la clasificación anteriormente dada, en el mercado internacional la nomenclatura básica utilizada es la de gasoil para automoción y la de *heating oil* para calefacción.

Analizando un poco la evolución de este combustible, observamos que las medidas políticas han sido la causa fundamental del auge de los motores diésel y por lo tanto de este combustible en Europa frente a otros países como Estados Unidos, esto se debe en parte a la política europea sobre los gases efecto invernadero llevada a cabo en los años 90 que favoreció el crecimiento de los motores diésel frente a los de gasolina, alcanzando su punto álgido en el año 2011 (*ilustración 14*). Esta política ha cambiado y fruto de ello es que ya en el año 2017, la venta de vehículos de gasolina supero a la de diésel. Según la ACEA (Asociación Europea de Constructores), la matriculación de vehículos diésel cayó en los primeros 6 meses del año 2017 en un 3,6%, mientras que los de gasolina crecían un 2,7%. Vemos en el siguiente grafico la evolución de la demanda de diésel en España hasta el año 2016.

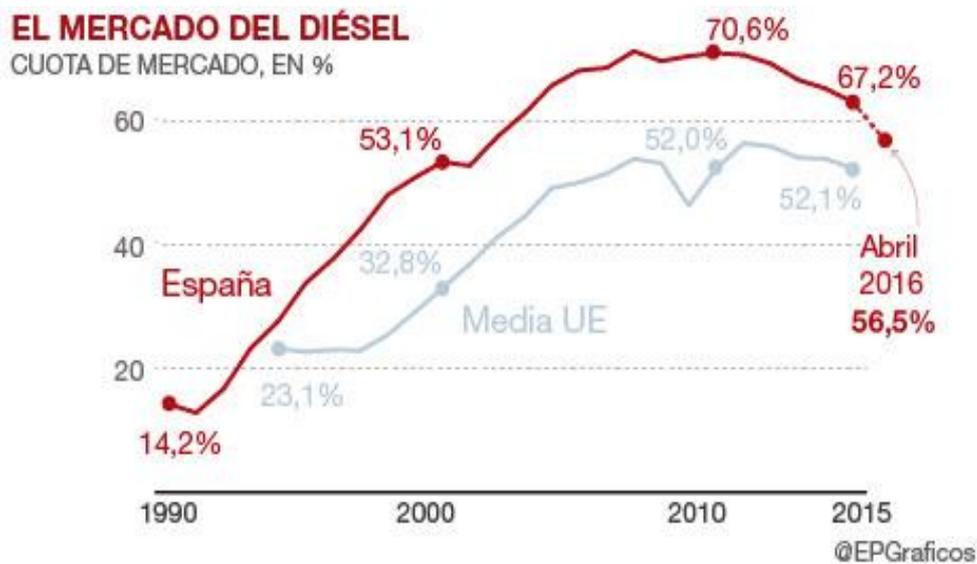


Ilustración 13 - Fuente: EPG Gráficos

Europa es un gran productor y consumidor de gasoil, concretamente en España, según CORES, los consumos de estos carburantes en el año 2017 fueron de 30.812.194 toneladas, lo que supone que se mantiene estable respecto del año anterior 30.327.224, suponiendo casi un 53% del total de los carburantes consumidos en el país. Por su parte las importaciones fueron de 5.859.000 toneladas en 2017, mientras las exportaciones fueron de 8.000.000, superando estas últimas enormemente a las importaciones. El principal país al que exportamos gasóleo es a Marruecos, seguido de Francia y Estados Unidos. Los principales consumidores de gasoil en Europa son España y Francia para gasoil de tipo A mientras que Alemania lo es para el gasoil de tipo C.

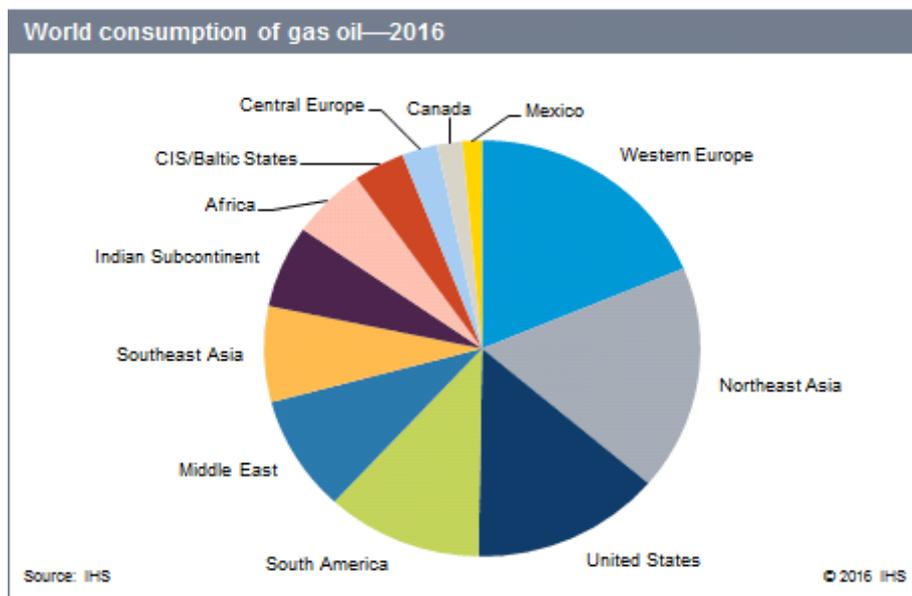


Ilustración 14 - Fuente: IHS Markit

Un tamaño estándar de una carga de gasoil en un buque es de entorno a las 30 mil toneladas, aunque pueden ser mayores con el objetivo de optimizar el coste del viaje.

### **3.2.6. VGO (Vacuum Gas Oil) o Gasóleo de Vacío**

Es un destilado del petróleo que se obtiene después de extraer los combustibles, los sedimentos y el agua en la fase de destilación al vacío. Esta materia prima intermedia puede ser utilizada como materia prima en las unidades de craqueo catalítico en las fases de producción de gasoil y de gasolina.

Se puede dividir en VGO ligero y pesado, y estamos ante un producto en el que el contenido de azufre también es de gran importancia, siendo más valioso el VGO de bajo azufre (menos de 0,5% de azufre) que el de alto azufre (más del 2%).

Este material es muy utilizado en refinerías complejas con son las estadounidenses, por ello, este país es el principal demandante de este producto. Estas refinerías a través del proceso de craqueo catalítico tanto FCC como *Hidro-craqueador*, rompen el VGO en componentes más ligeros como la gasolina y el diésel. Por medio del craqueo FCC obtenemos más contenido en gasolinas y por medio del hidro-craqueo se produce más gasoil.

### **3.2.7. Fuel Oil**

El Fuel Oil es el compuesto más pesado después del betún, pero si destilamos el petróleo a presión atmosférica, el Fuel Oil es el combustible más pesado que obtenemos. Es utilizado en plantas eléctricas, calderas industriales y también en buques.

Es un producto bastante viscoso por lo que tiene que ser calentado antes de su bombeo y debe ser transportado en tanques con calefacción.

En el mercado nos encontramos principalmente con dos tipos de fuel oil, el *high sulfur fuel oil* o fuel oil de alto azufre con 3,5% o más de contenido en azufre y el *low sulfur fuel oil* o fuel oil de bajo azufre con el 1% de contenido en azufre o menos. En el pasado, el fuel oil de alto azufre era muy utilizado, pero debido las políticas en materia

de contaminación, el uso de este combustible está comenzando a ser muy restringido y está siendo reemplazado por otros combustibles entre ellos por el LSFO.

Como hemos comentado, el fuel oil es un combustible muy utilizado en el sector marítimo, pero por los problemas que plantea la contaminación, se ha decidido reducir el contenido en azufre que contienen los combustibles utilizados en el mar. La Organización Marítima Internacional (OMI) o *International Maritime Organisation* (IMO), ha limitado el contenido en azufre en las emisiones de algunas zonas del planeta, lo que se conoce como las SECAS. Desde enero de 2015, en estas zonas solo está permitido que naveguen barcos que utilicen fuel oil de 0,1% de azufre.

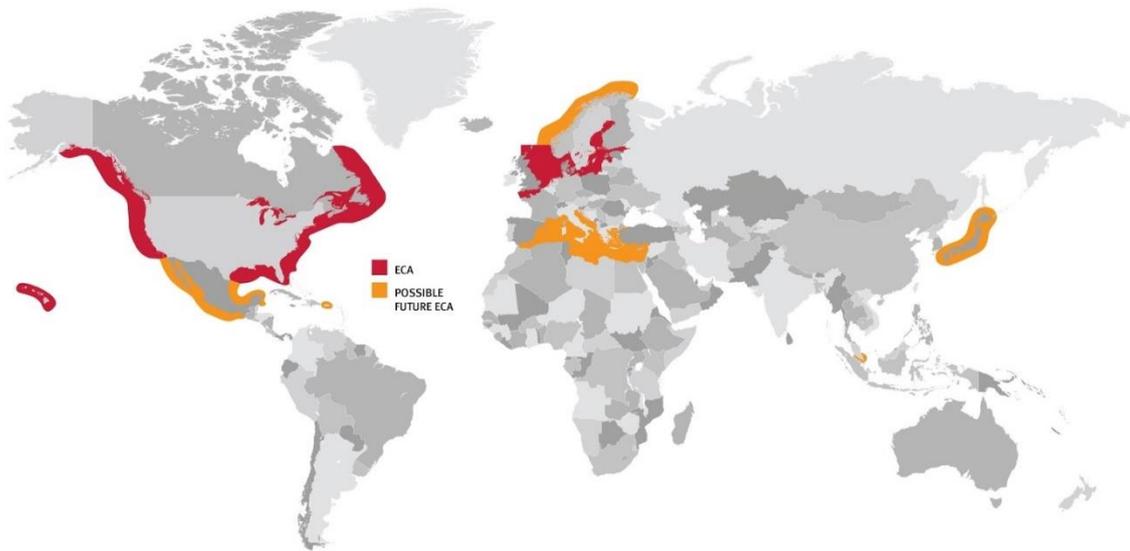


Ilustración 15 – *ingmaritima*

Como podemos observar en la *figura 16*, está compuesta por el Mar Báltico, Mar del Norte y algunas zonas de Norteamérica, aunque sombreado de color naranja vemos que la zona SECA se puede extender en un futuro por nuevos territorios.

Todos aquellos buques que navegan fuera de las zonas de emisiones controladas, la OMI ha establecido que el fuel oil tenga un contenido máximo de azufre del 0,5% en 2020. En la actualidad esta reducción del contenido de azufre en el fuel oil es tecnológicamente bastante cara por lo que podría llevar la sustitución de este tipo de combustibles como bunker y ser sustituidos por otros como el gasoil.

### 3.2.7. Asfaltos

El asfalto tiene su origen en una combinación de hidrocarburos procedentes del petróleo (bitumen) y minerales que forman un material denso y compacto. Su utilización

fundamental es en la construcción de carreteras. Por otro lado, sucede que cuando emulsiona con productos más ligeros, da lugar a los denominados *cutbacks*, estos, son empleados como impermeabilizadores.

Se compone fundamentalmente de bitumen o betún, que es una sustancia altamente viscosa. Es el compuesto más pesado que se obtiene tras el proceso de refinado del petróleo.

El mercado del asfalto está experimentando un crecimiento respecto a años anteriores situándose en el año 2017 en 15,6 millones de toneladas. Trayendo consigo un crecimiento en el consumo de bitumen que experimentó un aumento del 15% en ese mismo año según datos de ASEFMA<sup>10</sup>. Concretamente el consumo de asfalto en España fue en el año 2017 de entorno a las 680.000 toneladas.

Su consumo es muy estacional y se suele transportar en volúmenes pequeños. Debido a la facilidad para solidificarse, se tiene que transportar en tanques con calefacción. Los principales exportadores son EE. UU. y Canadá.

Para finalizar este punto, vamos a examinar la demanda de los distintos productos en España a través del siguiente gráfico.

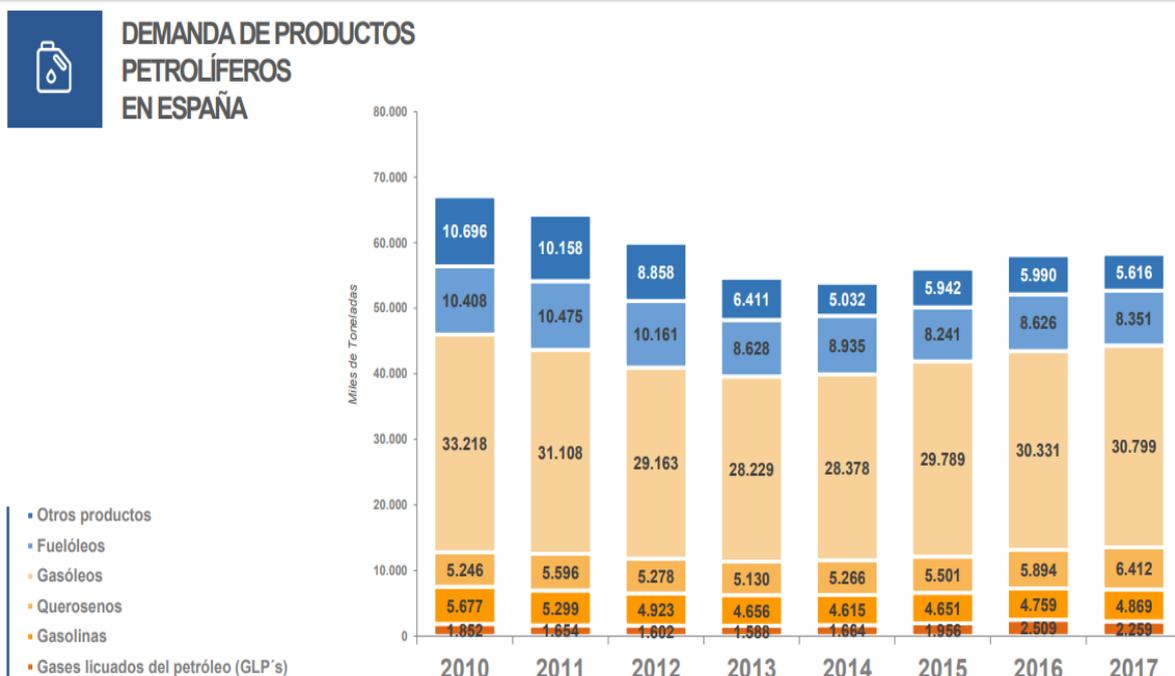


Ilustración 16 – CORES (<http://www.aop.es/media/1750/balance-energ%C3%A1tico-2017-y-perspectivas-2018.pdf>)

<sup>10</sup> ASEFMA - Asociación Española de Fabricantes de Mezclas Asfálticas

En él podemos observar como el principal combustible consumido en nuestro país son los gasóleos con una demanda bastante estable, aunque como podemos observar ha caído con respecto al año 2010.

Otro dato característico es la caída de la demanda de fuelóleos con respecto al mismo año 2010, aunque, sin embargo, podemos apreciar un leve crecimiento durante los últimos tres años.

No obstante el dato más relevante desde nuestro punto de vista, es que, aunque en relación al año 2010, el consumo de gasolina sea menor, podemos apreciar un crecimiento en los últimos cuatro años, ello debido a la nueva política en materia de carburantes para la automoción, por ello, aunque el consumo de diésel continúe siendo muy superior a la gasolina como combustible para la automoción, un dato relevante es que en los últimos años se está equilibrando la matriculación de vehículos de gasoil y la de vehículos de gasolina, que llevará en un futuro próximo a superar a la matriculación de vehículos diésel, lo que conllevará el aumento del consumo de gasolina sobre el de gasoil.

### **3.3. CICLO DEL PETRÓLEO**

La industria petrolera está formada por un conjunto de actividades que engloba la exploración, extracción, producción, transporte, refino y comercialización de los productos obtenidos del petróleo.

Esta industria se puede dividir en tres partes:

- a) *Upstream*: Exploración y producción
- b) *Midstream*: Transporte y almacenamiento.
- c) *Downstream*: Refino, venta y distribución.

#### **3.3.1. UPSTREAM**

Este es el inicio de todo el proceso, pues se inicia con la búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo, una vez localizados se realizan pozos de exploración y, por último, si los yacimientos son viables, la perforación y explotación de estos yacimientos de petróleo.

Esta es la parte del ciclo petrolero que más inversión necesita por parte de las compañías y es la parte del proceso en la que más incertidumbre de beneficios se genera.

### **A) La exploración**

Esta búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo que comentamos se inicia a través de estudios geológicos en superficies terrestres y marinas mediante la utilización de medios satélites, sondeos sísmicos, etcétera.

En la primera fase de exploración, y antes de comenzar con los estudios pertinentes, es necesario obtener un permiso de exploración, para posteriormente comenzar con los estudios oportunos sobre la zona.

El objetivo de la segunda fase de exploración es encontrar evidencias sobre la posible existencia de formaciones geológicas que indiquen la presencia de petróleo que queda atrapado bajo la superficie terrestre o del suelo marino en lo que se conoce como “trampas geológicas”, esto es producido por una roca que hace de sello e impide que el gas y el crudo salgan al exterior. El método más utilizado para llevar a cabo esta búsqueda es mediante la utilización de buques sísmicos en el mar y en la tierra a través de vibraciones.

Una vez realizados los estudios sísmicos a través de ondas acústicas, podemos encontrarnos con el hallazgo de formaciones geológicas que indiquen la existencia de posibles bolsas del petróleo, pero el problema de esta fase es que hasta que no realicemos pozos de exploración con el objetivo de conocer y asegurar: 1) que existe petróleo en esa formación; 2) que cantidad podremos encontrar en esa bolsa; y 3) que calidad contienen esos hidrocarburos, no podemos conocer si será viable la explotación de ese yacimiento. Para poder averiguar todos estos detalles debemos pasar a la última fase, que no es otra que la exploración perforadora.

La fase de perforación del pozo tiene como finalidad última obtener muestras para la viabilidad del proyecto, pero suele ir más allá debido al alto coste de las perforaciones, en ocasiones se perforan varios miles de metros para poder obtener un conocimiento aproximado de las calidades y cantidades, estas primeras perforaciones, aunque en muchas ocasiones se sella a la espera de permisos de explotación y de informes de viabilidad, suelen utilizarse con posterioridad para la extracción final del crudo.

Tras este primer período de exploración, si los resultados de la investigación han sido económicamente satisfactorios, entraríamos en la fase de extracción o producción.

## **B) La producción**

Este es un proceso a través del cual se extrae el petróleo y el gas desde el interior hasta la superficie. La perforación se realiza con una especie de cañón y se prepara una tubería que es por donde fluye el petróleo y el gas. Nos podemos encontrar con dos panoramas: por un lado, que el petróleo fluya por si solo debido a la presión y al gas que hay en el interior. En este caso con unas válvulas colocadas en el exterior regularemos la salida del petróleo, a estas válvulas se las conoce como “árbol de navidad”. Por otro lado, si en el interior no hay energía que provoque la salida de los gases y petróleo, utilizaremos algún método tecnológico para extraerlo. El más conocido es el balancín, que consiste en la extracción del petróleo por medio de unas bombas que se activan a través del balanceo.

Una vez extraído el petróleo del pozo, debemos separarlo del agua que lo acompaña, el gas, y demás componentes, para ello debemos tener preparado la zona con almacenes para el crudo y gaseoductos para transportar el gas. Un dato curioso es que, del petróleo existente en un pozo, solo se llega a aprovechar en torno al 60%.

Los sistemas más utilizados en la extracción de petróleo son: el sistema de percusión, el sistema de rotación y la perforación submarina.

Cabe destacar, que la perforación y producción submarina se lleva a cabo mediante grandes estructuras denominadas plataformas “*offshore*”, las hay de diversos tipos, pueden ser fijas o flotantes. Estas estructuras se fijan generalmente lejos de la costa y en aguas profundas. Las principales son las siguientes:

- Plataformas sumergibles: Son utilizadas para la exploración a poca profundidad (en torno a los 30 metros).
- Las plataformas auto elevables o “*Jack-up*”: Se suelen utilizar para la exploración, aunque en algunos casos también son utilizadas para la producción. Estas plataformas son utilizadas en profundidades comprendidas entre los 30 y los 150 metros aproximadamente.
- Las plataformas semi sumergibles: Son las más comunes, gozan de gran estabilidad en la mar y se utilizan para la exploración y la

extracción. Son usadas en profundidades comprendidas entre los 150 y los 600 metros.

- Los *drillship*: Son sistemas de perforación a flote que permiten almacenar los crudos mientras se están realizando las exploraciones. Trabajan en profundidades similares a las semi sumergibles.
- Las *jacket*: Son las plataformas más utilizadas para la producción. Se instalan en profundidades en torno a los 100 metros.
- Plataformas de gravedad: Se utilizan para la producción, y son plataformas fijas de hormigón apoyadas en el fondo.
- Las FPSO “*Floating Production Storage Offloading*”: Son plataformas flotantes que se utilizan para producir, procesar y almacenar los crudos. El petróleo se transporta a través de los buques *shuttle*.
- Plataformas SPAR: Son las de mayor tamaño y sirven para producir y almacenar crudos.

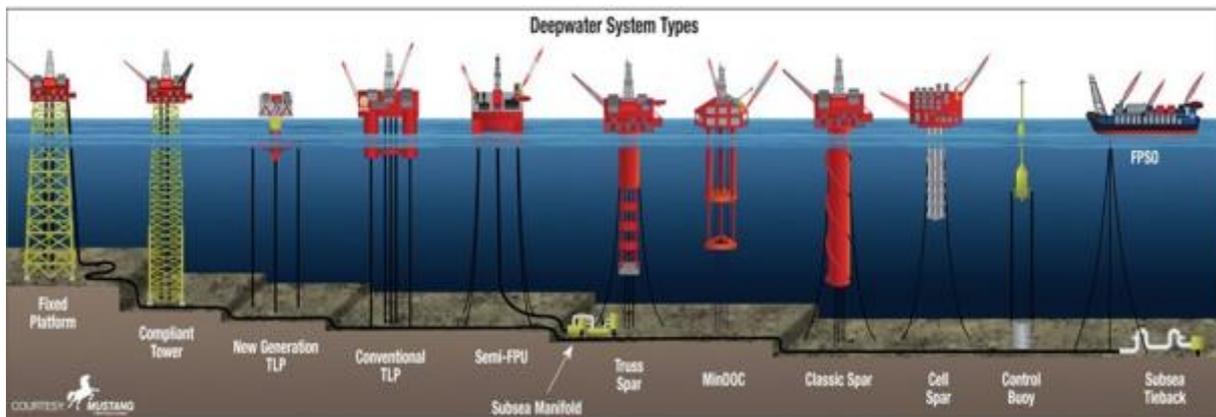
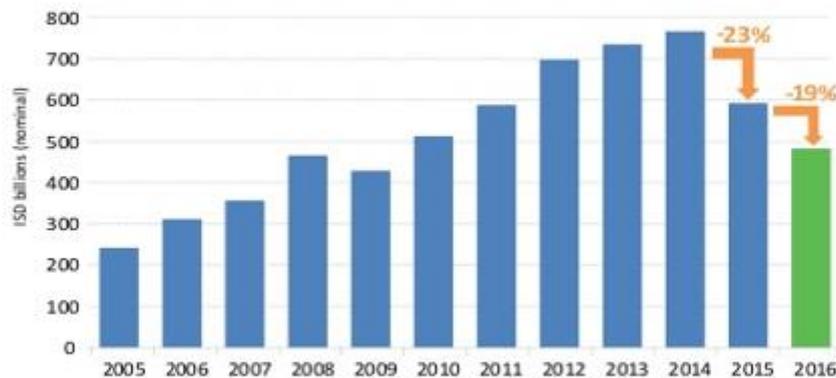


Ilustración 17 - Fuente: Marine Mammal Commission

Dejando a un lado las formas y métodos de exploración y producción y centrándonos en el ámbito económico, según datos de la AIE, los gastos en E&P durante el año 2017 han sido muy bajos, llegando a señalar que fueron prácticamente nulos en todo el mundo excepto en EE. UU. En el siguiente gráfico podemos ver la evolución de gasto en *upstream* y como en los años 2015 y 2016 la inversión en E&P ha descendido más de un 40% con respecto al año 2014.

# World upstream oil and gas investment continues to fall

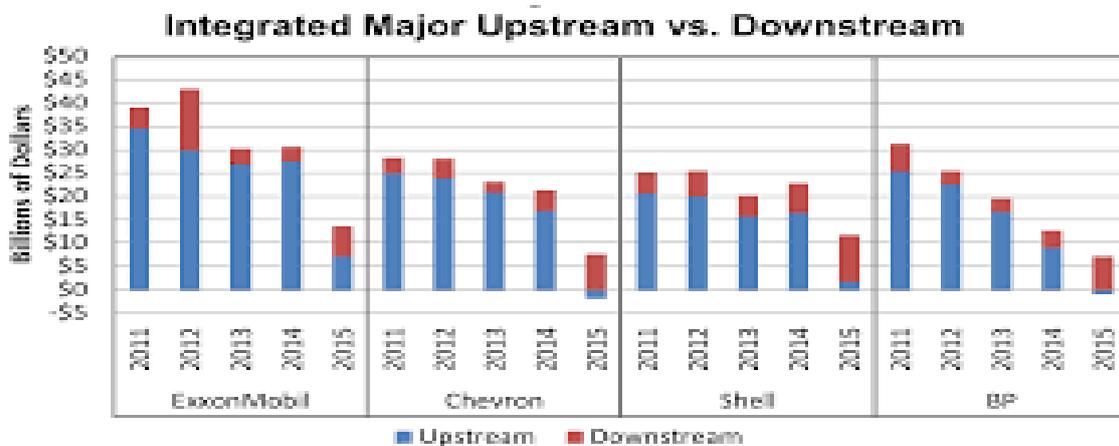


**World upstream oil and gas investment continues to fall; raising the prospect of increasing reliance on the Middle East in the future**

© IEA 2016

Ilustración 18 - Fuente: International Energy Agency (IEA) - (IEA 2016 World upstream oil and gas investment continues to fall World upstream oil and gas investment continues to fall)

En este gráfico podemos observar la caída en inversión en algunas de las principales compañías del mundo hasta el año 2015.



Todo lo anteriormente comentado respecto al gasto en E&P no implica que las compañías no estén invirtiendo en este sector. Compañías como Exxon, Statoil o ENI, tiene pensado aumentar o mantener el nivel de inversión.

Exxon gastó en el año 2017 en torno a 23 mil millones de dólares. Algo similar sucede con Statoil que, aunque en el año 2017 redujo la inversión, tiene intenciones de mantener este año el gasto previsto que se sitúa en torno a los 11 mil millones. Polo

opuesto es la situación que se vive en BP y en Chevron, las cuales tienen previsiones de reducir la cifra de gasto.

Nos gustaría señalar que la inversión en E&P es necesaria e incluso señalan desde la Agencia Internacional de la Energía que, de no elevarse las inversiones en este sector, la industria del petróleo será incapaz de hacer frente a la demanda de energía a partir de 2020. Este déficit previsto para los próximos años se debe por un lado a la bajada de la producción, principalmente en la región del Mar del Norte, a la disminución del número de campos existentes y, por otro lado, debido a la caída en el rendimiento de los yacimientos más antiguos.

#### - **El petróleo no convencional**

Este petróleo es el que no fluye de forma natural a la superficie. La extracción de este tipo de petróleo requiere de una tecnología más avanzada para poder extraerlo y esto provoca que su coste de extracción sea más elevado, y su proceso más complicado. Actualmente se considera que más de la mitad del petróleo extraíble que queda en el planeta forma parte de este grupo de petróleos no convencionales.

Podemos encontrar petróleo no convencional de muy diversas clases, pero sin duda, la producción que más ha crecido es la del petróleo de esquistos en EE. UU. La técnica empleada para extracción de petróleo consiste en la combinación de perforación horizontal con fracturación hidráulica y ya se ha extendido a otras zonas como Canadá. La técnica de la fracturación hidráulica es un proceso por medio del cual se inyecta agua a presión en las rocas para fraccionarlas y liberar los hidrocarburos. Por su parte la perforación horizontal consiste en realizar una perforación vertical y posteriormente una horizontal que nos permita llegar al yacimiento. El enorme crecimiento de este tipo de producción ha llevado a EE. UU. a reducir considerablemente el número de importaciones de petróleo y a convertirse en el mayor productor de petróleo en la actualidad.

Para finalizar este punto, vamos a hacer un breve resumen de cómo se encuentra la producción, tanto convencional como no convencional, a nivel mundial y vamos a observar su comparación con el consumo. a continuación, mostramos un gráfico en el que podemos observar una gráfica comparativa por regiones en parámetros de producción y consumo de petróleo, para hacernos una idea de las estadísticas a nivel mundial en estos dos campos del proceso petrolífero. En la gráfica de la izquierda

podemos observar la producción de crudo en millones de barriles por día y a la derecha, el consumo de petróleo en millones de barriles por día.

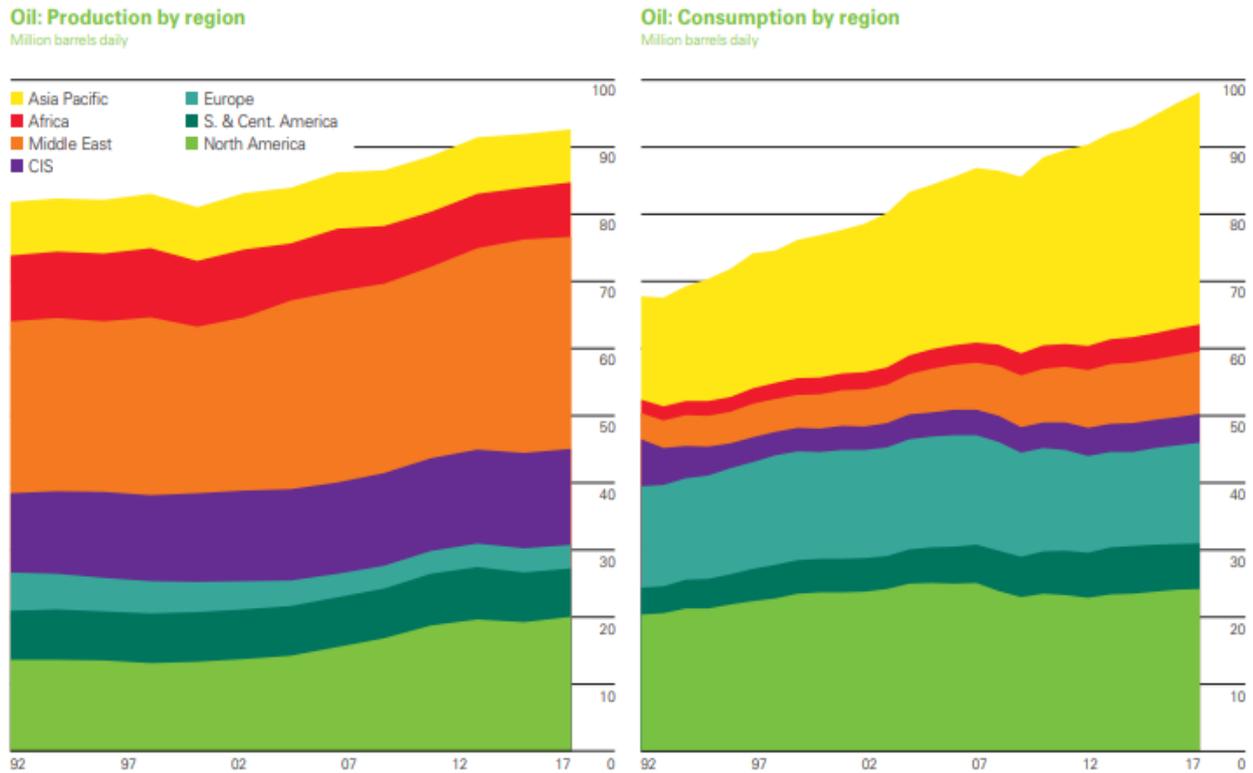


Ilustración 19 -BP Statistical Review of World Energy 2018

Según datos extraídos de “BP Statistical Review of World Energy” en su publicación de 2017, la producción de petróleo a nivel mundial aumentó solamente en 0,4 millones de barriles al día en 2016, suponiendo el crecimiento más lento desde el año 2013.

Por su parte, según datos extraídos de la misma fuente en su publicación anual del año 2018, la producción de petróleo aumento en el año 2017 en 0,6 millones de barriles por día, lo que supone un aumento de 0,2 millones de barriles al día respecto del año anterior, aunque por segundo año consecutivo se continua en la misma línea marcada por un crecimiento lento de la producción con respecto a años anteriores.

La producción cayó en Oriente Medio en unos 200.000 barriles al día y en Centro América en unos 230 mil barriles al día. Todo esto fue compensado por un crecimiento de la producción de crudos en Norte América de 820 mil barriles al día y unos 390 mil barriles al día en África<sup>11</sup>.

Por otro lado, el consumo de petróleo en 2017 a nivel mundial creció por tercer año consecutivo promediando 98 millones de barriles al día superando el promedio de los

<sup>11</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017 y 2018

10 años anteriores. Los mayores consumidores de crudo a nivel mundial fueron y EE. UU. con casi 20 millones de barriles al día y China, con 12 millones y medio de barriles al día<sup>12</sup>.

### **3.3.2. MIDSTREAM**

El *midstream* es el paso siguiente al *upstream* situándose en la mitad del proceso petrolero. En esta segunda etapa se eleva el valor de la mercancía, en el caso del transporte marítimo, según datos de la UNCTAD, representa aproximadamente un 15% del valor de la carga. Este sector comprende tanto el transporte como el almacenamiento del crudo y los productos petrolíferos, debido a que en la mayoría de los casos las reservas de petróleo no se sitúan en las mismas zonas geográficas que las refinerías y las zonas de consumo, por tanto, es necesario transportar los crudos y productos y en muchos casos almacenarlos.

#### **A) TRANSPORTE**

El transporte es una gran parte de las actividades de *midstream* y se lleva a cabo principalmente mediante oleoductos y buques tanque, y en menor medida mediante camiones y trenes.

Es el paso posterior al descubrimiento y explotación de un pozo, pues hay que transportar las mercancías a los centros de refino o a los puertos de embarque.

##### **- Los oleoductos**

Un oleoducto es un conjunto de infraestructuras cuyo objetivo es transportar los productos del petróleo antes o después de su refinado, y normalmente a grandes distancias.

Los oleoductos de crudo son aquellos que tienen por objetivo comunicar y transportar los crudos desde los yacimientos hasta almacenes en la costa, o hasta los almacenes de las refinerías.

---

<sup>12</sup> BP Statistical Review of World Energy 2018

La capacidad de transporte que puede soportar un oleoducto depende en gran medida del diámetro de la tubería y se puede construir sobre la superficie terrestre o bajo ella.

El oleoducto está formado por unas bombas que propulsan el petróleo y por válvulas que nos permiten controlar y gestionar los volúmenes transportados.

Con 8.900 km, el *Druzhba* (Rusia) es el oleoducto más largo del mundo y permite transportar entre 1,2 y 1,4 millones de barriles al día. Pero, sin embargo, la gran potencia en transporte por tubería es EE. UU., que posee aproximadamente el 60% de los oleoductos y gaseoductos a nivel mundial.

Un oleoducto estratégicamente muy importante es el oleoducto de SUMED, con una capacidad de 2,31 millones de barriles diarios, conecta el Mar Rojo con el Mar Mediterráneo desde la terminal de *Ain Sukhna* hasta la de *Sidi Kerir* en el Mediterráneo. Este oleoducto es la única alternativa para el tránsito de crudo desde el Mar Rojo al Mar Mediterráneo en caso de cierre del Canal de Suez pues de lo contrario los buques debería bajar hasta el Cabo de Buena Esperanza añadiendo aproximadamente 10 días más de navegación en sus viajes a Europa. Este oleoducto también es usado por los buques VLCC (*Very Large Crude Carrier*), los cuales envían parte de la carga por tubería reduciendo su calado.

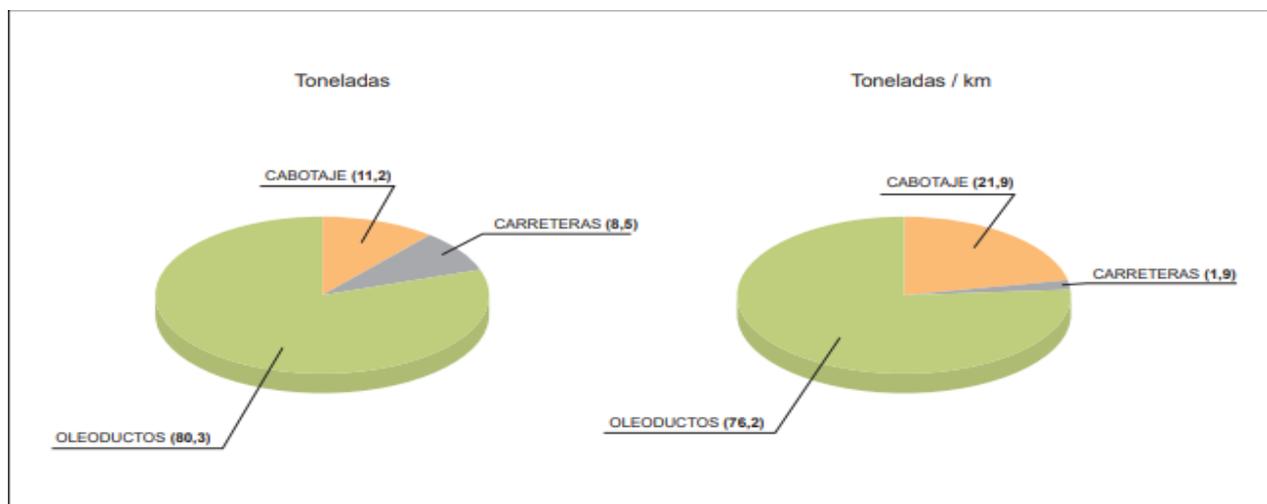
Otros oleoductos importantes son: Oleoducto Kazajistán-China, que se encarga de la distribución de petróleo por Asia Central, moviendo cerca de 20 millones de toneladas al año. Oleoducto de Keystone que une Canadá con el Estado de Texas permite reducir las dependencias de crudo de Venezuela y Oriente Medio. El oleoducto de Bakú-Tiflis-Ceyhan une Azerbaiyán con Turquía.

En la siguiente tabla podemos ver la evolución de los oleoductos en España y su transporte.

AÑOS	Longitud de la red (km)		Toneladas (miles)		t-km (millones)	
	Oleoducto	Gasoducto (1)	Oleoducto	Gasoducto	Oleoducto	Gasoducto
2000	3.780	5.542	29.567	13.790	7.465	2.470,0
2001	3.779	5.970	30.794	14.787	7.763	2.415,0
2002	3.784	6.431	30.787	17.064	7.803	2.653,0
2003	3.784	6.523	29.863	19.245	7.319	2.951,0
2004	3.831	7.223	33.474	21.988	8.279	3.051,0
2005	3.833	7.538	36.658	25.857	9.228	3.430,0
2006	3.841	7.609	36.448	26.926	9.224	3.539,0
2007	3.904	7.655	31.573	28.095	8.936	3.670,0
2008	4.195	8.134	31.619	30.912	9.141	3.800,0
2009	4.213	8.884	28.182	27.643	8.232	3.112,0
2010	4.365	8.981	27.755	27.563	8.182	3.071,0
2011	4.722	9.280	27.544	25.642	8.601	2.763,0
2012	4.743	9.680	26.431	24.948	8.900	2.577,0
2013	4.735	10.678	26.169	22.935	8.691	2.148,0
2014	4.735	10.348	27.627	20.739	8.967	2.011,0
2015	4.736	10.348	31.031	21.546	10.115	2.089,0
2016	4.736	10.348	31.004	22.111	9.990	2.144,0

Ilustración 20 - Fuente: ENAGAS, Compañía Logística de Hidrocarburos y REPSOL. ([www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia\\_16.pdf](http://www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia_16.pdf))

En la Ilustración 21, podemos observar la importancia del transporte por medio de oleoductos en nuestro país durante el año 2016 respecto a otros tipos de transporte.



21 Ilustración - Fuente: Ministerio de Fomento. Distribución del tráfico interior de productos petrolíferos según el modo de transporte en el año 2016 ([www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia\\_16.pdf](http://www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia_16.pdf))

Otro sistema muy interesante en el transporte por tubería es el sistema establecido para la carga de los buques, que en muchas ocasiones y debido al gran calado de estos, por razones de seguridad se fondean a varios kilómetros de la costa y son cargados/descargados a través de una serie de tuberías que finaliza en lo que se

conoce como “monoboya”, la cual posee un sistema de amarre y mangueras que permiten cargar o descargar los buques bombeando los crudos o productos a tierra.

### - El transporte marítimo

Desde los inicios, el ser humano ha utilizado el mar como medio útil para el transporte de mercancías en el ámbito internacional. Esta forma de transporte se ha ido desarrollando a medida que han pasado los siglos con el perfeccionamiento de los medios de navegación, los buques y las capacidades de estos.

En la actualidad, el avance de la globalización ha propiciado el desarrollo de este medio de transporte en el que ha visto el aliado idóneo para transportar las mercancías y transferirlas entre los productores, los fabricantes y los consumidores al ser considerado el medio de transporte más económico, eficiente y seguro. Este sector ha visto aumentada su demanda desde el año 2000 hasta el año 2016 en aproximadamente 4.800 millones de toneladas.

Si observamos el siguiente gráfico, podemos apreciar como el crecimiento del volumen de mercancías transportadas, especialmente en el tráfico de crudo, se detuvo durante los años de la crisis financiera, sin embargo, en la actualidad este sector está experimentando un crecimiento similar, e incluso superior si nos centramos en el transporte de petróleo y sus derivados, al que disfrutó durante principios de siglo. Según un informe de la UNCTAD, se prevé un crecimiento en la demanda de transporte marítimo de aproximadamente un 3,2 % anual hasta el año 2022.

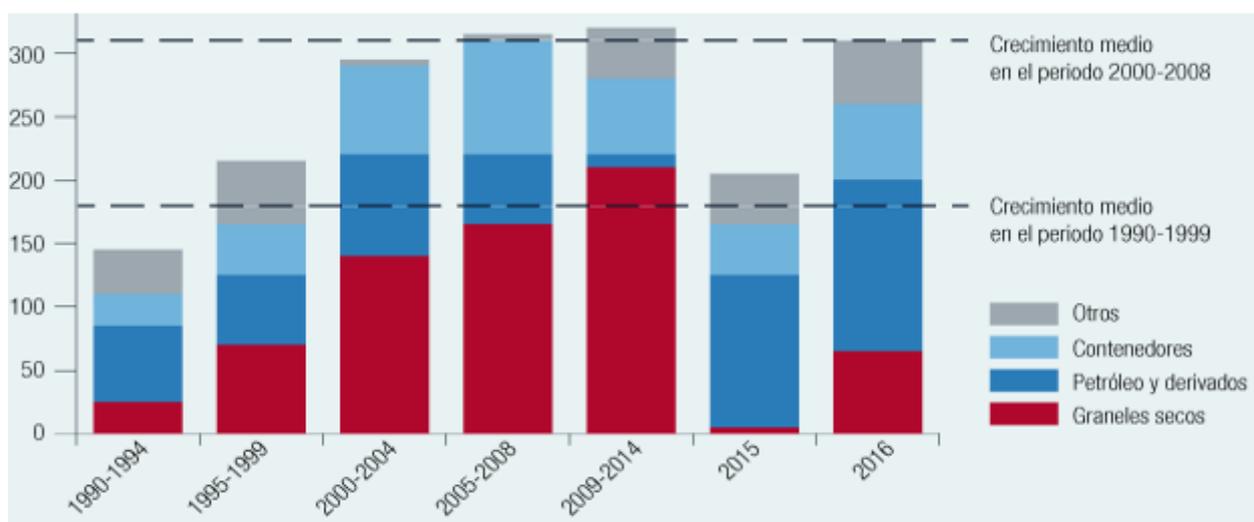


Ilustración 22 – Fuente: Clarksons Research. ([www.naucher.com/es/actualidad/el-volumen-de-mercancias-del-comercio-maritimo-en-terminos-absolutos-no-decae/\\_n:6371/](http://www.naucher.com/es/actualidad/el-volumen-de-mercancias-del-comercio-maritimo-en-terminos-absolutos-no-decae/_n:6371/))

Hoy en día, el transporte marítimo representa aproximadamente el 90% del transporte de mercancías a nivel mundial. En el año 2016, el total de barcos cuya finalidad era el transporte de crudo y productos derivados del petróleo, era de 7.200.

Poniendo nuestro foco en el transporte de petróleo, debemos destacar que se trata de la materia prima que más se transporta en el mundo, según la EIA, el 63% del petróleo mundial se mueve por medio de buques, además este sector destaca por el valor estratégico que supone para la economía a nivel mundial.

Se trata de una materia prima demandada a nivel mundial y cuyos yacimientos se localizan en zonas muy concretas del planeta, por lo que su transporte hasta los países demandantes supone una pieza clave del puzzle. Las principales vías son las que vienen desde Oriente Medio, África Occidental, Norte de África, y el Mar Caribe y van hacia América del Norte, Europa, Japón y China.

Como vemos, la mayor parte del petróleo que se produce se transporta por vía marítima y cruza por los llamados “chokepoints” o “cuellos de botella”, que son estrechos estratégicamente situados y que representan rutas cruciales que deben atravesar los buques. Entre las principales rutas de transporte de crudo destacamos las siguientes:

1. El Estrecho de Ormuz:

Con 18,5 millones de barriles diarios en 2016 según la EIA, soporta en torno al 30% del tráfico de petróleo a nivel mundial. Se trata de la arteria fundamental que une el Golfo Pérsico con el Mar de Arabia y Golfo de Omán y separa Omán e Irán, siendo la llave de los recursos petrolíferos de Oriente Medio. Si el canal se cerrase al tráfico marítimo sería complicado cubrir la demanda mundial de petróleo.

2. El Estrecho de Malaca:

Es la unión entre el Océano Pacífico y Océano Índico, tratándose de la unión más importante para el tráfico marítimo de Asia. Por este estrecho circulan unos 16 millones de barriles de petróleo al día. Actualmente y gracias al rápido desarrollo de algunos países del sudeste como la India, China, Corea del Sur o Japón, el tráfico en esta zona continúa aumentando diariamente.

3. El Canal de Suez:

Este canal conecta el Mar Rojo con el Mar Mediterráneo. Con una media de 18 mil barcos al año y con tiempo aproximado de entre 11 y 16 horas de navegación, se trata

de un enclave estratégico muy importante debido a los yacimientos de petróleo existentes en el Golfo Pérsico. El tránsito de este canal alcanzó la cifra de 3,9 millones de barriles al día entre crudo y productos refinados.

#### 4. Estrecho de Bab el Mandeb:

Este estrecho une el Mar Rojo con el Golfo de Adén en el Océano Indico siendo uno de los más peligrosos del mundo, es un paso obligatorio para que todas las cargas de crudo y productos que en su mayoría proceden del Golfo Pérsico y tienen por destino Europa y Norte América alcancen el Canal de Suez y así, el Mar Mediterráneo. Mas de 4 millones de barriles al día cruzan esta zona según datos de la EIA.

#### 5. Los Estrechos de Turquía:

El estrecho del Bósforo es unión entre el Mar Negro y el Mar de Mármara, y el estrecho del Dardanelos que une el Mar Egeo con el Mar de Mármara. Por sus aguas se transportan más de 3 millones de barriles diarios.

#### 6. Estrechos Daneses:

Lo componen 3 canales que sirven de unión entre el Mar Báltico y el Mar del Norte. Es una ruta en creciente desarrollo principalmente debido a la importancia del petróleo ruso. Por sus aguas ya se mueven más de 3 millones de barriles al día.

#### 7. El Canal de Panamá

Aunque el volumen de transito de petróleo no alcanza el millón de barriles diario, este canal es la unión entre el Mar Caribe y el Océano Pacifico convirtiéndose en la ruta comercial más importante de América.

Sin embargo, los grandes buques como los VLCC no puede cruzar el canal de Suez, por lo que la ruta alternativa para estos buques en sus viajes hacia Europa y el continente americano, es atravesando el Cabo de Buena Esperanza.

Como podemos observar, estas vías suponen enclaves estratégicos para el transporte de la energía derivada del petróleo, por lo que el bloqueo de cualquiera de estas siete rutas debido a cualquier tipo de conflicto internacional podría provocar el caos en los mercados energéticos y desatar alteraciones en el precio del petróleo. En este contexto, la cadena de suministro de petróleo se podría ver obstaculizada elevando los tiempos por viaje y el precio de los fletes, con la consiguiente subida de los precios del bunker.

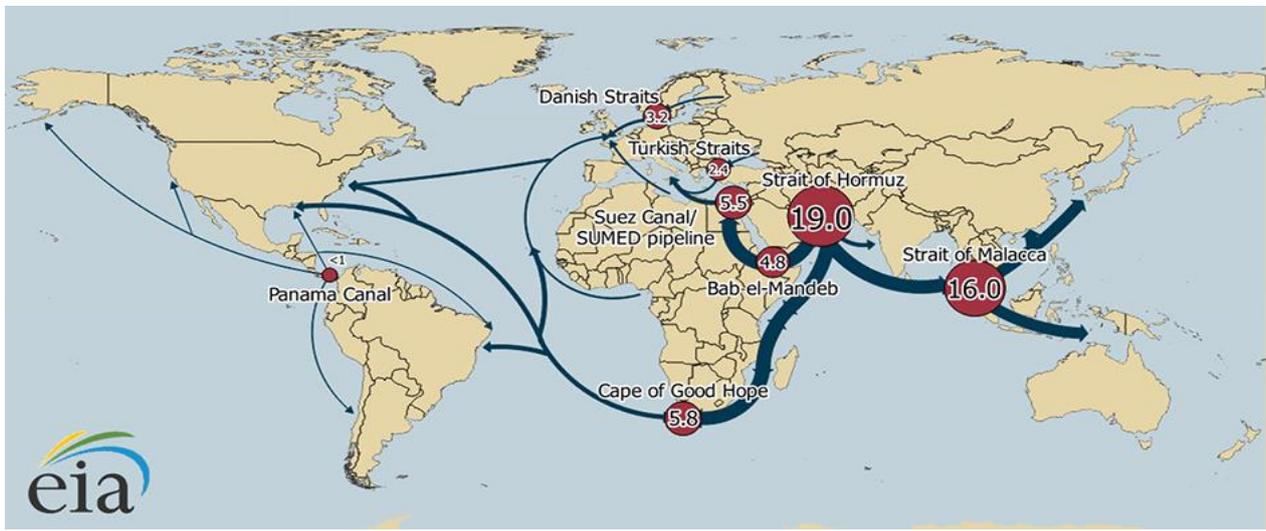


Ilustración 23 - Fuente: All estimates in million barrels per day. Includes crude oil and petroleum liquids. Based on 2016 data. Source: U.S. Energy Information Administration

Si prestamos atención al siguiente gráfico, vemos como la capacidad de la flota mundial de petroleros continúa aumentando, desde los 339 millones de toneladas de peso muerto hasta alcanzar en el año 2017 en torno a los 535 millones de toneladas de peso muerto.

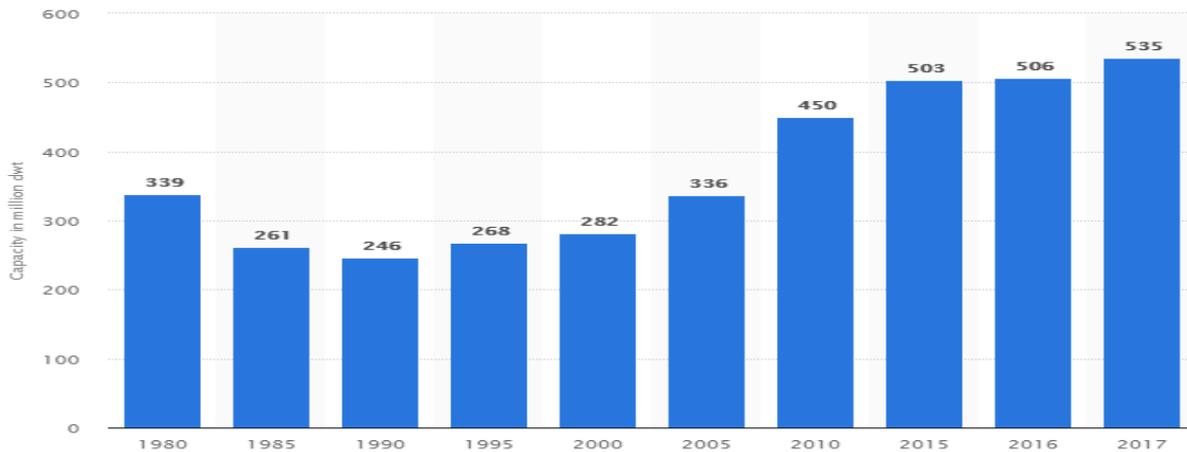


Ilustración 24 - Fuente: The Statistics Portal ([www.statista.com/statistics/267605/capacity-of-oil-tankers-in-the-world-maritime-trade-since-1980/](http://www.statista.com/statistics/267605/capacity-of-oil-tankers-in-the-world-maritime-trade-since-1980/))

La enorme relevancia del transporte de petróleo por vía marítima se puede determinar observando los datos que se extraen de este tipo de comercio. En el año 2000 existían unos 7.300 petroleros que suponían 163,7 millones de GT, en el año 2017 ya eran 8.000 los buques existentes de este tipo que suponían 256,8 millones de GT. En resumidas cuentas, en el año 2017, de los 57.800 buques mercantes y de los 1.183

millones de GT, un 13% eran buques petroleros que suponen un 22% de los millones de GT totales<sup>13</sup>.

Los petroleros (Oil Tanker en inglés), son por lo general enormes buques tanque contruidos para transportar materiales líquidos como crudos o derivados del petróleo. Es una clase de buque mercante caracterizado por el equipo del que goza y por las grandes medidas de seguridad de las que disponen. Su cubierta está repleta de tuberías y por lo general disponen de rápidos sistemas de carga y descarga.

Los buques tanque gozan de mayor resistencia que los demás y sus tanques deben ser completamente estancos para evitar que los gases que producen se mezclen con el oxígeno y puedan explotar. Otro aspecto a tener en cuenta durante la carga de estos buques es la capacidad de los tanques, pues el volumen de la carga puede variar en función de la temperatura por lo que podríamos tener problemas de que los tanques rebosasen al subir la temperatura del tanque (el volumen del petróleo puede aumentar hasta un 10% por cada grado que varíe la temperatura) o, por otro lado, si los cargamos poco, la carga podría moverse con facilidad provocando la perdida de estabilidad del barco. Para esto último, los tanques están separados por mamparos evitando el movimiento de los productos y logrando que el buque sea más estanco.

En la actualidad los nuevos buques, debido a la nueva normativa y al Convenio Marpol, deben llevar doble casco con el fin de proteger los tanques de carga por medio de tanques de lastre o espacio vacíos de una posible colisión evitando producir vertidos con los consiguientes daños que ello puede provocar en los ecosistemas. Además, debido a esta normativa, y a que las cargas de petróleo producen sedimentos que se adhieren a los tanques, los tanques deben limpiarse con crudo que posteriormente pasan a unos tanques laterales que sirven para almacenar los residuos. Este sistema de lavado de tanques con crudo se denomina COW (*Crude Oil Washing*).

Las cargas se pueden separar en sucias y limpias. Las sucias estarían formadas por las cargas de crudos, asfaltos y fuel oil, y las limpias por gasolinas, queroseno, gasoil, naftas, etcétera.

Por lo general en las cargas sucias es necesario mantener los tanques a cierta temperatura para evitar la solidificación de los crudos o productos pesados facilitando la carga o descarga.

---

<sup>13</sup> Lloyd's Register Fairplay - World Fleet Statistics, 2017.

La situación que puede provocar que un buque navegue en vacío o lastre, es la pérdida de estabilidad del mismo, por lo que cuando esto sucede lo que se hace es llenar los tanques de los buques de agua para hacerlo más pesado y estable en la mar. En la actualidad, los buques disponen de tanques de lastre independientes para esta navegación. Además, los buques disponen de los conocidos como tanques “*slop*”, cuyo fin es almacenar los residuos que se generan durante la limpieza de los tanques de carga.

Al llevarse a cabo el vaciado de los tanques, estos provocan el llenado de vapores producidos por el petróleo que al contactar con el aire puede provocar una explosión, para terminar con este problema se instalan sistemas de gas inerte.

Generalmente los petroleros son buques de grandes dimensiones, utilizados para transportar el petróleo desde los yacimientos hasta las refinerías, y hacen el viaje de vuelta en lastre. La dimensión de estos barcos aumentó con el objetivo de reducir los gastos operativos de transporte que alcanzó su tope en la década de los 70 con los conocidos como “Very Large Crude Carrier” (VLCC) y “Ultra Large Crude Carrier” (ULCC) siendo los buques de más grandes construidos hasta el momento.

La capacidad de carga de un buque se expresa en toneladas de peso muerto (TPM) o, “*Deadweight tonnage*” (DWT), es una medida que nos da como resultado la capacidad máxima de carga del buque sin riesgos de hundimiento.

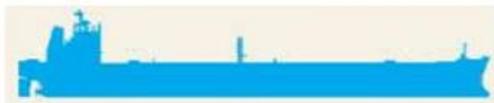
En función de su capacidad y de mayor a menor tamaño, se pueden clasificar del siguiente modo:

1. U.L.C.C (Ultra Large Crude Carrier): Su capacidad puede superar los 320.000 TPM, debido a su enorme tamaño y a su calado, que llegan hasta los 24 metros. Se encuentran muy limitados por lo que no pueden navegar por ciertas zonas como los canales. Su uso en los últimos años se ha visto menguado y se utilizan habitualmente para viajes largos.
2. Los V.L.C.C (Very Large Crude Carrier): Se trata de buques que van desde las 200.000 TPM hasta las 320.000, llegando a cargar cerca de los 2 millones de barriles. Al igual que los anteriores, se utilizan habitualmente para viajes largos.
3. Suezmax: Están entre las 120.000 TPM y las 200.000 TPM. Llegan a transportar más de un millón de barriles. Su nombre proviene de que en su día eran los buques de mayor tamaño que podían atravesar el Canal de Suez, aunque hoy en día ya lo navegan buques de hasta 300 mil toneladas de peso muerto.

4. Aframax (Average Freight Rate Assessment): Sus toneladas de peso muerto van desde las 75.000 hasta las 120.000, cargan entre 500 y 800 mil barriles. Se suelen utilizar para viajes más cortos como los ubicados entre puertos del Mar Mediterráneo, por ejemplo.
5. Panamax: Su rango se sitúa entre las 55 mil y las 80 mil toneladas de peso muerto, es decir cargan entre 350 mil y medio millón de barriles. Al igual que los Suezmax, estos buques le deben su nombre a que en su día y debido a sus dimensiones, fueron los buques más grandes en poder atravesar el Canal de Panamá. Al igual que los anteriores se utilizan habitualmente para viajes relativamente cortos.
6. Handy Size Tanker: Son buques más pequeños que los anteriores. Su rango de carga va desde los 25 mil hasta los 30 mil TPM.
7. General Purpose Tanker o Multipropósito: Su capacidad oscila entre los 16.500 y los 25.000 TPM.
8. Los Coastal Tanker o Costeros: Son buques que llegan hasta los 16.500 TPM. Se utilizan generalmente para trayectos cortos como el cabotaje.
9. Los FPSO: Son un tipo de buque cuya función es permanecer fondeados para recibir el petróleo de los yacimientos, separan el agua y estabilizan los crudos, los almacena para finalmente pasarlo a otros buques tanque.
10. OBO: es una clase de buque mercante cuya finalidad es la de transportar cargas líquidas y sólidas a granel con la idea de evitar viajes en lastre encareciendo el precio del flete.
11. LPG (Liquefied Petroleum Gas) o GLP (Gas Liquefado del petróleo): Son un tipo de buques que guardan cierta relación con los petroleros transportando butano y propano a una temperatura de entorno a los 50 grados bajo cero.
12. Por último, hacemos referencia a un tipo de buque que ya había sido comentado con anterioridad, se trata de los Shuttle Tanker. Son un tipo de buque comúnmente utilizado en viajes desde las instalaciones de extracción *offshore* hasta las refinerías. Su capacidad oscila entre las 80 y las 200 mil TPM y cuentan con sistemas especializados de posicionamiento dinámico que les permite realizar las operaciones de carga en alta mar.



**Panamax:** 60.000 tpm, L=228,6 m,  
B=32,2 m, T=12,6 m y PR=11.000 tm



**Aframax:** 100.000 tpm, L=253,0 m,  
B=44,2 m, T=11,6 m y PR=14.850 tm



**Suezmax:** 150.000 tpm, L=274,0 m,  
B=50,0 m, T=14,5 m y PR=20.000 tm



**VLCC:** 280.000 tpm,  
L=335,0 m, B=57,0 m,  
T=21,0 m y PR=35.000 tm



**ULCC:** 410.000 tpm,  
L=377,0 m, B=68,0 m,  
T=23,0 m y PR=45.000 tm

Ilustración 25 - Fuente: Instituto Marítimo Español

Uno de los problemas principales del transporte marítimo de petróleo es la contaminación, de ello se han encargado distintos convenios, entre ellos destaca el Convenio MARPOL 73/78 que surgió fundamentalmente a raíz del vertido del Torrey Canyon en el sur de las Islas Británicas en 1967. El convenio se firmó en 1973 aunque no tendría repercusión debido a que tan solo tres estados lo ratificaron, por ello, la OMI (Organización Marítima Internacional) llevó a cabo otra reunión en 1978 para modificar la construcción de buques y evitar los vertidos de petróleo. La OMI ha ido progresivamente adoptando nuevas normas de prevención como por ejemplo la retirada de buques monocasco o aumentando el grosor del acero en los tanques de carga.

- **Tipos de fletamentos**

Los buques se pueden fletar de bajo distintos tipos de contratos, entre los que vamos a destacar:

- a. Fletamento por viaje

Este tipo de contratos surgen de la necesidad espontánea e inmediata de llevar a cabo un transporte. En estos contratos de fletamentos se ponen de acuerdo fletador y armador para un viaje específico y el precio del flete se suele negociar sobre el precio que marca el mercado en ese momento y en su negociación, el precio final dependerá de la oferta de buques en ese momento para realizar ese transporte concreto.

El fletador, normalmente a través de un bróker, sale al mercado en busca de un buque de unas determinadas características que esté disponible en unas fechas concretas para hacer una ruta determinada. A partir de ese momento se negocian los términos principales de la póliza de fletamentos. Antes de aceptar un buque, el departamento de *vetting* del fletador debe dar su aprobación.

b. Viajes consecutivos

También denominado “*consecutive voyages*”, es un tipo de fletamento por viaje similar al spot, pues el precio del flete se puede negociar en función de la evolución del mercado, pero con la diferencia de que se llevan a cabo viajes consecutivamente dentro de una misma ruta. Este tipo de contratos se realizan cuando se dispone de un cierto volumen de cargas que pretenden ser transportadas entre los mismos puertos. Realmente se convierte en una especie de línea regular, garantizando al fletador la disponibilidad de capacidad de carga dentro de un buque y al armador la ocupación del buque al precio que marca el mercado.

c. C.O.A

El C.O.A, o “*Contract of Affreightment*” es un tipo de contrato de fletamento con el que el fletador pretende cubrir un cierto número de cargas para una determinada ruta, pero no dispone de volumen suficiente para fletar un buque completo, y el armador pretende asegurar un volumen de cargas en esa ruta concreta.

Por medio de este tipo de contrato, el armador se obliga a realizar durante un determinado periodo de tiempo, y a un precio de flete establecido, cierto número de viajes. Por regla general se realiza el mismo trayecto, aunque no necesariamente utilizando el mismo buque, lo que le da cierta flexibilidad, pues llegado el caso de no disponer de buque, el armador podría salir al mercado a buscar un flete para cumplir con su contrato. Por su parte el fletador se obliga a disponer de carga para esos viajes, cuyas fechas concretas pueden no estar definidas, lo que permite tanto al armador como al fletador disponer de cierta flexibilidad.

d. Time charter

Su denominación en castellano sería fletamento por tiempo, y surge de la necesidad del fletador de contratar un buque durante un cierto periodo de tiempo, pero sin el deseo de ser propietario de ese buque. Este tipo de contratos tiene ciertas ventajas tanto para el

armador como para el fletador, pues permite a ambos cubrirse frete a fluctuaciones de precios en el mercado.

Consiste en la cesión comercial del buque por parte del armador en favor del fletador a cambio de un precio, pero el buque es tripulado por el armador. Aunque ciertos gastos como el combustible, gastos de estancia en puertos, *crude oil washing* (limpieza de tanques) corren por parte del fletador, el resto de gastos son soportados por el armador, que además tiene que garantizar la navegabilidad del buque.

Otro tipo de fletamento por tiempo, aunque por regla general son a más largo plazo, sería el denominado "*bare boat charter*" en el cual el fletador obtiene la gestión total de buque tanto desde el punto de vista comercial, como desde el punto de vista técnico y económico (menos el coste de capital que corren por cuenta del armador), pues todos los demás gastos corren de cuenta del fletador que además tendrá que dotar al buque de tripulación.

## **B) ALMACENAMIENTO**

El negocio del petróleo está en muchos casos sujeto a diferentes tipos de riesgos. Por un lado, estarían los fallos y problemas en las refinerías, en buques, etc. Por otro, nos podemos encontrar con riesgos derivados de la naturaleza, como escasez de recursos en yacimientos. Por último, pueden producirse crisis económicas como la que estamos viviendo o conflictos políticos y militares.

Debido a esta clase de problemas, la mayoría de los países han llevado a cabo una política para asegurar reservas de petróleo. Así, en ciertos países algunas compañías se ven obligadas a disponer de reservas de petróleo o productos que permita satisfacer la demanda interna del país durante un determinado periodo de tiempo. Como ejemplo de ello podemos poner el caso de CORES en España, es una empresa cuya finalidad es tratar de garantizar la seguridad en el abastecimiento de hidrocarburos en España, al igual que otras entidades lo hacen en otros países.

Los tanques para almacenar petróleo o sus derivados están diseñados para manipular y almacenar una gran cantidad de petróleo. En ocasiones estos almacenes funcionan como una especie de intermediario entre la producción y el transporte para jugar con las variaciones en la demanda, por ejemplo, en el caso del gas, éste es almacenado durante los meses de verano para posteriormente sacarlo al mercado cuando crece la

demanda en los meses de invierno. Algunos productos como el petróleo, la nafta o el fuel oil, se suelen almacenar a temperatura ambiente, por su parte, otros productos como los GLP, se conservan a temperaturas entorno a los 40 grados bajo cero, aunque puede ser superior.



*Ilustración 26 - Fuente: Masters Development Visions*

Se pueden distinguir diferentes tipos de almacenes:

a. Almacén de crudo:

Como regla general, las refinerías no se abastecen de forma directa de los pozos de petróleo debido a factores logísticos y de distancia entre un punto y otro, por lo que habitualmente hay que transportar los crudos desde el yacimiento a las refinerías por medio de buques tanque o a través de oleoductos. Por ello, normalmente los crudos se almacenan en dos lugares, uno de ellos es el puerto de embarque, y otro es el puerto de destino. Además, estos almacenes pueden ser puntos intermedios en el mercado de compraventa de petróleo donde una compañía los almacena para posteriormente, y en función de la situación del mercado y de las necesidades de la compañía, los venda a otra compañía.

b. Almacén en la refinería:

En las refinerías existen diversos almacenes al principio y al final de cada proceso de transformación para almacenar los distintos tipos de productos utilizados en cada proceso de producción. Además, también existen diferentes depósitos para almacenar los diferentes productos una vez terminados, así, como reservas para poder hacer

frente a la demanda de producto en caso de dificultades en el abastecimiento de la refinería.

c. Almacén de distribución:

Es usual, disponer de un depósito central desde el cual parten los envíos a los consumidores finales, estos depósitos suelen abastecerse por medio de oleoductos. Estos almacenes suelen situarse en las inmediaciones de las grandes zonas de consumo con el fin de abaratar los costes de transporte y desde aquí parten los camiones que llegan hasta los consumidores finales.

### **3.3.3. DOWNSTREAM**

Es el último paso de la cadena de negocio dentro de una empresa petrolera integrada, en el sector del *downstream* se procesan y se transforman los hidrocarburos que se obtienen en la primera fase, en el *upstream*. Aunque en ocasiones actividades que hemos encasillado dentro de *midstream* se pueden considerar como incluidas en este campo, ya sea el transporte o el almacenamiento, por regla general, las actividades que se encuentran dentro de este sector son las tareas de refino del petróleo, y la comercialización y distribución de los productos derivados del mismo.

#### **A) REFINO**

El refino de petróleo es un proceso complejo a través del cual se transforma el petróleo crudo en hidrocarburos. Este proceso se lleva a cabo en las refinerías, que son centros industriales especializados en obtener los derivados del petróleo. Estos centros industriales están fundamentalmente situados en zonas costeras para, de esta forma, facilitar su abastecimiento.

Como hemos visto en las fases anteriores, una vez obtenido el crudo, este es tratado con sustancias químicas y calor con el fin de retirar el agua y otras sustancias sólidas que lo forman. Terminada esta tarea, el petróleo es almacenado para posteriormente ser transportado a las refinerías.

El refino del petróleo comienza con su fraccionamiento dividiendo los hidrocarburos, esto se realiza mediante la destilación directa de los crudos. Esta primera fase de separación y se lleva a cabo en las torres de destilación. El primer paso es la destilación

atmosférica, que consiste en destilar los crudos a altas temperaturas y a una presión ambiental, a este proceso también se le conoce como destilación directa. El segundo paso dentro de esta primera etapa sería la destilación al vacío, cuyo objetivo es lograr que el producto obtenido por medio de la destilación directa sea transformado en productos más ligeros. A mayor cantidad de producto ligero obtenido, más beneficios obtendremos, ya que su valor es superior al de los productos más pesados. Este proceso, al igual que el anterior, consiste en la fragmentación del producto, pero a una presión atmosférica menor.

Las diferencias básicas entre el proceso atmosférico y el de vacío, es, que el segundo posibilita la obtención a temperaturas superiores y a menor presión de segmentos más pesados del petróleo. El petróleo que es introducido en la torre de destilación atmosférica es calentado en calderas a temperaturas que pueden rondar los 400°. Este calentamiento posibilita que las diferentes fracciones del petróleo se suelten al ir alcanzando el punto de ebullición determinado en cada fracción y así, se separan los distintos tipos de fragmentos que darán lugar a los distintos productos. Posteriormente estos fragmentos del petróleo se sacan a otras torres o almacenes para que cada uno continúe su proceso correspondiente.

En la torre de destilación, las fracciones más ligeras suben a la parte superior de la torre, mientras que las más pesadas se quedan abajo.

La segunda etapa en la fase de refino es la transformación. Esta fase tiene como objetivo transformar los productos obtenidos en la fase de fraccionamiento (tanto atmosférica como de vacío), en productos cada vez más ligeros (destilados medios o gasolinas), cuyo valor en el mercado es mayor. Los procesos llevados a cabo en esta fase pueden ser distintos, entre los que podemos mencionar el craqueo catalítico, los hidrocrackers, la aquilación y los cockers.

Como última fase del proceso tendríamos la fase de tratamiento, que consiste en terminar de depurar los productos obtenidos de la fase anterior para cumplir con las especificaciones requeridas en el mercado, además de los requisitos exigidos en materia medioambiental y normativas de los Estados.

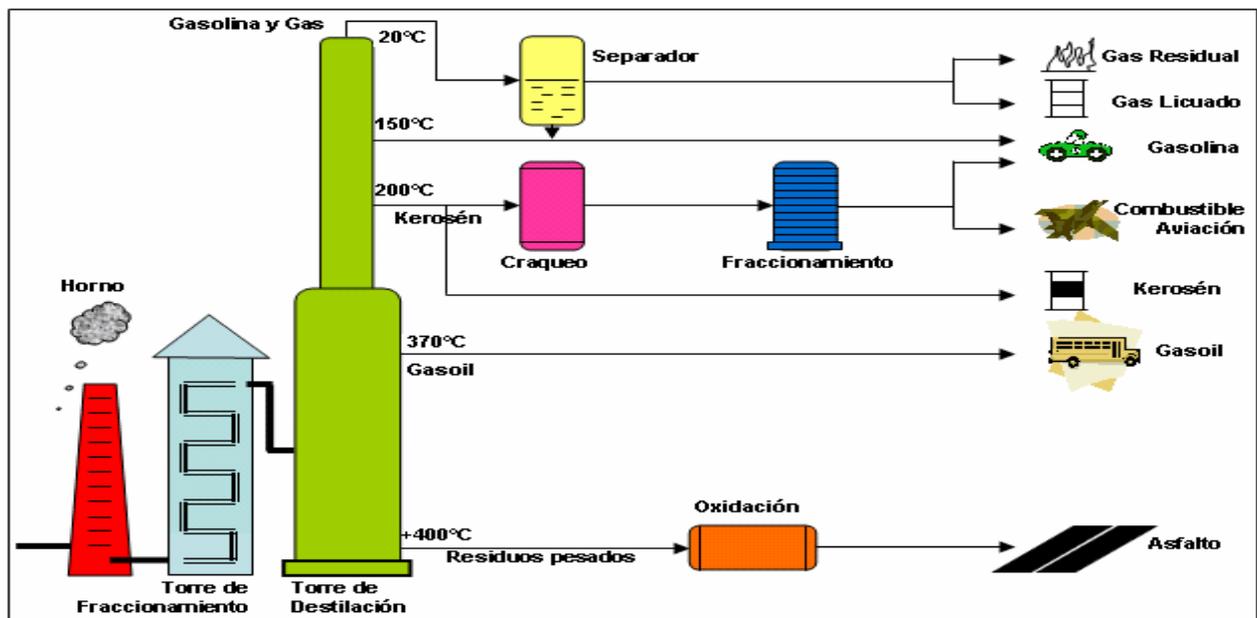


Ilustración 27 - Hernández Palencia Robert Benjamín, Refinación del Petróleo

Los órdenes de obtención de los diferentes productos en la torre de destilación en orden descendente serían:

1. GLP: El gas licuado del petróleo, como el butano y el propano. Es lo primero que obtenemos en la fase de destilación.
2. Naftas: Son los productos obtenidos en segundo lugar, siendo uno de los principales materiales utilizados en la elaboración de diferentes productos químicos y siendo el elemento principal para la elaboración de la gasolina.
3. Queroseno: Es el tercer producto obtenido en la cadena y es la base principal para el combustible de aeronaves.
4. Gasóleo: Es el combustible obtenido en cuarto lugar en orden descendente. Estos combustibles son tratados dando como resultado los gasóleos utilizados para la automoción, y como combustible de calefacciones.
5. Fuelóleos: Es el combustible más pesado del petróleo y es utilizado en calderas industriales y en buques.
6. Asfaltos: Es la parte más pesada del petróleo y su uso fundamental es, una vez mezclado con otros materiales, la de servir de base en la cimentación de carreteras y autovías.

Como último aspecto importante dentro del negocio del refino, vamos hacer un breve comentario sobre el termino conocido como “*margen de refino*”.

El margen de refino no es otra cosa que la ganancia que obtenemos una vez descontado el precio del crudo y el coste de producir sus derivados, es decir, es el

beneficio obtenido en el mercado por la venta de los productos refinados una vez descontados todos los costes de producción.

Muchos son los factores que afectan al margen de refino, entre ellos el precio del flete, el tipo de crudo, el estado del mercado de crudos y productos, además de otros muchos factores, por ello las compañías refineras desarrollan planes para optimizar las refinерías. Por regla general cada refinерía está diseñada para refinar un tipo de crudo, de ello podemos deducir que cada crudo generará un rendimiento distinto, aunque las refinерías se pueden adaptar al refino de crudos similares. De este modo, las refinерías de cada territorio estarán diseñadas para refinar un tipo de crudo con altos rendimientos en generar los productos más demandados en ese territorio, como por ejemplo en el caso de Estados Unidos las gasolinasy en Europa el diésel.

Los márgenes de refino han caído con respecto a los conocidos como *años dorados* del 2004 al 2008. La capacidad de refino que se utilizó en el año 2016 se colocó en torno al 84,5%<sup>14</sup>.

En la *figura 29* podemos observar la evolución del refino en España desde el año 2012 hasta el 2017 (a la izquierda), y de otro lado vemos la evolución de la capacidad de refino en nuestro país durante el año 2017 (a la derecha) en la que podemos apreciar como la utilización de la capacidad media de refino en el año 2017 se situó en el 86%.

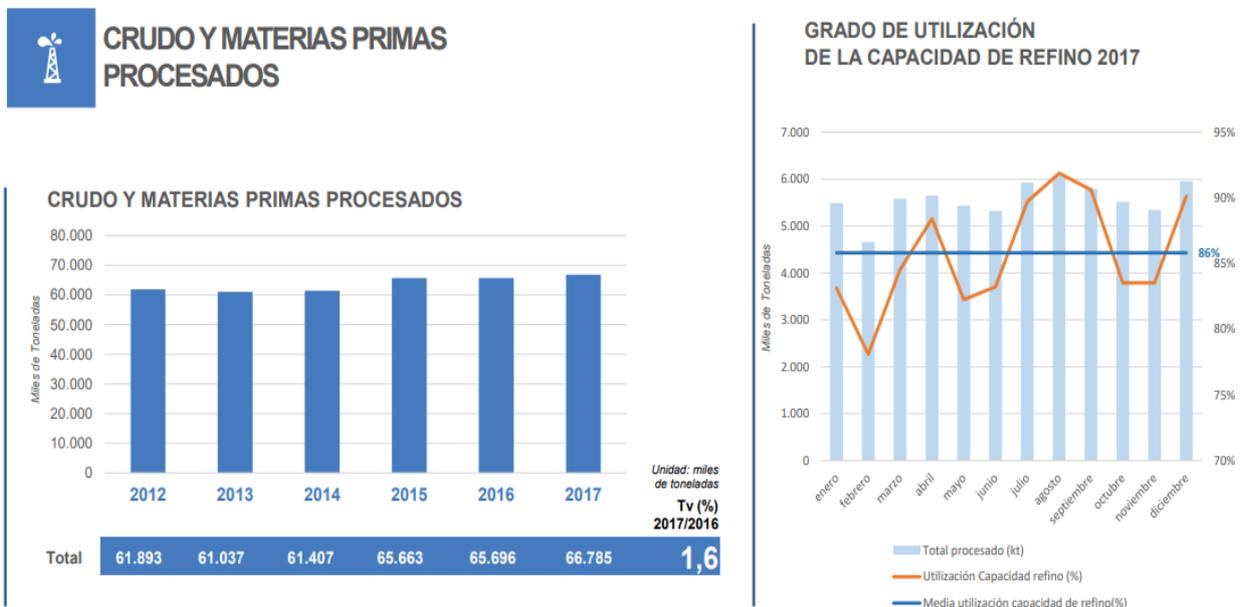


Ilustración 28 - Fuente: CORES ([www.cores.es/es/publicaciones](http://www.cores.es/es/publicaciones))

<sup>14</sup> Memoria AOP 2016

## **B) DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

Como hemos visto los productos derivados del petróleo se obtienen tras el procesado de los crudos en las refinerías, una vez finalizado este proceso se inician las actividades de carácter comercial, con la finalidad de llevar estos productos a los destinatarios finales empleándose todos los medios necesarios para su transporte y comercialización, desde las refinerías y tanques de almacenamiento a los consumidores a través de una red de distribución que alcance a todos los extremos del territorio.

Dependiendo de las necesidades y la capacidad de consumo de cada destinatario, los medios utilizados para hacerles llegar los productos serán distintos, así podemos observar como por ejemplo una central eléctrica puede ser abastecida de fuelóleo a través de un oleoducto y un consumidor particular recibirá gasoil para abastecer su caldera de calefacción a través de un camión cisterna.

Como vemos los medios empleados para la distribución pueden ser muy diversos, destacando: oleoductos para el transporte de productos; buques de cabotaje; trenes cisterna; camiones cisterna; distribución de los derivados del petróleo a través de estaciones de servicio; abastecimiento de aeronaves a través de vehículos especiales; abastecimiento a buques por medio de gabarras o mediante tuberías.

### **a) Distribución en nuestro país**

En este apartado vamos a analizar la distribución en la geografía española. Como hemos visto en apartados anteriores, el medio de transporte más importante en la distribución de hidrocarburos por medio de buques, en este aspecto, España cuenta con dificultades ya que no dispone apenas rutas fluviales para el transporte interior, además de contar con escasa influencia del transporte ferroviario. Esta serie de dificultades aparentes, llevaron a crear el aparato logístico de transporte y de almacenamientos que disfrutamos hoy en día en nuestro país. Dentro de este sistema complejo debemos destacar el desempeño de la empresa CLH (antigua CAMPSA).

Esta Sociedad dispone de uno de los mayores y más destacados sistemas de distribución de productos derivados del petróleo a nivel mundial. Dispone de una red de distribución tal, que un operador tiene capacidad de realizar la entrega de productos en un determinado punto (un puerto, por ejemplo), y en ese mismo momento estar retirándolo en otro centro de esta compañía, sin que se sea preciso que para ello dicho operador disponga de ningún tipo de infraestructura logística. La empresa cuenta como

alrededor de 4.000 km de oleoductos, 40 centros de almacenamiento y más de 28 instalaciones aeroportuarias<sup>15</sup>.



Ilustración 29 – Fuente: CLH ([www.clh.es/section.cfm?id=2&side=134&lang=sp](http://www.clh.es/section.cfm?id=2&side=134&lang=sp))

## b) Comercialización

Los productos derivados del petróleo se consumen en los diferentes ámbitos de la sociedad, dividiéndose según su ámbito principal de aplicación en transporte e industria, aunque pueden ser utilizados en otros sectores. Estos productos son adquiridos de dos formas principalmente: La primera sería la compra por los grandes demandantes a las compañías que se encargan de su comercio y distribución. Otra forma de distribución altamente demandada es su puesta a disposición a los usuarios a través de las estaciones de servicio.

Muy unido al ciclo de la distribución y comercialización está la venta y el comercio internacional de productos refinados. En este campo, nuestro país cuenta con un saldo positivo si comparamos el nivel de exportaciones con el de importaciones, ello significa que realizamos más exportaciones que importaciones de productos refinados, que

<sup>15</sup> [www.CLH.es](http://www.CLH.es)

continúa creciendo año tras año. En el siguiente grafico podemos observar el saldo de exportaciones e importaciones en nuestro país durante el año 2017.

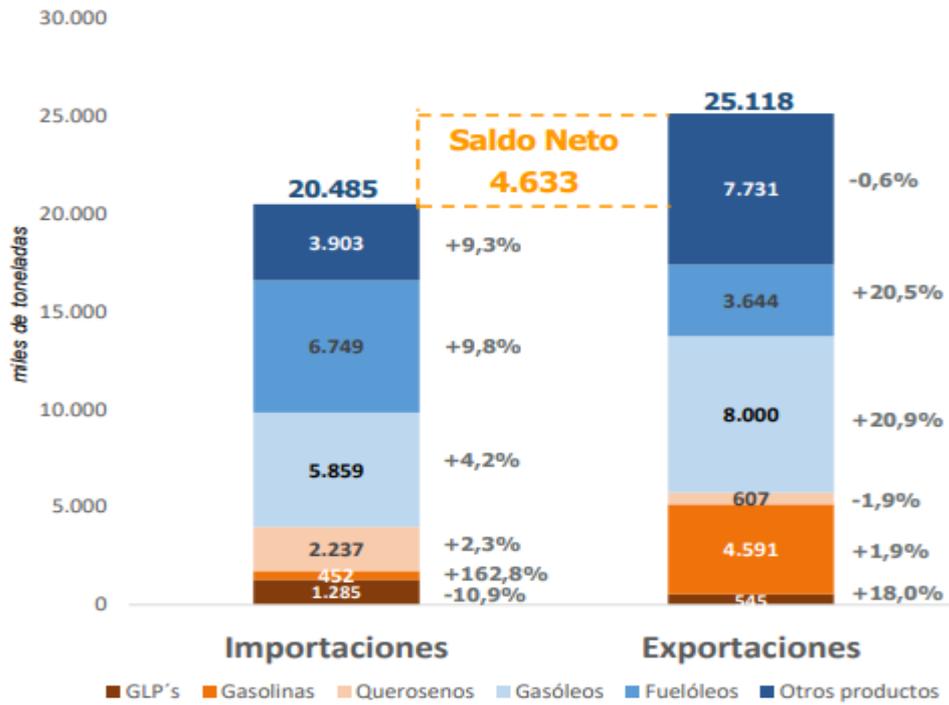


Ilustración 30- Fuente: AOP, ([www.aop.es/media/1750/balance-energ%C3%A9tico-2017-y-perspectivas-2018.pdf](http://www.aop.es/media/1750/balance-energ%C3%A9tico-2017-y-perspectivas-2018.pdf))

## 4.- EL MERCADO DEL CRUDO

El abastecimiento engloba el ejercicio de operaciones de comercio y transporte de crudos y sus derivados. Este conjunto de actividades está muy condicionado por la situación política que se vive en los Estados donde se encuentran los yacimientos.

El mercado del petróleo se caracteriza por ser un mercado con precios muy volátiles, por lo que el precio de la energía no es absoluto, sino que se negocia y está afectado por multitud de factores, pero sobre todo están afectados por la oferta y la demanda de los crudos y sus derivados.

Como hemos visto anteriormente, el petróleo es un producto estratégico muy valiosos, tanto para productores como para importadores.

El precio del crudo se establece tomando por referencia de volumen el precio unitario de un barril de petróleo (alrededor del 160 litros o 42 galones), y a su vez referenciado a los tipos de crudos más comunes, estos son: El crudo Brent, este crudo es de alta calidad y es una mezcla de crudos extraídos en el Mar del Norte, este crudo es el utilizado como referencia en Europa; El Crudo West Texas Intermediate, es un crudo de alta calidad, incluso mayor que el Brent, este crudo es extraído en Texas y Oklahoma sirviendo de referencia como crudo en América; El crudo Dubái, es un crudo de baja calidad que sirve de referencia para los crudos del Pacífico.

Los precios de los crudos están marcados por diversos factores como la calidad de los mismos, las zonas de extracción, las cuales determinan los costes de transporte, los costes de almacén, factores climáticos y geopolíticos etcétera. Profundizando un poco en el tema, podemos señalar que, a corto plazo, los precios están marcados:

1. Como comentábamos con anterioridad intenta jugar un papel importante la OPEC, estableciendo niveles de producción muy influidos por la política Norteamérica de exportaciones. Cabe señalar, que los países que la forman controlan entorno al 80% de las reservas mundiales de petróleo, y en el año 2015 llegaron a producir algo más del 40% del petróleo a nivel mundial.
2. Aumento de la producción de petróleo de las arenas bituminosas de Canadá y de crudo de esquistos en EE. UU.
3. Estancamiento de economías en desarrollo con su consiguiente disminución en la demanda de petróleo y sus derivados.

4. Medidas políticas adoptadas por los diferentes gobiernos, como por ejemplo la retirada de Estados Unidos de la Conferencia de París.
5. Conflictos bélicos que puedan dificultar la producción o el tránsito de las mercancías por determinadas zonas.

A largo plazo, los precios se pueden ver afectados por diferentes motivos como, por ejemplo:

1. La nueva política llevada a cabo por los Estados Unidos sobre la exportación de petróleo.
2. Nuevas políticas sobre medio ambiente.
3. El desarrollo de fuentes de energía alternativas aplicadas a los medios de transporte, como los motores eléctricos.

Como hemos comentado en anteriores capítulos, la oferta y la demanda está claramente marcada por las exigencias de abastecimiento y transporte desde los puntos geográficos productores hasta las áreas geográficas deficitarias. Es claramente objetivo comentar que el ambiente político en las áreas productoras y de destino de las mercancías, además de las áreas de navegación, suponen un factor clave en el abastecimiento permanente e inalterable a las refinerías, así como las zonas de consumo final.

Actualmente, Oriente Medio es, sino la más importante, una de las regiones estratégicas clave en el suministro de petróleo, por sus excedentes, por la calidad de sus crudos y por el reducido coste de producción, lo que hace a esta región en una de las más importantes a la hora de determinar el precio del barril de petróleo. Cabe destacar, que su situación geográficamente hablando, al estar en el centro entre dos de las mayores áreas demandantes de petróleo (Asia del Este y Europa), capacita a los productores de esta zona a acceder a arbitrajes geográficos, acercando su producción, en función de sus intereses, a regiones con precios mayores permitiéndoles de este modo aumentar sus rentabilidades. De otro lado, hay que destacar que su tensa situación política, junto con los sucesivos ataques terroristas, hacen cada vez más difícil el transporte de estos productos.

Como sabemos, Europa es uno de los mayores demandantes de petróleo del mundo, en su suministro juega un papel muy importante Rusia, pues es uno de los mayores productores de petróleo y gas, y es uno de los grandes suministradores de muchos países de la Unión Europea, además de abastecer de gran cantidad de productos

intermedios. Por otro lado, concretamente Argelia y Libia, son importantes suministradores de crudos ligeros a los países europeos bañados por el mar Mediterráneo.

Otro país que merece especial mención es Estados Unidos, cuya producción ha crecido enormemente debido a los avances en la explotación de petróleos no convencionales, ello ha llevado al país a alcanzar una posición de armonía entre la oferta y la demanda, y a aumentar sus exportaciones de gasóleo.

Teniendo en cuenta todos estos elementos, cada productor o productores fijaran sus precios de referencia. Una vez marcado el precio, se inicia el negocio de compraventa en los mercados regulados y en los mercados *Over the Counter* (OTC), donde la alteración de los precios establecidos marcará el beneficio que podrán alcanzar *traders* y *brokers* con las operaciones llevadas a cabo.

Estos productos se negocian en los mercados internacionales teniendo en cuenta una serie variables que lo condicionan, como comentábamos anteriormente, que determinan su compraventa como una *commodity* que necesita de una serie de mecanismos para cubrir los riesgos de la fluctuación de precios en el tiempo. Para ello han surgido a lo largo del tiempo una serie de mercados como son los mercados *forward* y futuros.

*“Desde el punto de vista de la teoría de la demanda de activos, la curva de demanda de un commodity como el petróleo crudo depende del diferencial entre el nivel de precios esperados  $P_{t+1}$  y los niveles de precios actuales  $P_t$ , es decir, el retorno esperado  $RETe$  (retorno esperado en relación con otros activos), el crecimiento económico, su volatilidad y liquidez en los mercados en donde se comercializa. Por su parte, los factores de oferta dependen de la oferta actual de petróleo, los avances tecnológicos que incrementan la productividad en su producción y la capacidad de los gobiernos para manejar sus inventarios. Además de los factores antes mencionados, los mercados han sido afectados por factores de demanda y de oferta. Los factores de demanda están asociados a la volatilidad de las tasas de interés asociadas al riesgo (interest-rate-risk).”<sup>16</sup>*

En esta introducción al mercado de crudo y productos, cabe hacer mención a que el precio de los crudos y los productos, si bien están relacionados, no necesariamente tienen que ir unidos. Cabe señalar que el mercado de productos es más regional y está

---

<sup>16</sup> Giuseppe Pulitano y Emmanuel Borgucci, Precio spot y precio futuro de los marcadores Brent y WTI: Comportamiento y determinantes (1998-2008), pág. 178.

más marcado por las políticas gubernamentales de exigencias medioambientales, por lo que los productos no tendrán las mismas especificaciones en todas las zonas del planeta. Por su parte el mercado de crudos es más global y abierto, muy marcado por la oferta y la demanda, por lo que su precio afectará más al precio de sus derivados que a la inversa.

Una pregunta que nos planteamos durante el desarrollo de este capítulo y que intentaremos resolver del mejor modo posible es, ¿Cómo se forman los precios de los crudos?

Pues bien, la configuración de los precios se ha ido desarrollando y ha variado a lo largo del tiempo. En la era anterior a la fundación de la OPEC, las grandes compañías petroleras que comentábamos al principio del presente trabajo eran las que fijaban los precios, conocidos como *posted prices*, eran estas compañías integradas las que anunciaban a los demandantes su voluntad de ofrecer una determinada cantidad a un precio concreto.

Durante los años 70, la política de determinados países encaminadas a controlar el comercio de petróleo dentro de sus fronteras con el fin de controlar un sector tan estratégico como es el del petróleo, llevó a nacionalizar algunas compañías. De esta manera surgió el término conocido como *Oficial Selling Price* o *Government Selling Price*.

Aunque este sistema de precios sigue siendo utilizado hoy en día por las Compañías Estatales de Petróleo, o *National Oil Companies (NOC)*, la situación anteriormente descrita se mantuvo así en términos generales hasta que a mediados de la siguiente década, la OPEC comenzó a fijar un precio de referencia para el crudo ligero de Arabia, el cual fue tomado como referencia para otros crudos al que se le sumaba o restaba un diferencial.

Por su parte, el resto de países productores de petróleo que no formaban parte de la OPEC, llevaron a cabo una nueva forma de preciar sus ventas, sus productos comenzaron a preciar en forma de contratos *spot*, *forward* y a plazo. Esto creó el miedo dentro de la OPEC que veía como su influencia dentro del mercado de precios caía, dando lugar a lo conocido como *netback pricing*, que son acuerdos entre partes que establecen el precio de venta de un determinado crudo basándose en el valor de los productos derivados de esos mismos crudos. Finalmente, este sistema fracasó, dando lugar al que tenemos actualmente, que se basa en un conjunto de fórmulas que

toman como referencia los precios *spot* marcados por los diferentes crudo-marcadores como el Brent o el WTI.

## 4.1. TIPOS DE MERCADOS

Como veremos a continuación, nos podemos encontrar con diferentes tipos de mercados:

- Mercados de Físico: Son mercados en los que se negocian cargamentos de crudos o productos derivados del petróleo y que se dividen en dos subtipos, cargamentos al *spot* (momentáneos o puntuales) y cargamentos negociados a plazo.
- Mercados Forward: Se trata de cargas para unas cantidades fijas y reguladas bajo contratos con unos términos estándares y habitualmente a un precio fijado de antemano. Este tipo de contratos se caracterizan porque se fija una fecha futura para que se produzca la entrega del producto, pero esta entrega puede que no sea física, por lo que nos encontraríamos con el establecimiento de una fecha para compensar precios y llevar a cabo el pago. Esto es lo que se conoce con el nombre de *Washout* o *Book-out* (cuando intervienen dos compañías) y *Circle-out* (cuando es una cadena de más de dos compañías).

Pero, por otro lado, puede que finalmente se lleve a cabo la entrega física de esas cantidades reguladas bajo ese contrato en un mes futuro.

Este tipo de intercambios se llevan a cabo en mercados no regulados conocidos internacionalmente como mercados *Over the Counter* (OTC).

- Mercados de Futuros: Se trata de transacciones con unas cantidades determinadas y reguladas bajo contratos con unos términos estándares. Son contratos de futuros sobre una determinada *commodity* que suponen el compromiso por parte de ambas partes de (vendedor entregar y comprador recibir) una *commodity* bajo un contrato con unos términos determinados de cantidad, calidad y lugar en un determinado momento futuro. Estas transacciones se llevan a cabo en mercados regulados, los dos más importantes en cuanto a los volúmenes negociados son el *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) y el *Intercontinental Exchange* (ICE), otros mercados importantes son el *Singapore Exchange* (SGX), *Dubai Mercantile Exchange* (DME) y *Tokyo Commodity Exchange* (TOCOM). Por regla general, este tipo de transacciones se

caracterizan por la no existencia de una entrega física del producto, lo que se hace es “*cerrar la posición o compensar en efectivo (cash settlement)*”<sup>17</sup>.

- Mercados de Opciones: Son mercados muy heterogéneos y complejos, normalmente utilizados para productos que no disponen de mercados de futuros en conexión directa con ellos (como por ejemplo el fuel oil como combustible de buques o *bunker* que está unido al crudo Brent o el queroseno utilizado en la aeronáutica que se encuentra unido al gasóleo). Este tipo de mercado también es utilizado “*cuando el mercado donde se realiza la adquisición no tiene suficiente liquidez para realizar una operación de compra/venta en sentido contrario*”<sup>18</sup>. Al igual que los mercados *forward*, estos mercados operan en mercados *over the counter*.

Entre los mercados anteriormente mencionados cabe destacar, que los mercados cuyas operaciones no tienen por finalidad una entrega física de los productos, son utilizados para cubrir el riesgo de las operaciones físicas, con la finalidad de mantener un riesgo limitado en las transacciones, debido a la gran fluctuación que pueden sufrir los precios de los cargamentos físicos.

#### **4.1.1. PARTICIPANTES**

Son muchos los participantes que intervienen y operan en los mercados del petróleo, a continuación, vamos a repasar los más relevantes:

##### **A) Productores**

Los productores se encuentran al principio de la cadena, este grupo se encargan del suministro y abastecimiento de crudos para su posterior transformación en productos finales. Como vimos en anteriores capítulos, este grupo se sitúa en lo que se conoce como *upstream* dentro del ciclo del petróleo. Están expuestos al riesgo de subidas y bajadas del precio de crudos, para ello utilizan los mercados de futuros y así se cubren de posibles bajadas de los precios.

---

<sup>17</sup> Carmelo Mayoral de Lozoya (Coordinador) y otros - Reflexiones sobre la industria del petróleo: retos y oportunidades. Club español de la energía. Pag. 48.

<sup>18</sup> Carmelo Mayoral de Lozoya (Coordinador) y otros - Reflexiones sobre la industria del petróleo: retos y oportunidades. Club español de la energía. Pag. 48.

## **B) Almacenistas**

Este grupo estaría en el medio de la cadena de valor, en lo que llamamos *midstream*, se encargan del almacén de crudos, aunque lo podríamos situar por detrás de los refineros en caso de almacenar productos terminados. Este grupo podría estar dividido a su vez en almacenistas en los que su negocio simplemente se basa en almacenar productos de otro operador obteniendo un precio por ello, y almacenistas cuyo negocio es moverse en los mercados de futuros, y reservar productos en caso de que el mercado está en *contango* y vender en caso de que el mercado este en *backwardation*. Analizaremos estas figuras en próximos capítulos con más detenimiento.

## **C) Refineros**

Este grupo se situaría en lo que se conoce como *downstream*, como ya hemos analizado, estos se encargan del proceso de transformación de los crudos en productos terminados, para ello compran crudos a los productores y venden los productos elaborados. Por ello su posicionamiento en los mercados cobra un doble sentido, como compradores, estos tienen que cubrir los riesgos de posibles subida de los crudos, pues son compradores, y una subida en los precios les afecta negativamente. Por otro lado, son vendedores de productos finales, por lo que tendrán que cubrir su posición de posibles bajadas en los precios, pues esto, le afectará negativamente.

Acabamos de ver la posición de un refinero en términos generales, pero estos también pueden ser compradores de productos para el abastecimiento de su refinería, como puede ser el caso de compra de biocombustibles para la producción de productos finales, naftas para la producción de gasolinas, etcétera.

## **D) Traders**

Pueden estar en muchas posiciones, desde el punto de vista de *trader* de un refinero, lo encasillaríamos en el apartado anterior, como *trader* puro, es un operador que lleva a cabo operaciones de compras y de ventas asumiendo el riesgo de la operación pero que en ningún caso tiene intención de adquirir físicamente el producto. Su objetivo es obtener un beneficio de la compra o venta de una determinada mercancía, un ejemplo básico sería el *trader* que compra un cargamento de crudo porque piensa que el mercado subirá y lo podrá vender más caro, o la inversa, cierra una venta para entregar en un futuro a un precio fijo pues piensa que el mercado caerá y podrá comprar ese cargamento cuando se aproxime la fecha de entrega a un precio más barato.

## **E) Brokers**

Son meros intermediarios que actúan en los mercados poniendo en contacto a compradores y vendedores. Su posición, por tanto, es intermedia y no asumen ningún tipo de riesgo en la operación, a cambio de su trabajo cobran una comisión.

### **4.1.2. MERCADOS DE FÍSICO**

Un mercado de físico es el sitio en el que se comercializa físicamente con los productos, y cuya finalidad radica en el establecimiento de un precio para esos productos.

Los crudos cotizan en la mayoría de los mercados y se comercializan basándose en unos precios de referencia marcados por unos determinados crudos cuyas calidades son conocidas de antemano. No obstante, los precios son resultado del encuentro en los mercados de oferentes y demandantes, pero, además, como hemos visto anteriormente, estos precios vienen marcados por otros factores externos a la producción, y que no tienen que ver con sus costes de producción o transporte, y son otros factores como los que señalábamos anteriormente los que afectan a las subidas y bajadas del precio de los crudos.

En los mercados internacionales nos podemos encontrar dos tipos transacciones principalmente: un mercado spot donde se compran y se venden cargamentos de forma inmediata, y un mercado a plazo.

#### **A) El mercado spot**

Un mercado spot es aquel en el que se realizan transacciones de crudo a nivel mundial diariamente, y su precio se fija también en ese mercado. Estos precios se denominan precio spot, y es el precio de los contratos de compraventa cuya entrega está prevista como máximo en un mes. Este tipo de mercados surgen en los años 80 como mercados no organizados o OTC, que se fueron desarrollando y adquiriendo cada vez más importancia junto a los contratos a largo plazo.

Aunque el nivel de transacciones en el mercado spot es muy inferior al porcentaje que representan las transacciones llevadas a cabo bajo lo que se conoce como transacciones a largo plazo, se estima que en el año 2010 el mercado spot de crudos alcanzó afecto a los precios de casi el 80% de las mercancías intercambiadas.

Un tema importante, y que afecta de manera directa al precio de los contratos spot, es la definición de los términos de entrega de las cargas, ya que, en su mayoría estas mercancías se entregan a través de buques. Estos términos de entrega comúnmente conocidos por “Incoterms”, son un elemento fundamental en la formulación de los precios de crudos y sus derivados. Brevemente comentaremos las más comunes como son el FOB y el CIF. El termino FOB (*free on board*) implica que la entrega de la mercancía se produce en el puerto de carga, por lo que el vendedor transfiere el título y riesgo de la mercancía en el puerto de carga cuando el producto traspasa la borda del buque. El termino CIF (*cost, insurance and freight*) implica que el vendedor, aunque traspasa el título y riesgo de la mercancía en el puerto de carga, se encargará de transporte de la mercancía y del pago de su seguro hasta el puerto de descarga que hayan acordado las partes. Como podemos observar, estos términos de entrega afectan directamente al precio del producto, pues establecen quien corre con los gastos del transporte del producto, lo cual supone, en muchos casos, un importante coste. En la *ilustración 33* podemos observar gráficamente las diferentes obligaciones para las partes en función del incoterm utilizado.

Teniendo esto en cuenta, podemos decir, que el precio FOB se refieren al precio en el puerto que se haya definido para cargar el crudo o producto en el buque, y el precio en términos CIF, se refiere al precio que tendrá la carga en el puerto entrega, comprendiendo dentro de este precio, el valor del transporte principal.

Este es un mercado del momento, es un mercado puntual del día a día en el que actúan desde las grandes petroleras hasta las más pequeñas, llevando a cabo operaciones con entregas físicas de distintos cargamentos de los diferentes crudos y productos. En ocasiones estos cargamentos pasan por diferentes operadores hasta llegar al destinatario final como puede ser por ejemplo un refiero que necesita un determinado crudo para abastecer sus refinerías. Por tanto, se trata de cargas muy concretas, tanto en volumen como en calidades.

Además de las transacciones spot que estamos viendo, existen otro tipo de operaciones de compraventa de crudos y productos petrolíferos. Estas otras transacciones son llevadas a cabo por los diferentes actores del mercado, como operaciones cerradas bajo contratos a largo plazo. Algunos actores las definen como operaciones con más de tres entregas bajo el mismo contrato, y reguladas bajo los mismos términos. Ese tipo de operaciones representan más del 90% de las compraventas a nivel mundial, no obstante, la mayoría de estas operaciones están basadas en los precios que marca el

mercado spot, es decir, el mercado de transacciones realizadas diariamente las cuales marcan los precios puntuales para un determinado día.

Como comentamos, el mercado spot marca en gran parte el precio del mercado físico diario traspuesto en gran medida a otro tipo de transacciones físicas. Estos precios son en su mayoría basados en publicaciones globalmente utilizadas en el sector. Estas agencias hacen públicos los precios diarios que marca el mercado para crudos y productos, pero como en la mayoría de las ocasiones no tienen en cuenta las diferencias de calidad, a estas fórmulas de precio se le suele añadir un diferencial en forma de prima o descuento sobre el resultado obtenido de la fórmula de precio que en ocasiones suele ser la media de las diferentes cotizaciones diarias negociadas ente los *traders* (por ejemplo, la media de las cotizaciones publicadas por *Platts* para el mes de junio para el producto determinado del que se trate).

Las principales agencias utilizadas a nivel mundial para tomar los precios en los diferentes mercados del mundo son *Argus*, *LOR* y *Platts*. Estas agencias publican datos diarios para los diferentes productos teniendo en cuenta los resultados del mercado en cada jornada para después transponerlos y formar los diferentes precios diarios a los que los diferentes actores pueden tener acceso, y que formaran los precios de sus transacciones. En el siguiente cuadro podemos observar los diferentes aspectos tenidos en cuenta por el marcador de *Platts* para formar sus precios:

- *“Ofertas firmes de compra abiertas al mercado en su conjunto que se atienen a condiciones estándar.*
- *Ofertas firmes de venta abiertas al mercado en su conjunto que se atienen a condiciones estándar.*
- *Expresiones de interés para comerciar con ofertas de compra y de venta publicada que se atienen a condiciones estándar.*
- *Transacciones confirmadas.*
- *Valores indicativos, claramente descritos como tales.*
- *Actividad de compra y de venta oída de terceros en el mercado, claramente descrita como tal.*
- *Otros datos que puedan ser relevantes para las evaluaciones de Platts.”*<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup> [www.PLATTS.com](http://www.PLATTS.com)

A continuación, describiremos lo que sería una fórmula de precio para una compraventa de nafta en el mercado basado en un cierre de *Platts*. El cierre comercial entre los *traders* en lo que se denomina *recap*, podría ser el siguiente:

Price: Mid Platts CIF Med + 9 \$/MT.  
Pricing: Month of June.

A continuación, veremos cómo sería el desarrollo contractual de este cierre comercial:

*Precio FOB Huelva en dólares por tonelada será calculado conforme a la siguiente formula:*

*La media aritmética de las cotizaciones medias publicadas por Platts European Marketscan para nafta bajo el título "FOB Med (Italy), Mediterranean Cargoes" + una prima de 9 dólares por tonelada de producto.*

*Las cotizaciones utilizadas serán todas aquellas validas y publicadas durante el mes*

En la siguiente diapositiva podemos observar el recorte de una cotización diaria de *Platts* en la que podemos observar las cotizaciones para los productos del Mediterráneo y el Mar del Norte en el que nos hemos basado para desarrollar la anterior formula (concretamente en las cotizaciones del Mediterráneo para una compraventa de nafta).

# EUROPEAN MARKETSCAN

Volume 48 / Issue 211 / October 31, 2016

## EUROPEAN PRODUCTS (\$/mt)

	Code	Mid	Change	Code	Mid	Change
<b>Mediterranean cargoes (PGA page 1114)</b>						
		<b>FOB Med (Italy)</b>			<b>CIF Med (Genova/Lavera)</b>	
Naphtha*	PAAA100	409.50-410.00	409.750	-19.000	PAAA000	419.00-419.50 419.250 -19.250
Prem Unl 10ppm	AAAZ000	484.25-484.75	484.500	-24.250	AAAZ000	491.25-491.75 491.500 -24.500
Jet	AAIDL00	451.25-451.75	451.500	-21.500	AAZB000	464.25-464.75 464.500 -22.000
10ppm ULSD	AAWY000	434.50-435.00	434.750	-23.000	AAWZ000	443.25-443.75 443.500 -23.250
Gasoil 0.1%	AAVJ100	425.00-425.50	425.250	-21.250	AAVJ300	435.50-436.00 435.750 -21.750
Fuel Oil 1.0%	PUAAK00	265.25-265.75	265.500	-16.250	PUAAJ00	272.75-273.25 273.000 -16.250
Fuel oil 3.5%	PUAAZ00	246.00-246.50	246.250	-11.000	PUAAY00	253.50-254.00 253.750 -11.000
*Naphtha FOB Med is basis East Med						
<b>Northwest Europe cargoes (PGA page 1110)</b>						
		<b>FOB NWE</b>			<b>CIF NWE/Basis ARA</b>	
Naphtha (Nov)					PAAA300	423.50-424.00 423.750 -18.250
Naphtha					PAAAL00	426.25-426.75 426.500 -19.750
Gasoline 10ppm					AAAF000	487.75-488.25 488.000 -17.250
Jet	PJAAV00	458.00-458.50	458.250	-21.750	PJAAU00	465.75-466.25 466.000 -22.000
ULSD 10 ppm	AAVBF00	434.25-434.75	434.500	-21.250	AAVBF00	444.75-445.25 445.000 -21.500
Diesel 10ppm NWE	AAAZD00	436.00-436.50	436.250	-21.250	AAAZC00	446.75-447.25 447.000 -21.500
Diesel 10 ppm UK					AAVSH00	448.25-448.75 448.500 -21.500
Gasoil 0.1%	AAVNR00	424.50-425.00	424.750	-21.750	AAVNS00	436.25-436.75 436.500 -21.750
Fuel oil 1.0%	PUAAM00	262.00-262.50	262.250	-16.250	PUAAL00	269.00-269.50 269.250 -16.250
Fuel oil 3.5%	PUAAB00	230.50-231.00	230.750	-12.250	PUAAB00	239.00-239.50 239.250 -12.250
Straight run 0.5-0.7%	PKABA00	299.50-300.50	300.000	-13.750		
VGO 0.5-0.6%	AAHMX00	337.00-338.00	337.500	-15.250	AAHMZ00	337.00-338.00 337.500 -15.250
VGO 2% max	AAHNB00	330.50-331.50	331.000	-15.250	AAHND00	330.50-331.50 331.000 -15.250

Ilustración 31 – Fuente: [www.platts.com.es/products/european-marketscan](http://www.platts.com.es/products/european-marketscan)

Estas agencias, tanto *Platts*, *Argus*, como otras, utilizan sistemas distintos para desarrollar sus publicaciones de precios de mercado, por lo que deberemos conocer a fondo sus parámetros si deseamos traducir y utilizar de forma correcta cada sistema de precios.

Pero además del precio, los *traders* deben negociar otros aspectos que se recogerán en el anteriormente citado “*recap*”, que no es otra cosa que el cierre comercial. Entre los términos comerciales que “obligatoriamente” debería cerrar un *trader* está:

1. Comprador y Vendedor.
2. Cantidad de crudo o producto a entregar. Normalmente se incluye una tolerancia sobre el total de la carga a entregar, que puede ser, por ejemplo, un +/-5% del total. Esta tolerancia suele ser a opción de la parte que se encarga del transporte principal.
3. Calidad de la mercancía.
4. Inspección y donde se considera vinculante la calidad y la cantidad inspeccionada (puerto de carga o descarga, en los tanques del buque o tanques de tierra, etcétera).
5. Incoterm: Refleja los términos de entrega. En la siguiente figura, podemos observar un cuadro en el que definen las obligaciones de cada parte en función del incoterm utilizado.

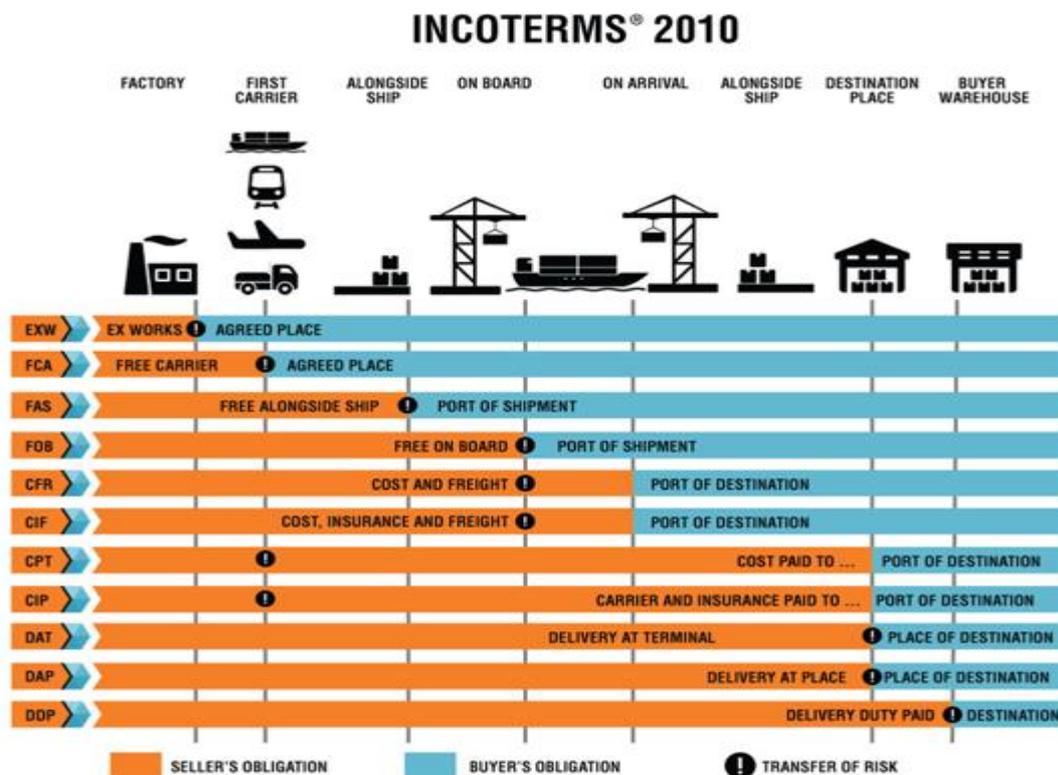


Ilustración 32- Fuente: <http://internationalcommercialterms.guru>

6. Punto de entrega.
7. Fecha de entrega.
8. Términos de crédito. Los términos de crédito son un factor importante en las transacciones, entre los principales podemos destacar los siguientes:
  - *Open*: Se conoce como términos *open* a los utilizados entre las grandes compañías, las cuales se conocen y no necesitan garantías adicionales.
  - *Parent Guarantee*: Es el aval requerido por un cliente a una compañía matriz para que avale a una de sus filiales. El contrato principal es entre la filial y el cliente, y la compañía matriz garantiza el pago de esa transacción.
  - *Prepayment*: Es el prepago del cargamento en un momento anterior a su entrega.
  - *Letter of Credit (Standby o Documentary)*: Son garantías bancarias para asegurar el cobro ante un posible impago por parte del comprador.
9. Forma y fecha de pago.
10. Ley y Jurisdicción aplicable a la transacción.
11. GTC'S (*General Terms and Conditions*). Establecen los términos generales de la operación que no se han pactado específicamente. Normalmente, las grandes compañías disponen de sus propias GTC'S, que pueden ser pactadas en el contrato como las vinculantes para esa determinada transacción (ejemplo, *BP Oil International Limited General Terms & Conditions for sales and purchases of crude oil and petroleum products 2015 edition*). Las podemos encontrar en la página web de cada compañía.

Todos estos términos comerciales recogidos en el “*recap*”, y que más tarde serán desarrollados por los departamentos jurídicos de contratos de las respectivas empresas de trading junto con el resto de clausulado recogido en los contratos de compraventas, no solo son aplicables a las compraventas *spot*, sino que lo serán también en otro tipo de transacciones, como las de largo plazo, *forward* y futuros que veremos más adelante.

### 4.1.3. MERCADOS DE DERIVADOS

Un derivado es un instrumento regulado bajo un acuerdo o contrato y cuyo precio depende del desarrollo de otro activo al que se denomina “activo subyacente”. Su finalidad principal es la de cubrir y gestionar riesgos. Estos instrumentos pueden ser negociados en mercados organizados como los mercados de futuros, o en mercados OTC, entre los que se encuentran los mercados de forward y los swaps.

#### A) Los mercados Forwards

En este apartado vamos a analizar las transacciones denominadas *forward* o de papel, este tipo de transacciones es un tipo de operaciones que se realizan en un momento y a un precio fijo determinado con la intención de llevarlas a cabo en el futuro, pero no se deben confundir con los futuros, ya que, a diferencia de estos, este tipo de operaciones se llevan a cabo en mercados OTC (*Over the Counter*), es decir, son realizadas en mercados no organizados.

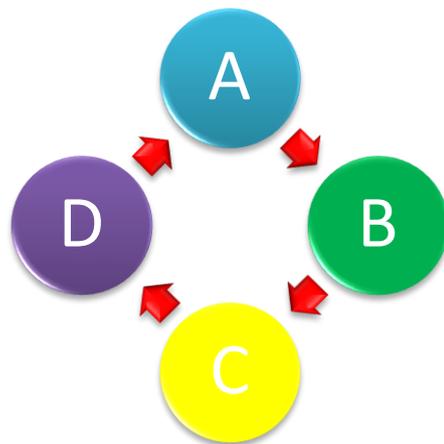
Este tipo de transacciones son muy similares a las analizadas en el apartado anterior, pero se diferencian de estas, en que, aunque llegado el momento se caracterizaran por contemplar una entrega física al igual que una transacción *spot*, estas se cierran en un momento de tiempo determinado con la intención de que se realice la entrega física en un futuro. Esta fecha realmente no se conoce con exactitud, normalmente se establece un mes de entrega, por ejemplo, se cierra el 1 de junio para entregar en el mes de septiembre y, además, se fija, por ejemplo, que 10 días antes del mes de entrega (21 de agosto), el comprador fijará una ventana de entrega de 3 días (por ejemplo, se establece que la entrega se llevará a cabo entre el 16 y 19 de septiembre).

Por regla general son operaciones entre dos partes A y B, pero durante el transcurso del tiempo hasta que se produce la entrega física del producto, B puede vender este producto a C y este a su vez a D, por lo que son operaciones en las que pueden intervenir varios operadores, siendo D, el que finalmente adquiere la propiedad física del producto llegado el momento.

En un mercado *forward*, se conoce como posición corta, a la parte que quiere vender, y como posición larga a la que compra. Siendo esto así, por regla general, las compañías que adoptan la posición corta son compañías que quieren reducir riesgo por una posible

caída del mercado en el futuro, mientras que las compañías que adoptan posiciones largas son compañías que pretenden obtener ganancias en el futuro si el precio *forward* es inferior al precio futuro de ese *spot* llegado el momento de la entrega física del producto.

Basándonos en la cadena que comentábamos anteriormente, también podría ocurrir que A vende a B un cargamento de crudo Omán de 1 millón de barriles en el mes de septiembre, el mercado sube y B se lo vende a C, que a su vez se lo vende a D, todo bajo los mismos términos comerciales, y por circunstancias del mercado o necesidades de A, este precisa de un cargamento de crudo Omán de 1 millón de barriles. A decide salir al mercado y se encuentra con la compañía D, a la que le compra el cargamento de 1 millón de barriles de Omán. Llegado el momento, estos operadores se dan cuenta que ese cargamento es el mismo que inicialmente había vendido A a B, por lo que deciden todas las compañías que no se lleve a cabo la entrega física del crudo entre los distintos operadores y que solo se mantenga vivas las obligaciones de pago. Esto es lo que se conoce internacionalmente como “*circle out*”.



Esto mismo puede suceder cuando intervienen dos partes, A vende a B un cargamento y al final A termina recomprándole ese mismo cargamento a B, esto se conoce con el nombre de “*bookout*” y lo que hacen las compañías generalmente en estos casos para evitar grandes movimientos de caja, es netear los precios a pagar.



En ambos casos, tanto en el *bookout* como en el *circleout*, no existe entrega física de producto.

El mercado forward tiene distintas finalidades entre las que podemos destacar las siguientes:

- Reducir el riesgo de la oscilación del mercado: Esto se hace vendiendo un cargamento igual al que hemos comprado en el mercado físico en el momento (M), al mismo precio fijo de (X) al que hemos comprado nuestro cargamento de físico y para entregar en un momento futuro, este cargamento lo recompraremos en un momento futuro (M+1) y en el mismo momento en el que pretendamos vender nuestro cargamento físico inicial (por ejemplo, cuando los productos salgan de la refinería), por lo tanto estaremos recomprando el *forward* al mismo precio que estamos vendiendo el físico y por consecuencia, si el mercado ha caído nos habremos cubierto con el *forward*, pues lo vendimos en el momento M a un precio de X y lo recompramos en el momento M+1 a un precio de X-1, del mismo modo que compramos el cargamento de físico en el mismo momento M y al mismo precio X y que estamos vendiendo en el momento M+1 y al precio X-1. Por tanto, de este modo, el riesgo de una caída de mercado para nuestro cargamento físico se ha limitado.

Ejemplo: La compañía X compra en el mercado físico el día 1 de julio un cargamento de 100.000 barriles de Omán a 70 dólares el barril, al mismo tiempo vende un cargamento de 100.000 barriles de Omán a la compañía Y al precio de 70 dólares el barril. Un mes más tarde, la compañía X pretende vender el cargamento de Omán, pero el mercado ha caído y lo vende a 67 dólares el barril. En ese mismo momento la compañía X recompra el cargamento de Omán que anteriormente había vendido, y lo recompra el *forward* a 67 dólares el barril. Por tanto, los 3 dólares por barril que había perdido en la venta del cargamento físico lo recuperan de los 3 dólares por barril que le gana al cargamento *forward*.

- Otros operadores utilizan los forwards como una mera especulación. El ejemplo más claro es: la compañía Y cree que el precio de Omán va a subir, por lo tanto, compra un forward hoy a un precio X creyendo que lo liquidará en un momento futuro a un precio superior X+1.

## B) Mercados de futuros

El mercado de futuros sobre el petróleo surge como respuesta a las necesidades que se planteadas por la incapacidad del mercado *forward* de dar solución a muchos de los problemas que aparecían. Estos mercados, a diferencia de los mercados de *forward*, se negocian en mercados organizados y su finalidad para los operadores es la misma que en los mercados *forward*, aunque el mercado de futuros concede ventajas sobre el mercado de *forward*.

Estos instrumentos derivados sobre el petróleo surgen a finales de la década de los 70 para dar seguridad al mercado y a los operadores que intervienen en él, otorgándoles la capacidad de reducir la inseguridad derivada de la volatilidad de los precios y la liquidez del mercado a través de la posibilidad de que cubran sus exigencias futuras a un precio conocido en la actualidad.

En resumen, un futuro supone una obligación de intercambiar una cantidad concreta de una materia, con unas características concretas en términos de calidad, a un precio establecido hoy y para entregar en un futuro. En estos términos, el comprador se obliga a comprar ese determinado bien y a recibirlo en un momento futuro previamente fijado, y el vendedor se obliga en términos contrarios, esto es, se obliga a entregar ese bien en el momento futuro y al precio previamente fijado. El objetivo del vendedor es que el precio del futuro sea menor que el precio al que vende y por lo tanto obtener beneficios y por su parte, el comprador espera todo lo contrario y así recibir el bien en un momento en el que el valor de ese bien sea superior al precio fijado en el pasado. A la posición que toma el vendedor se la denomina “corta” y a la adoptada por el comprador “larga”.

Los “Exchange” de mercado de futuros más utilizados del mundo para las transacciones de petróleo son: el NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) cuya cotización más importante es la del crudo WTI, el ICE (*Inter continental Exchange*) cuya cotización más importante es sobre el crudo Brent, y el DME (*Dubai Mercantile Exchange*).

- NYMEX: Pertenece al grupo CME (Chicago Mercantile Exchange), tiene sede en Nueva York y es la bolsa de futuros sobre materias primas más grande del mundo. En este mercado se negocian diferentes materias primas como energéticas, metales y agrícolas. Los activos energéticos sobre el petróleo que se negocian en este mercado tienen como activo subyacente, entre otros, el crudo Arab light, el crudo Brent o el WTI.

Este mercado de futuros lo regula la comisión “*Commodity Futures Trading Commission (CFTC)*” y “*National Futures Association (NFA)*”.

- ICE: Fue fundada en el año 2000, en 2001 se expande y adquiere la International Petroleum Exchange (IPE) con sede en Londres, actualmente ICE Futures Europe, y opera la bolsa de futuros más grande de Europa. Se estima que actualmente ICE Europe opera el 50% del total de los crudos operados en el mercado de futuros mundo. Principalmente en ICE Europe se negocian materias primas energéticas. Sobre el petróleo los principales activos subyacentes son los crudos Brent, WTI, ASCI y MESC.

Este mercado de futuros lo regula la “*Financial Services Authority*” de Gran Bretaña y se encuentra bajo el control de la CFTC de EE. UU.

- DME: Es la principal bolsa de futuros sobre materias primas de Oriente Medio siendo de referencia para la fijación de los precios de crudos asiáticos.

Entre las principales peculiaridades de estos mercados podemos destacar las siguientes:

1. Nos encontramos ante un tipo de contratos “marco”, pues son contratos standard tanto desde el punto de vista de las cantidades, las calidades, etcétera.
2. Se establece una fecha futura para el vencimiento del contrato. Se deberá negociar si al finalizar el contrato se llevará a cabo entrega física del producto o se compensarán precios al finalizar el contrato evitando grandes movimientos de caja. Por regla general los operadores que no estén interesados en gestionar un cargamento físico cerraran la posición antes de que llega la fecha en que venza el contrato, ya que en ese momento el contrato se convierte en físico, con la consiguiente obligación de entrega del producto.
3. En los mercados en que se negocian futuros, como ocurre en el caso del petróleo, existe lo que se conoce con el nombre de Cámara de Compensación o *Clearing House* (como el CME Clearing Europe o el ICE Clearing), que son organismos que avalan el cumplimiento de las obligaciones surgidas del contrato entre las partes y liquidan los contratos llegado el momento de su vencimiento. Estas Cámaras funcionan como intermediarios entre compradores y vendedores, actúan sin posicionarse en el mercado y son responsables de todas operaciones realizadas entre los diferentes operadores. Estos organismos exigen garantías iguales a todos los operadores para evitar riesgos surgidos del impago de alguno de los participantes. En este sistema existen los conocidos como “Clearing

Members” que son los encargados de aplicar las normas marcadas por el “Clearing House”, una de sus funciones es la de exigir a cada participante en el contrato una “entrada inicial” (que no del 100% del valor del activo) de dinero y el abono diario de la diferencia entre la fluctuación en el precio del activo y esa entrada inicial, liquidando las posiciones entre los participantes. En resumidas cuentas, se cobra a la parte que ocupa la posición perdedora para pagar a la parte que ocupa la posición ganadora de ese día, garantizando que al día siguiente se parte de posiciones cero evitando que se ocupen posiciones sucesivamente negativas con el consiguiente riesgo de incumplimiento que ello acarrea.

4. Como comentábamos al principio de este punto, los futuros se operan en mercados regulados. Estos mercados están sujetos a las normas estatales de los Estados.

Teniendo en cuenta todos estos elementos, y aunque analizaremos los crudo-marcadores con mayor detenimiento más adelante, vamos a ver cuáles son los principales crudos de referencia en estos mercados de futuros. Hablamos del crudo Brent y el crudo WTI.

El Brent como crudo de referencia es publicado por la agencia Platts, esta agencia, aunque se refiera al crudo Brent, utiliza una cesta de crudos para formar los precios como son el Brent, el Forties, el crudo Oseberg y el Ekofisk. Los contratos de futuros sobre el Brent no tienen finalidad de entrega física “*y al vencimiento el precio del contado, o para entrega a fecha fija, debe converger hacia el precio en el mercado de futuros (ICE Futures Index)*”<sup>20</sup>. Esto se puede lograr por medio de los mercados “*para entrega fija a un plazo de 21 días (BFOE Market)*”<sup>21</sup>.

Debido a que como comentamos el mercado de futuros del Brent no prevé la entrega física, han surgido ciertos “instrumentos” de mercado cuya finalidad es gestionar los riesgos, de un lado están los “*Exchange of Future for Physical*”, permite a los contratantes intercambiar sus posiciones de futuros por una posición física y de este modo separan el precio del activo físico. Por otro lado, están los Contratos por diferencias “*Contracts for Difference*”, que son contratos donde se intercambia la

---

<sup>20</sup> Antonio Merino García, Una descripción del mercado de futuros del petróleo: actividad, agentes y regulación. 2011. Pag. 30.

<sup>21</sup> Antonio Merino García, Una descripción del mercado de futuros del petróleo: actividad, agentes y regulación. 2011. Pag. 30.

diferencia sobre el precio de un activo entre el inicio del contrato hasta el final del mismo.

El WTI, al contrario de lo que veíamos con el Brent, si prevén la entrega física de productos, debido a ello, el precio del futuro confluye hacia la entrega a la finalización del contrato. Se ha comprobado, que el problema de estos futuros es que los precios se pueden volver muy volátiles a medida que se acerca la fecha de finalización del contrato.

Otro aspecto característico de estos mercados son las curvas de precios que se pueden dar. Estas curvas pueden presentar pendientes distintas:

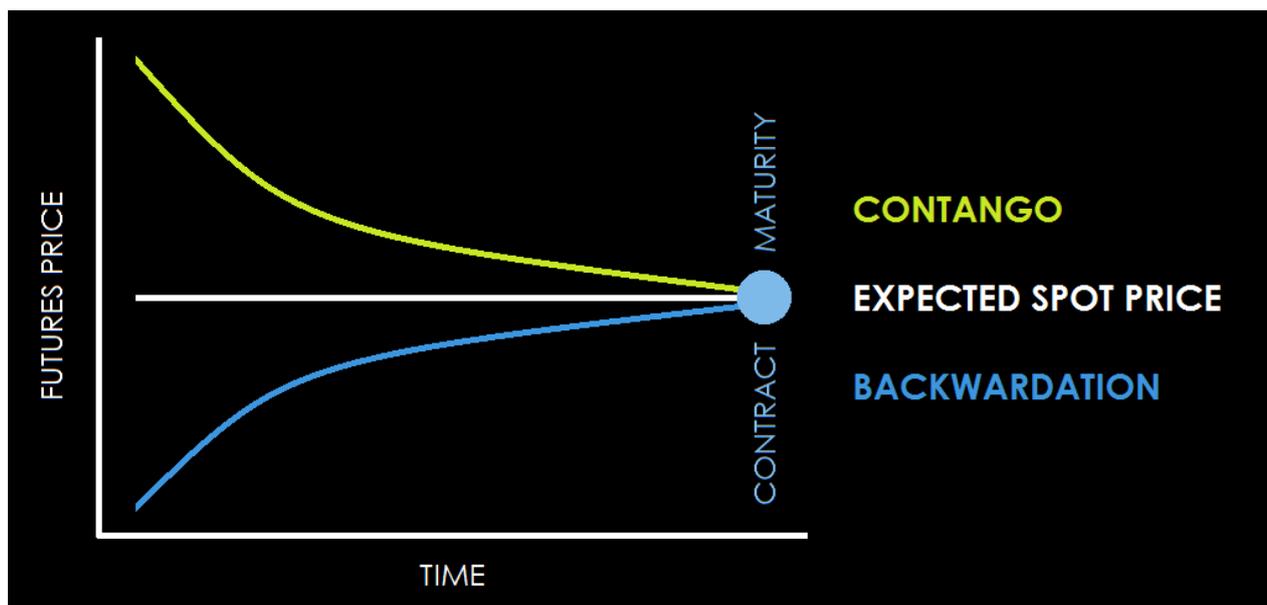


Ilustración 33 – Fuente: Best Brokers, ([bestbrokerdeals.com/futures-knowledgebase/contango-and-backwardation/](http://bestbrokerdeals.com/futures-knowledgebase/contango-and-backwardation/))

Estas pendientes pueden estar en *contango* o en *backwardation*.

Se denomina *contango* al mercado cuyos precios de futuro son superiores a los precios del mercado al contado y, además, los precios esperados en el futuro son superiores a medida que pasa el tiempo. En esta situación de mercado la curva es positiva, lo que implica que el precio es cada vez más alto a medida que nos alejamos del momento actual. El *contango* genera que los operadores compren futuros a un precio de compra conocido para cubrir los riesgos de posibles subidas de precios. Esta situación fomenta también el almacenamiento de crudos y productos pues se tienen perspectivas de que el valor del bien seguirá subiendo.

Por el contrario, se denomina *backwardation* al mercado cuyos precios de futuro son inferiores a los precios del mercado al contado y, además, los precios futuros son cada

vez más bajos a medida que pasa el tiempo. En esta situación, la curva es negativa y el precio cada vez más bajo a medida que nos alejamos del momento actual. En los mercados en *backwardation*, los operadores estarán dispuestos a pagar cada vez menos por el activo a medida que pasa el tiempo, esta situación provoca cierto temor entre los operadores y el nivel de las operaciones a futuro baja, fomentando con ello las entregas inmediatas.

Controlar y entender ambas curvas es muy importantes para las empresas que operan en el mercado de *commodities*, y concretamente en el mercado del petróleo, ya que son esenciales para poder moverse y controlar de manera eficiente los stocks y los tiempos para llevar a cabo cada movimiento aprovechando las oportunidades que ofrece el mercado.

- Exchange of Futures for Physical

Dentro del mercado de futuros, vamos a hablar de este mecanismo que comentábamos durante el desarrollo de este capítulo. Este mecanismo es en definitiva un sistema que permite minimizar el riesgo de la volatilidad de precios sobre los cargamentos físicos de crudos ofreciendo a los participantes la posibilidad de intercambiar sus posiciones de físico por posiciones de futuros y así separar el precio del suministro físico. En este momento tenemos dos participantes A y B; A es productor y tiene un cargamento de físico que desea vender en el futuro, y B quiere cubrir su posición en el futuro y posee un cargamento similar de futuros. En el momento pactado A y B intercambiarán sus posiciones, es decir, B adquiere el físico para entrega en el futuro y por contrapartida, A adquiere el futuro de B. En el momento del acuerdo, las partes deberán registrar la transacción en la cámara de compensación o "*clearing house*", el volumen negociado se atribuye a esa fecha, aunque el precio no es declarado al mercado.

Mediante este sistema obtenemos un diferencial entre el valor del precio del futuro y el valor del precio marcado en el mercado físico.

Veamos un ejemplo práctico basado en otro extraído de ICE Futures Europe<sup>22</sup>:

Imaginemos que un productor de crudo posee un cargamento de 1 millón de barriles de Omán y cree que los precios y la demanda subirán. De otro lado tenemos a una empresa refinera que necesitará un cargamento de millón de barriles de Omán entre el 1 y el 15 de octubre (aunque posteriormente esta ventana se estrechará), pero cree que

---

<sup>22</sup> <https://www.theice.com>

los precios subirán por lo que compra un futuro para el mes de octubre de un millón de barriles de Omán al precio de hoy (75 usd/bbl).

El refinero y el productor comienzan a negociar y se dan cuenta que ambos prevén que los precios subirán (por lo que están a largo) y además que ambos pueden cubrir sus necesidades (el refinero obtener el cargamento físico que necesita para su refinería asegurando un precio, y el productor vender el cargamento físico y así no tener que continuar almacenándolo, pero, además, continuar con su posición larga en el mercado obteniendo un futuro sobre el Omán). Por ello, ambos intercambiarán sus posiciones y fijan la fecha de cierre o "*trade date*" (por ejemplo 1 de septiembre), y el precio, que será el que marque mercado para los futuros de octubre a día de cierre (por ejemplo 77 usd/bbl). El refinero recibirá el cargamento físico en la fecha acordada (por ejemplo 7 de octubre), y el productor adquirirá el futuro sobre el Omán. En ese momento (7 de octubre) se produce el intercambio de posiciones entre ambos, y cumplen sus objetivos, el productor continuar con su posición larga pues cree que el mercado seguirá subiendo y el refinero su cargamento para la refinería.

Los *brokers* de ambas compañías contactan y registran el intercambio de EFP en la cámara de compensación o *clearing house*, comunicando el acuerdo y el precio. La posición larga del refinero de los futuros de octubre pasan a la cuenta del productor al precio establecido el día 1 de septiembre (que fue la fecha considerada como *trade date*) y al precio de 77 usd/bbl (que era el precio que marcaba ese día el mercado).

De este modo, el refinero ha adquirido el crudo que quería en el momento que lo necesitaba marcando su precio el día 1 de septiembre por lo que cubre su posición frente a una posible subida del precio. Por su parte el producto vende el crudo físico (ahorrando sus costes de almacenamiento), pero mantiene su posición larga adquiriendo un futuro sobre ese activo que venderá en un futuro (cuando él decida) pues cree que el precio seguirá subiendo.

Por ello, desde el punto de vista del productor, el crudo todavía no ha adquirido precio, pues todavía no se ha deshecho del activo, pero si lo ha hecho para el refinero, que ha visto como ganaba 2 usd/bbl, pues compraba el futuro a 75 usd/bbl y lo intercambiaba por el físico cuyo valor en el momento del intercambio era de 77 usd/mt.

### C) El mercado de Swap

Son un tipo de instrumentos financieros que están adquiriendo cada vez más importancia, se llevan a cabo en lo que se conoce como mercados no organizados o OTC (over the counter). Como comentábamos, este tipo de mercados surgen como respuesta a la ausencia de cotizaciones sobre algunos productos en las bolsas de futuros sobre el petróleo (un ejemplo de esto es el caso del benceno), y que permiten a los *traders* de este tipo de productos que no cuentan con mercado de futuros protegerse frente a fluctuaciones no deseadas de los precios.

Un Swap es un acuerdo entre un comprador y un vendedor, por lo tanto, es un contrato bilateral para un periodo de tiempo determinado de tiempo, donde el precio (variable o de mercado) de un activo es intercambiado por un precio fijo.

Este tipo de contratos son muy comunes ya que, frente a los futuros que son contratos estándar, estos permiten personalizar cada transacción. Estos instrumentos permiten cubrir riesgos frente a la volatilidad de los precios de crudos y productos fijando precios. Los swaps permiten a las partes elegir la referencia de precios que aplicará para la liquidación del swap.

Como comentamos, son contratos de cobertura de riesgos, en el que una compañía pretende cubrirse de la posible oscilación de precios y sale al mercado a comprar un swap para fijar los precios sobre un producto para un periodo determinado de tiempo.

Supongamos que la compañía A es un refinero de petróleo que necesita cubrir su abastecimiento de crudo de los meses de agosto septiembre y octubre, y asegurar la compra reduciendo los riesgos de la oscilación de precios, y además asegurar el precio de compra a un precio fijo y conocido. Entonces lo que hará es salir al mercado a comprar un swap, teniendo en cuenta por ejemplo que el día 15 de junio el precio del swap de crudo está a 65 usd/bbl, decide comprarlo. En ese contrato se establecerá el número de barriles por mes (500.000 barriles), los meses de duración del contrato de swap (agosto, septiembre y octubre), y el precio fijo por barril (65 usd/bbl). El refinero comprar los respectivos cargamentos de crudo en el mercado de físico para los meses de agosto, septiembre y octubre y paga por los cargamentos, pues los ha comprado al precio al que cotizaba el mercado son: 68 usd/bbl en agosto, 67 usd/bbl en septiembre y 63 usd/mt en octubre. A la fecha del vencimiento del swap, deberá liquidar las diferencias con la compañía con la que contrato el swap, quedando del siguiente modo:

en agosto la compañía A cobrará 3 usd/bbl, en septiembre 2 usd/bbl y en octubre pagará a la contraparte 2 usd/bbl.

De este modo la compañía A ha asegurado un precio fijo de compra para sus suministros de crudo a 65 usd/bbl. Para ver este ejemplo más claro, en el mes de agosto pagó 68 usd/bbl a su suministrador, 3 dólares por encima del precio fijado en el swap, pero a su vez cobró 3 usd/bbl de la compañía a la que compró el swap, de este modo, asegura su suministro de crudo a 65 usd/bbl.

Como podemos observar en este caso, aunque el contrato swap es un contrato bilateral y autónomo que intercambia un precio fijo por uno variable y que no tiene como finalidad la entrega física (compra y venta al precio medio mercado), en muchos casos lleva aparejado otro contrato totalmente independiente pero que desde el punto de vista del refinero (en este caso), están relacionados, pues el swap tiene como finalidad cubrir la fluctuación de precios del contrato de suministro físico.

Los swap reducen el riesgo provocado por las oscilaciones de precios en los mercados, pero surge otro tipo de riesgo en estas operaciones, como es el riesgo de contraparte, es decir, el riesgo financiero de la contraparte ya que estos contratos están basados en la evolución de los precios sobre las materias primas, y en este caso, a diferencia de los mercados de futuros, no están garantizados y regulados por cámaras de compensación, por lo que nos podemos encontrar con el riesgo de disolución de la contraparte llegado el momento de vencimiento del swap.

En estos mercados, son los bancos los que dan seguridad y liquidez a los operadores, que buscan hacer negocio en los mercados de trading de materias primas. En la búsqueda por ofrecer seguridad a este tipo de transacciones, los bancos ofrecen unos conocidos contratos marco denominados ISDA, desarrollados por la organización International Swaps and Derivatives Association, de ahí su nombre. Estos contratos recogen las condiciones generales que regulan cualquier contrato de estas características facilitando su negociación y ofreciendo gran seguridad a las transacciones, de ahí su éxito, pues son de gran precisión y complejidad.

Por su parte, la industria ha desarrollado unos contratos estándares en su afán de dar más versatilidad a este tipo de transacciones y han desarrollado un sistema que cuyo objetivo es reducir el riesgo de contraparte, conocidos como Clearport para Nymex y ICE Clear Europe para ICE.

## D) Mercado de opciones

Los mercados de opciones son también mercados de derivados, y por tanto, esta institución es un derivado financiero. Esta institución ofrece al comprador la capacidad y derecho a comprar o a vender un determinado activo a un precio establecido o “*strike price*” en un momento futuro.

Este derecho puede ser ejercido en dos sentidos (puntos 1 y 2):

1. La compra de la opción: Este derecho es conocido con el nombre de “*call option*”. En este tipo de opciones el comprador de una *call* tiene derecho a comprar y el vendedor la obligación de vender.
2. La venta de la opción: Este derecho se le denomina “*put option*”. En este tipo de opciones el comprador de una *put* tiene el derecho a vender y el vendedor la obligación de comprar.
3. En tercer lugar, vamos a señalar el instrumento que otorga ese derecho a comprar (comprador de la *call*) y, por otro lado, el derecho a vender (comprador de la *put*). Este derecho se otorga al comprador de cualquiera de estos dos instrumentos a cambio su obligación de pagar un precio que se conoce con el nombre de prima o “*market value*”. Esta prima, cotiza en el mercado y hay diferentes elementos que afectan a su valor, entre los que destacan: la cotización del activo en el mercado en el momento de adquirir el derecho, el periodo de tiempo de vigencia de la opción hasta el momento del vencimiento, este último también afecta a la posible volatilidad del precio del activo, por lo que cuanto a mayor tiempo de vigencia, mayor será el precio de la prima y la estabilidad de mercado, en mercados muy volátiles las prima será mayor.
4. Por último, nos encontramos con un cuarto elemento en los mercados de opciones, es el “*strike price*”. El “*strike price*” es el precio de ejercicio del derecho a ejecutar la opción, por tanto, es un precio independiente al precio del valor del activo subyacente en el momento de ejercer nuestro derecho (como compradores). Dependiendo de la diferencia entre ese “*strike price*” y el valor del activo subyacente, el comprador decidirá ejercitar su derecho a cambio del pago de ese precio de ejercicio.  
Esto último es medido por el “*moneyness*”, que valora la diferencia entre el precio del activo subyacente y el precio de ejercicio o “*strike price*”.

Como vemos, tanto en el caso de la “*call option*” como en el de la “*put option*”, el comprador tiene que pagar un precio a la contraparte para adquirir ese derecho, precio o prima que, llegado el momento de ejercer dicha opción, si decide no ejercitarla, perderá. Como su nombre indica, el comprador obtiene el derecho a ejercitar la opción, pero en ningún caso es una obligación, por lo que llegado el momento puede ejercer su derecho o no, y esta es la diferencia sustancial con los futuros, pues en el futuro se compra el activo en el momento en que se cierra el contrato, mientras que en las opciones se compra el derecho a poder ejercer la compra o la venta llegado el vencimiento de la misma. Otras diferencias entre los futuros y las opciones las podemos encontrar en la siguiente figura:

Opciones	Futuros
Otorgan un derecho a su comprador	Generan obligaciones para ambas partes
Conlleva la obligación de un pago inicial (prima)	No conlleva la obligación de ningún pago inicial
Se liquida en la fecha de ejercicio de la opción	Se liquida diariamente
Las pérdidas son limitadas para el comprador	Las pérdidas y ganancias son ilimitadas
Solo se exigen garantías al vendedor pues el comprador tiene perdida limitada al pago de la prima	Se exigen garantías a ambas partes

Ilustración 34 - Elaboración propia

Podemos decir que nos podemos encontrar con las siguientes estrategias:

- a) Comprar una “*call option*”, también denominado “*long call*”:

Le concede al comprador, hasta la fecha de vencimiento acordada entre las partes, el derecho a adquirir el activo subyacente previo pago del precio de ejercicio o “*strike price*” al vendedor en el momento fijado por las partes. La virtud de la “*long call*” es que pérdidas para el comprador son limitadas, pues se limitan a la prima pagada al vendedor.

Las expectativas del comprador en este tipo de transacciones es que el mercado suba y el precio de mercado del activo subyacente a la fecha de expiración de la opción esté por encima del *strike price*, por lo que el comprador adquirirá el activo y habrá pagado una prima por debajo del valor actual del activo.

b) Vender una “*call option*”, también denominado “*short call*”:

A diferencia de la parte que ocupa la posición de comprador, la venta supone una obligación para el vendedor que se obliga a vender el activo subyacente a un precio determinado (*strike price*), y a su entrega. Ello le concede el derecho al cobro de la prima (*market value*) en el momento fijado por las partes. La “*short call*” otorga al vendedor unas ganancias limitadas y las pérdidas pueden ser ilimitadas.

Las expectativas del vendedor en este tipo de operaciones es que el mercado baje y el precio de mercado del activo subyacente a la fecha de expiración de la opción está por debajo del “*strike price*”, por lo que el comprador no ejercerá su derecho de opción sobre el activo y el vendedor habrá ganado la prima pagada por el comprador al inicio del contrato.



Ilustración 35 – Fuente: Ceopedia, (<https://ceopedia.org/index.php/Options>)

c) Comprar una “*put option*”, también denominado como “*long put*”:

Le concede al comprador, hasta la fecha de vencimiento acordada entre las partes, el derecho a vender el activo subyacente previo pago del precio de ejercicio de la opción o “*strike price*” al vendedor en el momento fijado por las partes. La virtud de la “*long put*” es que pérdidas para el comprador son limitadas, pues se limitan al “*market value*” pagado al vendedor.

Las expectativas del comprador en este tipo de transacciones es que el mercado baje y el precio de mercado del activo subyacente a la fecha de expiración de la opción esté por debajo del “*strike price*”, por lo que el comprador de la “*put*” no ejercerá su derecho de venta del activo si el precio de este es superior al “*strike price*”.

d) Vender una “*put option*”, también denominado “*short put*”:

La venta de una “*put option*” supone una obligación para el vendedor, hasta el momento del vencimiento, a comprar el activo subyacente a un precio determinado (*strike price*). Ello le concede el derecho al cobro de la prima. La “*short call*” otorga al vendedor unas ganancias limitadas y las pérdidas pueden ser ilimitadas.

Las expectativas del vendedor en este tipo de operaciones es que el mercado subirá y el precio de mercado del activo subyacente a la fecha de expiración de la opción está por encima del “*strike price*”, por lo que el comprador no ejercerá su derecho de opción sobre el activo y el vendedor habrá ganado la prima pagada por el comprador de la “*put*” al inicio del contrato.

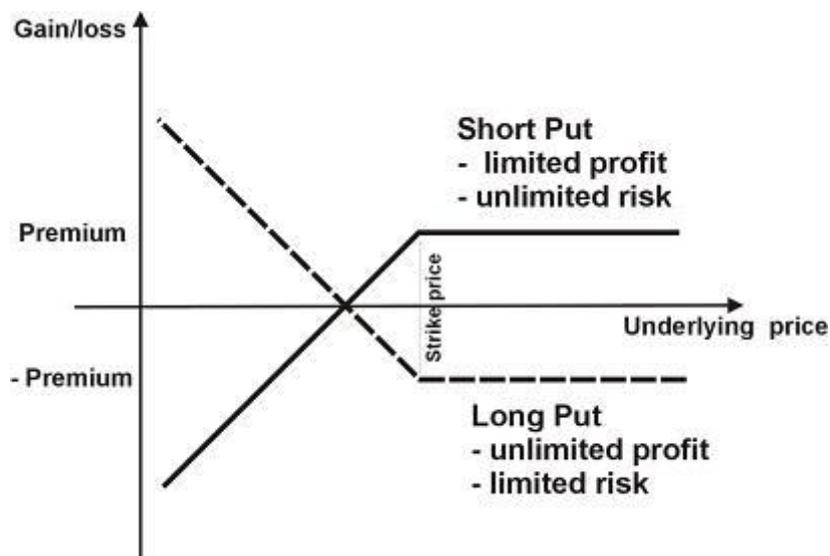


Ilustración 36 – Fuente: Ceopedia, (<https://ceopedia.org/index.php/Options>)

Se dice que las opciones pueden estar “*out of the money*”, “*in the money*” o “*at the money*”.

Una “*call option*” está “*out of the money*” cuando la cotización del activo subyacente en el mercado está por debajo del “*strike price*”. De otro lado, una “*put option*” estará “*out of the money*” cuando el precio de la cotización del activo subyacente esté por encima del “*strike price*”.

Cuando una opción está “*out of the money*” no será ejercida por el comprador de la opción ya que implica pérdidas para el comprador. Lo único que pierde el comprador es la prima pagada.

Una “*call option*” está “*in the money*” cuando la cotización del activo subyacente en el mercado está por encima del “*strike price*”. Por su parte, una “*put option*” estará “*in the money*” cuando el precio del activo subyacente está por debajo del “*strike price*”.

Cuando una opción está “*in the money*”, será ejercida por su comprador pues implica un beneficio para él.

Una opción está “*at the money*” el precio de la cotización del activo subyacente está igualado al valor del “*strike price*” o precio de ejercicio.

Moneyness	Call Option	Put Option
Out of the money (OTM)	Precio del activo subyacente < Strike price	Precio del activo subyacente > Strike price
At the money (ATM)	Precio del activo subyacente = Strike price	Precio del activo subyacente = Strike price
In the money (ITM)	Precio del activo subyacente > Strike price	Precio del activo subyacente < Strike price

Ilustración 37 – Elaboración propia

En el mercado del petróleo, las opciones son altamente utilizadas por los *traders*, pero podríamos destacar las opciones vanilla o “*vanilla option*” como las más comunes. El *trader* en este tipo de opciones tiene el control del instrumento y también del importe de la operación, pero además controla el momento y el precio de la opción. Estas opciones podrían encajar en los ejemplos vistos anteriormente pues básicamente es el derecho a comprar o vender un activo a un precio determinado y dentro de un periodo concreto con la esperanza que ese precio nos sea más favorable que el del valor del activo en el mercado en el momento de ejercer la opción. Se liquida por diferencias llegado el momento en caso de ejercitar el derecho que nos da la opción. Es decir, si compro una opción (*call*) a un “*strike price*” de 50 usd/bbl y el día de ejercer la opción el precio del barril es de 55 usd/bbl, ejerceré la opción de compra y ganaré 5 usd/bbl de la diferencia entre el valor del “*strike price*” y el valor de cotización del activo en ese momento, a cambio de esta opción, tendré que pagar al vendedor una prima que es nuestro riesgo máximo de pérdida.

Aquí nos encontramos con dos estrategias opuestas, por un lado, la estrategia “*cap*”, la lleva a cabo el *trader* creyendo que el mercado va a subir, por lo tanto, compra una “*call*” y si el mercado sube por encima del valor del “*strike price*” más el valor de la prima

pagada, ejercerá su derecho de compra. La estrategia opuesta será el “*floor*”, esta estrategia la lleva a cabo un *trader* pensando que el mercado va a bajar, y en su objetivo de asegurar un precio mínimo de venta de su activo, compra una “*put*”. Si el mercado cae por debajo del valor del “*strike price*” contando con el valor de la prima pagada, ejercerá su derecho de venta del activo.

Otra estrategia utilizada por los *traders* es la denominada “*collar*”, consiste en comprar una opción “*put*” (de venta) y vender una opción “*call*” (de compra) o viceversa (pero esta es la más usada). La finalidad de esta estrategia es proteger al activo subyacente de posibles fluctuaciones del mercado cuando la intención del *trader* es no deshacerse de él. Lo que haría nuestro *trader* es comprar una *put* para protegernos de una caída del mercado, y vender una *call* para compensar la compra de la *put*, y que el coste de la cobertura del activo subyacente sea el menor posible, por lo que, si la prima pagada por la *put* y la prima cobrada por la *call* son iguales, habremos conseguido una *collar* a coste cero. El riesgo de esta estrategia está limitado al precio del *strike* de la *put* con respecto al precio del *strike* de la *call*, si el mercado baja, ejerceremos la opción de venta pues el precio del *strike* es superior al precio de cotización del activo, pero paralelamente, nuestro comprador de *call* ejercerá su derecho de compra. Por ello, nuestro riesgo es la diferencia entre el *strike* al que compramos la *put* y el precio del *strike* al que vendemos la *call*.

#### **4.4. LA FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO: LOS CRUDO MARCADORES**

Durante gran parte de su historia, el precio del barril de petróleo ha estado marcado por la demanda de EE. UU., y por la oferta marcada por los países miembros de la OPEC. Hoy en día, en parte debido al aumento de la producción de petróleo de esquisto, esta situación ha cambiado, otro factor determinante unido a la bajada de la demanda de petróleo de EE. UU., que en los últimos años ha cambiado su política de exportación, ha sido el crecimiento de grandes potencias como son la China. Estas y otras muchas circunstancias han provocado que la situación haya cambiado, y que actualmente el precio del barril de crudo dependa de muchas otras circunstancias.

El petróleo es una materia prima cuyo precio no es único, sino que los distintos tipos de crudo que existen están ligados a diferentes calidades de referencia como son el crudo

WTI, el Brent o el Dubái. Los precios de estos crudos son tenidos como referencia para el resto de crudos, y aplicaran a estos en función de área geográfica de extracción, y de sus calidades.

Desde sus inicios, el mercado del petróleo ha experimentado grandes cambios. En un primer momento fueron las grandes compañías integradas las que marcaban los precios, ya que controlaban todas las fases de su producción. En un segundo momento fue la OPEC la que marcaba los precios, ya que eran en gran medida los países que controlaban la oferta de crudos en los mercados internacionales. Hoy en día son los contratos *spot* los que marcan en gran medida los precios en los mercados, pues representan un gran volumen de las operaciones físicas diarias. De otro lado, estamos ante una realidad no vista hasta ahora, pues los mercados de futuros dotan de gran liquidez a los mercados de físico, pero no solo desde el punto de vista de cubrir riesgos, sino que en muchos casos las operaciones son meramente especulativas y la intervención de grandes bancos y entidades financieras es cada vez más elevada.

Los precios sobre el crudo no son para nada pronosticables, como comentábamos anteriormente, su evolución está unida a multitud de variables. Entre estos factores se encuentran las variables de la oferta y la demanda y la geopolítica.

Por ejemplo, la decisión tomada por EE. UU. de abandonar el acuerdo nuclear con Irán, además de amenazar con el bloqueo a las exportaciones de este país y con posibles sanciones a los compradores de crudos exportados por Irán puede afectar directamente a la oferta. De este modo, actualmente los factores geopolíticos vuelven a convertirse en determinante en los mercados, mercados marcados por una fuerte demanda y una oferta en cierto modo limitada.

Por otro lado, en estos momentos (junio 2018) se espera una subida de la producción por parte de los países no OPEC, ello puede implicar una bajada de los precios en un momento en que estos están al alza (el barril de petróleo de referencia OPEC supero en mayo los 74 dólares, precio que no superaba desde hace más de 3 años).

## - LOS CRUDO MARCADORES

En el mundo, podemos encontrar multitud de crudos, todos ellos con unas especificaciones de calidad distintas que los hacen valiosos para ser transformados en distintos productos a través de su refinado, pues su rendimiento no es igual. Pero no

todos los crudos tienen su propia cotización en los mercados, sino que la mayor parte de las transacciones son referenciadas a unos crudos determinados que actúan como referencia para el resto. Así, los principales crudos de referencia en el mundo son: el Brent (Europa), el Dubái (Asia y Oriente Medio) y el West Texas Intermediate (América), aunque existen otros con menor número de transacciones como son el Tapis (Asia).

Estos crudos son negociados en el mercado físico (Spot y Largo Plazo), en el mercado de Forward, mercado de futuro y otros mercados de derivados, proporcionando un manejo de riesgos más sencillo dada la gran volatilidad de precios.

	<b>Far East</b>	<b>Europa</b>	<b>Estados Unidos</b>
<b>Mercado Físico</b>	<b>Minas (34 API)</b>	<b>Brent (38 API)</b>	<b>WTI (40 API)</b>
	<b>Duris (21 API)</b>		<b>WTS (33 API)</b>
	<b>Dubai (31 API)</b>		<b>LLS (36 API)</b>
<b>Mercado de papeles</b>	<b>Tapis (46 API)</b>	<b>Brent</b>	
	<b>Dubai (31 API)</b>		
<b>Mercado de Futuros</b>		<b>BRENT, WTI</b>	<b>WTI</b>

Ilustración 38 - [www.ssecoconsulting.com](http://www.ssecoconsulting.com)

#### 4.4.1. BRENT

Este es el crudo de referencia más utilizado del mundo, más del 65% de las transacciones toman como referencia este crudo y, además, es el crudo de referencia para el mercado europeo. Cotiza diariamente y sus precios son publicados entre otros por Platts.

La cotización del Brent será utilizada para marcar el precio de un contrato de otros crudos, al que se añadirá una prima o un descuento en función de distintas variables (calidad, transporte, etc.). Este marcador también es utilizado para otro tipo de transacciones como son los mercados de futuro y opciones, que cotizan en IPE (*International Petroleum Exchange*).

Recibe su nombre de los yacimientos del Mar del Norte, de los cuales se obtiene el crudo Brent, aunque actualmente su producción es escasa. Surgió en los años 70 y se negocia en bases de 1.000 barriles por lote y su cotización es en dólares. Por otro lado, debemos señalar que, dada la reducida producción de este crudo, no son habituales las entregas físicas.

En el siguiente grafico podemos ver la evolución de los precios de este crudo desde el año 2001 hasta la actualidad.

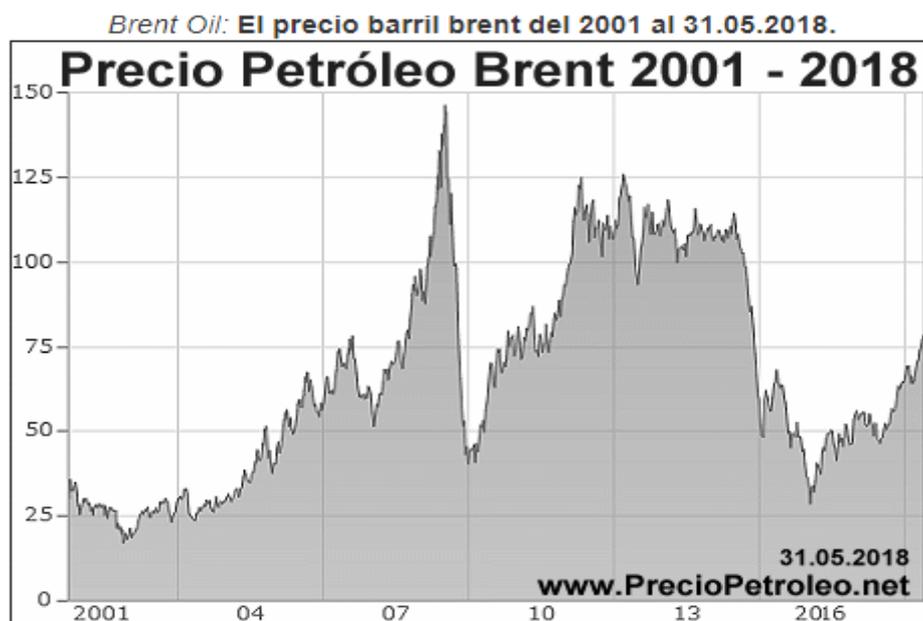


Ilustración 39 - fuente - [www.preciopetroleo.net](http://www.preciopetroleo.net)

Cuando hablamos de “Dated Brent”, hablamos de contratos de crudo con entrega física, diferentes a las operaciones de IPE, que son las cotizaciones utilizadas en el mercado de futuros sobre el Brent. Las cargas de “Dated Brent” se basan en el contrato spot, con entrega a 25 días, a partir de 25 días se consideran transacciones de papel, es decir, sin entrega física. Estas operaciones no se llevan a cabo en un mercado formal, sino que los precios los forman a partir del análisis de compraventas y sus respectivos precios llevadas a cabo en el mercado *spot* entre las diferentes compañías. Estos estudios son llevados a cabo por varias empresas, entre las que destacan Platts y Argus.

Como comentábamos anteriormente, la producción de crudo Brent es cada vez más reducida, por ello, en la actualidad, los contratos de “Dated Brent” hacen referencia a una cesta de crudos producidos en el Mar del Norte, entre ellos podemos señalar, el Brent, Foties y Oseberg.

## 4.4.2 CRUDO WEST TEXAS INTERMEDIATE

Es el crudo extraído en Oklahoma (Estados Unidos). Este es el crudo de referencia para el mercado estadounidense que cotiza en el Nymex (New York Mercantile Exchange). Si conlleva entrega física del cargamento, esta se lleva a cabo en Cushing (Oklahoma), ya que esta localidad es el punto principal de distribución de crudo WTI.

Fue el principal crudo de referencia en el mundo, aunque en la actualidad el volumen de contratos ligados al Brent es superior. El WTI poseía ventajas sobre el Brent, ya que su producción física era mucho mayor, además, su calidad es superior al Brent, por ello solía cotizar entre 3 y 4 dólares por encima del Brent. A continuación, podemos observar una gráfica de la evolución del crudo Brent y el WTI.

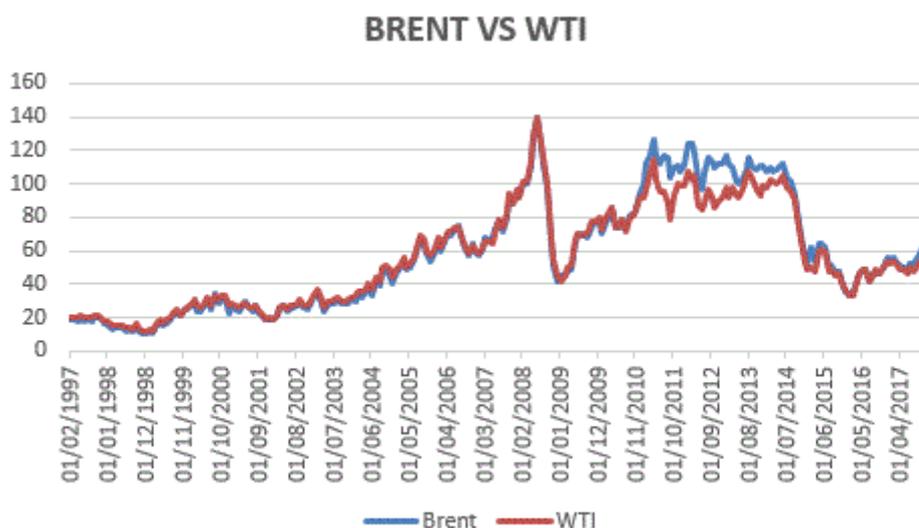


Ilustración 40 – [www.Bloomberg.com](http://www.Bloomberg.com)

A lo largo de su historia, el precio del Brent y del WTI fue prácticamente simétrica, hasta que en el 2011 se separaron, debido, entre otras cosas, al aumento de la producción en los Estados Unidos, lo que provocó el exceso de crudo y la incapacidad de almacenar tanto volumen, por lo que, para dar salida a ese exceso de oferta, el precio bajó. Salvo en momentos puntuales, desde el año 2011, el precio del barril de Brent ha estado por encima del WTI, aunque en la actualidad el barril de WTI empieza a ganar terreno al Brent.

Este crudo WTI cotiza en dólares y la evolución de su precio depende de las variables de la oferta y la demanda. Otros factores que pueden influir en el precio son: el valor del dólar estadounidense, el nivel de almacenamiento, el nivel de la producción, etcétera.

En la actualidad, la gran oferta de crudo y sus niveles de almacenamiento pueden suponer un elevado impacto en el precio de los futuros del petróleo, y del diferencial entre el WTI y el Brent.



Ilustración 41 - fuente - [www.preciopetroleo.net](http://www.preciopetroleo.net)

#### 4.4.3. CRUDO DE DUBÁI

Es el crudo sobre el que se basa el precio de otros crudos de esta región que no poseen de cotización propia en el mercado. Es un crudo de mucha menos calidad que los mencionados Brent y WTI, siendo un crudo pesado y con alto contenido de azufre. La importancia de este crudo ha crecido debido al aumento de las exportaciones a países de Asia, sobre todo China. Este crudo también cotiza en Simex (Singapore International Monetary Exchange) y en Nymex. Aunque en esta región existe el mercado de futuros, es un mercado en que se prefiere un sistema de fijación de precios medios basado en la media de precios del mes.

## 5. CONCLUSIONES

La finalidad de este trabajo ha sido la de analizar el crudo y sus derivados en los mercados actuales y su evolución a lo largo de los años. Como hemos podido estudiar, no solo existe un tipo de crudo, sino que sus calidades son muy diferentes dependiendo de la zona geográfica de la que procedan. Hemos podido observar que la determinación de los precios depende de multitud de factores, y que el más mínimo conflicto geopolítico afectará a la oferta con su consiguiente afección al precio y ello repercutirá de forma directa en el desarrollo económico de los países.

En una situación como la actual, con unos mercados en crecimiento progresivo y una situación demográfica también en expansión, llevan a pensar que el petróleo seguirá ejerciendo un papel fundamental para satisfacer esa demanda de energía cada vez mayor, dado que, aunque se está fomentando el desarrollo de nuevas fuentes de energía, todavía no existe ninguna lo suficientemente desarrollada como para cubrir la demanda actual y poder desplazar a los hidrocarburos como fuente de energía capital. Por ello, todo parece indicar que, aunque los hidrocarburos se mantendrán como fuente principal en materia de transporte, estos verán reducida su demanda debido al aumento en la oferta de otras fuentes como la electricidad, los biocombustibles o incluso el gas natural. Por su lado, la industria petroquímica, sin competidor que lo sustituya parece que se mantendrá inalterada, al menos de momento.

No obstante, el desarrollo de nuevas fuentes de energía que permitan el autoabastecimiento de los países que no disponen de recursos petrolíferos parece ser el camino, esta parece ser la carrera iniciada por las principales potencias y que lleva a la búsqueda de nuevas fuentes de energía, más seguras, económicamente más viables y respetuosas con el medio ambiente.

Las nuevas carteras de medidas adoptadas por muchos de los países industrializados pasan por potenciar este tipo de recursos energéticos, y este es el principal reto con el que tiene que luchar la industria petrolera, que debido a la gran regulación a la que es sometida deberá superar estos nuevos escollos que se le plantean, y acometer grandes desembolsos de capital para desarrollar tecnológicamente su industria y hacerla cada vez más competitiva y respetuosa con el medio ambiente en el cumplimiento de estas nuevas normas que se exigen. Aquí es donde se hace fundamental el apoyo de los

países al avance tecnológico de este sector que como hemos comentado a lo largo de la obra, es fundamental para el mantenimiento del resto de industrias y por tanto de nuestras economías, ya que por el momento parece complicado disponer de otra fuente de energía alternativa que la sustituya y pueda cubrir la demanda actual que requiere.

## 6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. Anthony Sampson, Las Siete Hermanas. E. Grijalbo (1976)
2. OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries.  
[www.opec.org/opec\\_web/en/](http://www.opec.org/opec_web/en/)  
*Opec Anual Statistical Bulletin 2017*
3. U.S. Energy Information Administration.  
[www.eia.gov/](http://www.eia.gov/)  
*Short-Term Energy Outlook July 2017*  
[www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6](http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6)  
[www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=21792](http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=21792)  
[www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110](http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110)
4. Memoria AOP 2016, Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos.  
[www.aop.es/publicaciones/memorias-aop/](http://www.aop.es/publicaciones/memorias-aop/)
5. Memoria AOP 2017, Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos.  
[www.aop.es/publicaciones/memorias-aop/](http://www.aop.es/publicaciones/memorias-aop/)  
<http://www.aop.es/media/1750/balance-energ%C3%A9tico-2017-y-perspectivas-2018.pdf>
6. Tennessee Crude Oil Facts & Kentucky Crude Oil Facts.  
[www.tennessee crudeoil.com/kentucky-tennessee-crude-oil-information/](http://www.tennessee crudeoil.com/kentucky-tennessee-crude-oil-information/)
7. OEC, The Observatory Complexity.
8. BNP, Butane And Propane News.  
[www.bpnews.com/index.php/publications/magazine/current-issue/830-u-s-is-world-s-largest-lpg-exporter-but-when-will-market-balance](http://www.bpnews.com/index.php/publications/magazine/current-issue/830-u-s-is-world-s-largest-lpg-exporter-but-when-will-market-balance)
9. BP Statistical Review of World Energy 2017.

[www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf)

10. BP Statistical Review of World Energy 2018.

[www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf)

11. CORES.

[www.cores.es/es/publicaciones](http://www.cores.es/es/publicaciones) (Edición 2017 & 2018)

12. ACEA, Asociación Europea de Constructores.

[www.europapress.es/temas/acea/](http://www.europapress.es/temas/acea/)

13. IHS Markit.

<https://ihsmarkit.com/products/petroleum-liquid-feedstocks-chemical-economics-handbook.html>

14. Organización Marítima Internacional (OMI).

[www.imo.org/es/MediaCentre/HotTopics/GHG/Documents/2020%20sulphur%20limit%20FAQ.pdd](http://www.imo.org/es/MediaCentre/HotTopics/GHG/Documents/2020%20sulphur%20limit%20FAQ.pdd)

15. ASEFMA - Asociación Española de Fabricantes de Mezclas Asfálticas.

[www.asefma.es/?s=19%25](http://www.asefma.es/?s=19%25)

16. International Energy Agency (IEA).

<https://webstore.iea.org/>

17. Ministerio de Fomento.

[www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia\\_16.pdf](http://www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia_16.pdf)

18. Clarksons Research.

[www.naucher.com/es/actualidad/el-volumen-de-mercancias-del-comercio-maritimo-en-terminos-absolutos-no-decae/\\_n:6371/](http://www.naucher.com/es/actualidad/el-volumen-de-mercancias-del-comercio-maritimo-en-terminos-absolutos-no-decae/_n:6371/)

19. The Statistics Portal.

[www.statista.com/statistics/267605/capacity-of-oil-tankers-in-the-world-maritime-trade-since-1980/](http://www.statista.com/statistics/267605/capacity-of-oil-tankers-in-the-world-maritime-trade-since-1980/)

20. Lloyd's Register Fairplay, World Fleet Statistics, 2017.

21. CLH.

[www.clh.es](http://www.clh.es)

[www.clh.es/section.cfm?id=2&side=134&lang=sp](http://www.clh.es/section.cfm?id=2&side=134&lang=sp)

22. Platts.

[www.platts.com](http://www.platts.com)

[www.platts.com.es/products/european-marketscan](http://www.platts.com.es/products/european-marketscan)

23. Antonio Merino García, Una descripción del mercado de futuros del petróleo: actividad, agentes y regulación. 2011.

24. Incoterms 2010.

<http://internationalcommercialterms.guru>

25. Carmelo Mayoral de Lozoya (Coordinador) y otros. Reflexiones sobre la industria del petróleo: retos y oportunidades. Club español de la energía.

26. Giuseppe Pulitano y Emmanuel Borgucci, Precio spot y precio futuro de los marcadores Brent y WTI: Comportamiento y determinantes (1998-2008).

27. René Ruano Rodríguez, Grados API u gravedad específica de los hidrocarburos – combustibles líquidos

[www.energianow.com](http://www.energianow.com)

28. ENAGAS, Compañía Logística de Hidrocarburos y REPSOL.

[www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia\\_16.pdf](http://www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B52C9B71-E5F3-4291-9840-4E8E221178D1/145400/16TranspTuberia_16.pdf)

29. Instituto Marítimo Español

[www.ime.es](http://www.ime.es)

30. Best Brokers

[bestbrokerdeals.com/futures-knowledgebase/contango-and-backwardation/](http://bestbrokerdeals.com/futures-knowledgebase/contango-and-backwardation/)