

Jaime Fernández-Cuesta Luca De Tena*

LA COMPRA DE PETRÓLEO: GESTIÓN Y ASPECTOS TÉCNICOS DE SU COMERCIALIZACIÓN

La comercialización de hidrocarburos por vía marítima comprende casi un tercio del total mundial de mercancías transportadas por este medio y es un reflejo de la importancia que tiene el transporte marítimo para la globalización. En el presente artículo se realiza una descripción del negocio de comercialización de petróleo (trading), y los aspectos técnicos y de gestión a los cuales está sometida esta actividad. Este artículo engloba una revisión de los factores clave de la compra de crudo, los agentes involucrados, las dinámicas de los mercados, la operativa del transporte de hidrocarburos y de los riesgos asociados a este negocio.

Palabras clave: petróleo, riesgo, fletamentos, mercados.

Clasificación JEL: F13, F23, G15, Q41.

1. Compras de crudos y calidades

El proceso de compra de crudos

La actividad de compra de crudos exige un conocimiento de varias materias que va más allá del comercio internacional. Se requieren conocimientos técnicos que nos permitan evaluar las distintas calidades de

crudo, conocimiento profundo del mercado de fletamentos, ya que la mayor parte de las transacciones se producen por medio del transporte marítimo y, por último y cada vez más importante, un intenso uso de instrumentos financieros para llevar a cabo lo que conocemos como operaciones de cobertura.

Dentro del mercado de crudos existen distintos jugadores, que responden a distintos perfiles tanto en sus objetivos como en su gestión del riesgo:

1) Productores. Están fundamentalmente expuestos a la evolución del precio absoluto del crudo. Exportan aquellos barriles excedentarios una vez que alimentan sus propios sistemas de refino. Tienden a comprometer buena parte de los barriles en contratos a plazo para no verse expuestos a los altibajos de mercado. Constituyen el origen de todas las transacciones.

* Director Ejecutivo de GLP Repsol.

El autor agradece de forma especial a Pedro Antonio Merino García, director de Estudios de Repsol, a su departamento la colaboración prestada, así como a los diversos colaboradores de Repsol Trading que han participado en la redacción del mismo y han aportado sus conocimientos técnicos: Jose Antonio Correa, director de Crudos, Ignacio Redondo, director de Fletamentos, Ignacio Sanjuán, director de Planificación y Control y los miembros de su equipo: Carlos Ubaldo González, Idoia Ibáñez, Ana Iglesias y María Llisterrí.

2) Compañías de refino. Compradores de crudo para alimentar sus sistemas de refino. Buscan maximizar su margen de refino y son el destino último de todas las transacciones.

3) Compañías de *trading*. En este apartado distinguiríamos dos tipos:

— Compañías de *trading* independientes. Su actividad se apalanca en un conocimiento profundo de los factores determinantes del mercado, tanto en el físico como en el de instrumentos derivados. Este último también se denomina mercado de barriles de papel. En general carecen de activos logísticos, aunque en los últimos años esto está cambiando.

— Compañías de *trading* integradas en empresas de petróleo y gas (*Oil & Gas*). Estas compañías apalancan su actividad en los activos logísticos (refinerías, terminales, instalaciones de almacenamiento) y explotan en el mercado la opcionalidad que les aporta dichos activos.

El proceso de compra de crudos tiene su origen en la planificación anual de las refinerías. Estas tienden a comprometer un porcentaje de sus compras en contratos a plazo con los grandes productores, cubriéndose el resto a través del mercado *spot* o al contado. La cantidad comprometida en contratos a plazo depende del perfil del comprador, y aquellos que priorizan lo que llamamos seguridad de suministro llegan a comprometer a plazo hasta el 90 por 100 de sus necesidades anuales. A este esquema responden por ejemplo algunas compañías japonesas con crudo del Golfo Pérsico. Otras compañías menos conservadoras no comprometen más allá del 40 por 100 de sus necesidades.

El resto de las necesidades se cubren en el mercado *spot* y proporciona a la compañía de refino la flexibilidad de modular tanto en volúmenes como en las calidades de crudos adquiridas en función del margen de refino. Estas necesidades *spot* se programan mensualmente y el precio de adquisición y su disponibilidad se encuentra expuesta a la oferta y la demanda. Supone una gestión muy dinámica y permite, en muchos casos, realizar operaciones de optimización que implican la reventa de dichos crudos y la compra de otros que aporten mayor margen.

Las compañías de *trading* juegan un papel muy importante en el mercado *spot*. Estas compañías toman posiciones —largas cuando compran o cortas cuando venden— que cubrirán jugando con el factor tiempo. La lectura adecuada del mercado permitirá obtener importantes beneficios de dicha actividad. No olvidemos que los cargamentos de crudos pueden superar los 2.000.000 de barriles y por tanto, unos centavos por barril implican importantes beneficios o pérdidas.

Calidad de crudos

El origen de los crudos define en muchos casos su nivel de calidad, pudiéndose decir en general, que los crudos del Golfo Pérsico responden a calidades relativamente pesadas y con alto contenido en azufre. Por el contrario los crudos del Mar del Norte tienden a ser más ligeros y con un contenido en azufre más reducido.

La capacidad de refinar crudos pesados y con alto contenido en azufre, por ejemplo, viene determinada por la complejidad del sistema de refino. Aquellas compañías de refino que han invertido en lo que llamamos «capacidad de conversión», son capaces de obtener mayor valor añadido de calidades más pesadas y por tanto más baratas. Es por tanto una decisión clave, ya que el margen incremental de refino vendrá precedido de cuantiosas inversiones.

Los productos petrolíferos obtenidos a partir del crudo dependerán en primer lugar, del tipo de crudo que se trate (es lo que definimos como sus rendimientos en productos) y del esquema de refino en el que se trate. La decisión de compra de una calidad determinada de crudo estará condicionada por los compromisos de venta de productos adquiridos y por el margen de refino que aporte la producción de dichos productos.

2. Marcadores de precio y el mercado de barriles de papel

Cuando uno se enfrenta al mundo del *trading* de crudos llama la atención el descubrir que el precio que

a la postre pagaremos, para una carga física concreta, no es conocido en el momento de la operación ya que no se negocian precios absolutos sino diferenciales sobre lo que llamamos marcadores de referencia.

Dichos marcadores son definidos diariamente, de acuerdo a un procedimiento bien establecido por las agencias de información de precios PRA (por sus siglas en inglés *Price Reporting Agencies*), en el mercado del petróleo, siendo las agencias más importantes Platt's, Argus Media y OPIS. El precio final que se pagará por una carga de crudo consistirá en el promedio del marcador de referencia durante un periodo de tiempo definido en la transacción, más o menos un diferencial de calidad. Dichos periodos de tiempo estarán normalmente ligados a las fechas de carga cuando se compra en origen y se fleta un barco; o a las de descarga, cuando se compra crudo entregado en refinería a bordo de un barco fletado por un tercero.

Marcadores de precio del crudo

Los principales marcadores definen la mayor parte del precio de los crudos en las distintas áreas geográficas. En el caso de Europa el crudo de referencia es el Brent del Mar del Norte, y distintos diferenciales ligados a dicho crudo fijan el precio diario de las principales calidades del Mar del Norte, Mar Mediterráneo (incluyendo el Mar Negro) y las del mercado del Norte y África Occidental. Son cada vez más los productores latinoamericanos que utilizan el Brent como referencia para las ventas de sus crudos.

El principal marcador del mercado americano es el WTI (*West Texas Intermediate*) que tiene la entrega física en Cushing, Oklahoma. No obstante, las restricciones logísticas de entrega de crudo físico en Cushing hacen que este marcador esté perdiendo peso en favor del crudo Brent y los marcadores del Golfo.

Por último, los marcadores principales para Asia los constituyen los crudos de Omán y Dubái. La producción del segundo es ya testimonial pero conforma junto con el de Omán la referencia histórica para los

crudos producidos en el Golfo Pérsico y vendidos principalmente en el Sudeste y Nordeste Asiático.

Los principales países productores de crudo y, en concreto, sus compañías estatales de crudo, conocidas como NOC's (*National Oil Companies*), publican mensualmente lo que se denomina precios oficiales (*OSP* por sus siglas en inglés *Official Selling Prices*) con los que se define la calidad de cada crudo y el diferencial frente a las distintas referencias geográficas.

Barriles de papel y arbitrajes

En los mercados a futuros de petróleo¹ se negocian derivados referenciados a los marcadores de petróleo más relevantes, lo que incrementa la liquidez de dichas referencias. Se trata de mercados organizados en los que se negocia el precio del crudo para distintos meses de entrega. Asimismo es muy común el uso de lo que llamamos *swaps* o permutas no negociados en mercados organizados (instrumentos OTC² por sus siglas en inglés *over the counter*), transacciones financieras sobre un precio marcador que permiten a dos compañías el intercambio de un precio fijo por un precio variable (referenciado a un marcador) en un periodo de tiempo determinado.

Estos dos instrumentos financieros (futuros y *swaps*) alcanzan volúmenes de contratación muy superiores a los de las transacciones físicas y aportan una gran liquidez a dichos mercados. Se trata de instrumentos que nos permiten llevar a cabo operaciones de cobertura con las que podemos congelar un beneficio en una operación de compra/venta (*trading*) evitando así la variación de este con los precios del crudo.

Dentro del espectro de operaciones de *trading* son especialmente importantes las que denominamos arbitrajes. En ellos compramos y vendemos, o bien con

¹ Los principales mercados de futuros de petróleo son: ICE (*Intercontinental Exchange*), Nymex (*New York Mercantile Exchange*), DME (*Dubai Mercantile Exchange*).

² Los mercados OTC son operaciones que se realizan entre dos contrapartidas en las cuales asumen un riesgo de crédito al no compensarse sus operaciones de manera centralizada.

diferentes referencias geográficas o bien formando precio en períodos de tiempo distintos, con el objetivo de obtener algún beneficio provocado por ciertas asimetrías que eventualmente generan los mercados. Responden por tanto fundamentalmente a dos tipos distintos:

a) Arbitraje geográfico. Hablamos de operaciones en las que los puertos de carga y descarga se encuentran en distintas áreas geográficas. Dentro de estas distinguimos las estructurales, que responden a situaciones de déficit permanentes en ciertas zonas, o las coyunturales, que responden a una situación ocasional. Para que se lleve a cabo este arbitraje ha de producirse un desequilibrio de precios entre ambas zonas de tal modo que un participante pueda realizar una operación que le permita cubrir el coste de transporte más el coste financiero y aun así obtener un beneficio.

b) Arbitraje temporal. Cuando los periodos de carga y descarga están separados en el tiempo. Este arbitraje acompaña al anterior cuando se llevan a cabo transacciones entre ámbitos geográficos distintos. Dentro de estos arbitrajes destacamos aquellos que aprovechan una estructura de mercado de *contango* (el precio de entregas futuras está por encima del precio de entregas en el corto plazo), lo que permite obtener un beneficio almacenando del producto, siempre que el diferencial temporal pague, en este caso, los costes de almacenamiento y financiero.

3. Transporte marítimo de petróleo

«El transporte marítimo es una de las cuatro piedras angulares de la globalización, junto con las comunicaciones, la estandarización internacional y la liberación del comercio» (Kumar y Hoffman, 2002). Se estima que el 90 por 100 de las mercancías mundiales se transportaron en 2013 por vía marítima, de las que casi 10.000 millones de toneladas, aproximadamente un 30 por 100, correspondieron al negocio del petróleo y gas. Por otra parte, el tonelaje en peso muerto de la flota mundial de buques sumaba casi 1.700 millones

a 1 de enero de 2014, de los cuales el petróleo y gas eran 640.000.000.

Transporte marítimo en una compañía de petróleo y gas

Las necesidades de transporte marítimo de una compañía de *Oil & Gas* se originan en áreas de negocio diversas (comercial, refino, exploración, producción, gas, etc.). Son áreas que a primera vista, puede parecer que tienen necesidades aparentemente diferentes entre sí. Sin embargo, un análisis más detallado muestra que su gestión tiene bastantes puntos en común, lo que ha llevado a que la mayor parte de las compañías gestionen esta actividad bajo un mismo paraguas.

En definitiva, establecer un área experta de organización que gestione la mayor parte de las necesidades de transporte marítimo de la compañía es beneficioso. La concentración del conocimiento y la experiencia genera optimizaciones en los recursos empleados permitiendo, asimismo, tener una visión más clara de las posibles economías de escala que puedan existir entre los fletes que, de otra forma serían contratados individualmente por cada área.

En una compañía de petróleo y gas la actividad de transporte marítimo se desarrolla alrededor de cuatro tipos de buques:

1) *LNG carriers*. Son barcos utilizados en el transporte del gas natural licuado.

2) *Offshore support vessels* (OSV). Se utilizan en las actividades de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos, sirviendo para dar servicio a las plataformas en aguas adentro o *offshore* de perforación (*rigs*), en el tendido de tuberías submarinas, y para dar servicio a los activos *offshore* de producción como las plataformas y barcos de producción y almacenaje (FPSO, *floating production, storage and offloading*). Estos buques son diseñados específicamente para estas actividades.

3) *LPG carriers*. Son los buques utilizados para el transporte de los gases licuados del petróleo (GLP) y

productos petroquímicos. Los métodos (presión/temperatura) utilizados para mantener el estado líquido facilitan su clasificación «etileno» en completamente refrigerado, refrigerado, semirefrigerado y completamente presurizado. Mientras que el tamaño provoca una segunda clasificación que de mayor a menor se denominan: *Very Large Gas Carrier* (VLGC), *Large Gas Carrier* (LGC), *Medium Gas Carrier* (MGC), *Small Gas Carrier* (SGC) y *Very Small Gas Carrier* (VSGC).

4) *Tankers* o buques cisterna. Se suele hacer una primera división en función del tipo de producto que transportan: los *Clean Petroleum Products* (CPP), que comprende los barcos que transportan productos denominados limpios como el GLP, las nafta, el reformado, la gasolina y los componentes y destilados (jet, gasóleo); y los *Dirty Petroleum Products* (DPP), que comprende los barcos que transportan productos denominados sucios como el crudo mismo, el fuelóleo y el asfalto.

El tamaño del buque plantea una segunda división que se muestra en el Cuadro 1.

Participantes del flete marítimo

Los agentes que participan en el flete son los siguientes (Esquema 1):

a) Armador *shipowner*. Ofrece sus buques al mercado (*charter out*). Es el poseedor de la titularidad de los mismos, bien porque los haya construido (*owner*), bien porque los haya alquilado en *time charter* o *bare boat* a otro armador (*disponent owner*). En principio, gestiona técnica y comercialmente el buque. Sin embargo, hay ocasiones en las que el armador puede subcontratar con terceros la operación del buque (*technical manager*) o la gestión comercial del mismo (*commercial manager*).

b) Fletador *charterer*. Contrata los buques (*charter in*) para cubrir sus necesidades de flete. No realiza gestión alguna del buque, limitándose a dar instrucciones de viaje al armador.

c) *Broker*. Es un intermediario entre el armador/*commercial manager* y el fletador. Asesora a ambos

CUADRO 1

CLASIFICACIÓN DE *TANKERS* POR TAMAÑO

Peso muerto / DWT* (toneladas métricas)	Clasificación AFRA**	Clasificación generalista
<25.000	<i>Flexy</i>	<i>Product tanker</i>
25/40.000	<i>Handy</i>	
40/55.000	<i>Medium Range (MR)</i>	
55/80.000	<i>Large Range 1 (LR1)</i>	
80/115.000	<i>Large Range 2 (LR2)</i>	<i>Panamax</i>
80/120.000	<i>Large Range 2 (LR2)</i>	<i>Aframax</i>
120/160.000		<i>Suezmax</i>
160/200.000	<i>Very large crude oil carrier (VLCC)</i>	<i>Very large crude oil carrier (VLCC)</i>
200/320.000		
320/550.000	<i>Ultra large crude oil carrier (ULCC)</i>	<i>Ultra large crude oil carrier (ULCC)</i>

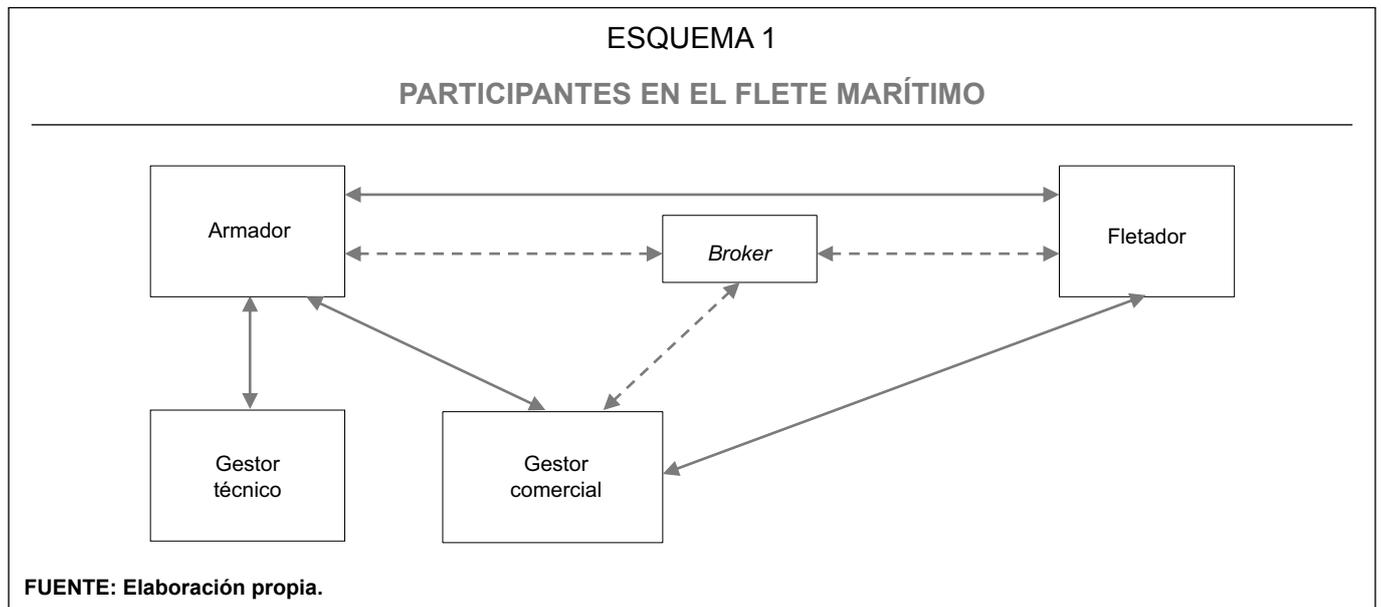
NOTA: * Deadweight Tonnage ** Aircraft Fleet Recycling Association.

FUENTE: **Elaboración propia.**

sobre la situación del mercado de fletes e intenta que sus intereses lleguen a un punto común. No asumen riesgo alguno y cobran una comisión del armador.

Algunas características de los mercados de transporte marítimo

A diferencia de lo que ocurre en el mundo de las materias primas no existen mercados organizados. Son mercados multilaterales en los que quienes ofrecen el transporte (armadores) y los que lo demandan (fletadores) se ponen en contacto bien directamente, bien a través de *brokers*. Hay tantos mercados como agrupaciones estándar de viajes de la misma naturaleza de carga o tipo de buque, tamaño, origen y/o ruta.



Existen diferentes publicaciones, tanto de *brokers* como de instituciones, que reportan periódicamente tanto información sobre las transacciones de flete efectuadas como análisis de mercado³. Es un mercado de alta volatilidad debido a la influencia de factores como:

a) Condiciones climáticas. En invierno no es infrecuente el cierre de puertos y pasos marítimos (caso de los estrechos del Bósforo y los Dardanelos), lo que se traduce en una reducción de la oferta de capacidad de transporte al quedar los buques atrapados hasta que las condiciones mejoran.

b) Precio del combustible. Al ser este un componente importante de la estructura de costes del buque (por ejemplo, en el segmento de los buques tipo *suezmax* y en el periodo 2011-2013 ha llegado a suponer más del 50 por 100 del ingreso generado por el flete), un precio alto puede inducir a reducir la velocidad, lo que se refleja inmediatamente en una reducción de capacidad de transporte.

c) Geopolítica. Un ejemplo es el conflicto de Libia, que altera la demanda de capacidad de transporte al

ritmo de su evolución, haciendo que el mercado de los petroleros *Aframax* en el Mediterráneo sufra importantes variaciones.

d) Cambios en la propia industria del petróleo y gas. Un ejemplo sería la aparición del *shale oil* o gas de esquisto en Estados Unidos, que ha provocado que los tráficos de crudo se modifiquen, provocando alteraciones en la demanda y oferta de capacidad de transporte en el segmento de los *Suezmax* en el Golfo de México.

Tipos de flete marítimo

Las necesidades de contratación de flete se pueden hacer fletando un buque en *spot*, contratando buques en la modalidad de *contract of affreightment* (COA) y contratando buques en *time charter* (TC), lo que desarrollaremos más adelante en este mismo apartado.

Flete spot

Es aquel en el que el fletador contrata un buque a un armador con el objetivo de realizar un viaje entre puerto(s) de carga y descarga establecidos y con fechas de carga (*laycan*) acordadas. Es común acordar

³ Las rutas o referencias más líquidas son las que publica *Baltic Exchange* en www.balticexchange.com.

áreas de carga y descarga en lugar de puertos específicos, pero siempre respetando el *laycan* acordado. El coste del flete se puede acordar de diferentes formas, es decir, una cantidad fija (*lumpsum*) en dólares estadounidenses (USD), una cantidad fija, en USD/TM, o un valor *worldscale*⁴ (WS).

El WS recoge cualquier combinación de puerto(s) de carga y descarga, y las tarifas publicadas pretenden reflejar el coste en que un armador incurre al alquilar un buque de características determinadas y en condiciones de operación estándar. El flete es el resultado de aplicar el porcentaje WS al *flat* y a la cantidad (toneladas métricas) transportada por el buque.

Contract of Affreightment, COA

Es un contrato a plazo donde el armador se obliga a realizar un determinado número de viajes entre puerto(s) de carga y descarga fijados o, al igual que en los viajes *spot*, entre áreas de carga y descarga. También se establece que el buque o buques que se vayan a utilizar se establezcan de antemano, fijándose un mínimo y un máximo de viajes. Por otra parte, el fletador está obligado a proporcionar el mínimo establecido y el armador no está obligado a atender cargas por encima del máximo. El empleo de los buques designados para atender el contrato no es en régimen de exclusividad, por lo que el armador puede contratar con terceros. Puede realizarse en un mercado poco líquido, como cobertura de transporte, o en mercados líquidos, a cambio de un descuento sobre el precio por volumen contratado.

Time Charter, TC

Es un contrato a plazo en el que el buque es contratado en exclusiva, por lo que el armador no puede

⁴ El valor *worldscale* (WS) es un porcentaje de las tarifas (*flat*) fijadas por *New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale*, publicación aceptada por el mercado a estos fines. Estas tarifas, en USD/TM, son calculadas anualmente.

comercializarlo con terceros. Por otra parte, el fletador asume la gestión comercial del buque mientras que el armador mantiene la gestión técnica y náutica. El coste del flete se establece en una cantidad fija diaria *hire*. Normalmente, la decisión de contratar buques en TC puede responder a:

a) Razones logísticas/comerciales. En algunas compañías la contratación de algunos buques de características particulares responde a este criterio. Ejemplo de estos son los metaneros (LNG *carriers*), los buques DP (*dynamic positioning*) y los buques MR (*medium range*).

b) Razones estratégicas. Que pueden ser: *i*) de índole regulatoria, como sería el caso en que un país requiera que, por razones de seguridad energética, el transporte de una parte de los crudos/productos que abastecen a las refinerías del mismo estén bajo el control de sus autoridades, como es el caso de Francia; o *ii*) específicas de una compañía, ya que esta puede considerar como estratégico que el transporte de un determinado porcentaje del crudo que abastece a sus refinerías se haga en buques gestionados por la propia compañía.

c) Razones económicas. Cuando de la contratación en régimen de TC se prevé obtener un beneficio frente a la alternativa de hacerlo en *spot* o a través de un COA. El *business case* que justifique la contratación se construye en base a los cargamentos de la compañía, complementándolas con cargamentos de terceros. La gestión de estos buques por parte de transporte marítimo genera consecuencias en la «cuenta de resultados a riesgo».

4. Proceso documental y contractual

En líneas generales, el proceso de contratación de una compra de crudo comienza por los *traders* o comerciales. Los *traders* de las empresas compradora y vendedora se ponen en contacto para acordar una serie de términos comerciales que, desde el momento del acuerdo, serán entendidos como vinculantes dando lugar al contrato.

Una vez pactados los aspectos más importantes de la transacción, se elabora el contrato que recoge, no solo los términos comerciales acordados por las partes, sino también las cláusulas de índole legal y operacional. Es práctica aceptada en la industria que el vendedor sea quien envíe el documento contractual al comprador y, por ello, pueda partir de una posición de fortaleza en la imposición de ciertas condiciones añadidas al contrato que no han sido cerradas entre las partes.

También se considera práctica estándar en la industria que el vendedor utilice sus condiciones generales de contratación, las cuales, si así se ha acordado entre las partes, regularán la relaciones en todo aquello no acordado explícitamente por los *traders*.

El vendedor envía el contrato de venta al comprador quien, si lo considera necesario, realiza las enmiendas oportunas al mismo atendiendo especialmente a dos requisitos: *i)* confirmar que las condiciones comerciales acordadas previamente se reflejan en el documento contractual y *ii)* no aceptar cláusulas abusivas e intentar mejorar su posición en el contrato recibido del vendedor.

El documento contractual rige las relaciones entre comprador y vendedor en el desarrollo de la transacción previamente acordada por los *traders*.

5. Gestión del riesgo de la actividad de *trading*

Si consideramos los elevados importes de las transacciones en este mercado, por ejemplo un cargamento de 1.000.000 de barriles de crudo se vendería entre 60 y 100.000.000 de USD, la gestión del riesgo adquiere, si cabe, mayor relevancia que en otros negocios. En los siguientes subapartados se pasa revista a las características generales de la gestión de los diferentes riesgos a los que la actividad de transporte marítimo ha de hacer frente.

Gestión del riesgo de crédito

El análisis preliminar de cualquier compañía con la que se vaya a operar es tan importante como el se-

guimiento de las operaciones durante la vida de la transacción. Igualmente la búsqueda de garantías que permitan minimizar o mitigar el riesgo de crédito que se adquiere con la contraparte.

En función de las políticas de las compañías, generalmente se establecen parámetros para determinar la calidad crediticia de cada contraparte. Si estos parámetros, como el análisis de los estados financieros (EEFF) de las compañías involucradas, responden por sí solos para cubrir el importe de la operativa que se quiere realizar, las ventas se realizarán sin garantías adicionales y se venderá en condiciones *open*, esperándose al vencimiento de las facturas de la venta para su cobro.

Por el contrario, si el análisis de una determinada compañía no es suficientemente válida para que se pueda vender en condiciones seguras, se podrá optar por conseguir garantías de la matriz (que soporten dichos límites) o garantías bancarias. Estos instrumentos financieros conocidos como cartas de crédito, son garantías por las que un banco garantizaría el pago al vendedor con una obligación irrevocable del emisor para con el beneficiario.

Cabe señalar que el compromiso del banco depende de la presentación de los documentos estipulados en los términos y condiciones, y no del cumplimiento del contrato subyacente (ya que es independiente al mismo). En último caso, se podría optar por el prepago, garantizando de esta manera tener los fondos con carácter previo a la transmisión de la propiedad.

Riesgo operativo

Con el objetivo de cumplir criterios de seguridad, salud y medio ambiente se deben realizar evaluaciones de los buques y de las instalaciones de almacenamiento a contratar. Es importante cumplir el marco normativo en materia de seguridad y medioambiente, así como las más altas exigencias en materia de seguridad de los productos químicos (*Reach*, CLP), cuyo principal objetivo es garantizar un alto nivel de protección de la salud humana y el medio ambiente.

Los buques actuales han experimentado un gran avance tecnológico. Durante los últimos 40 años hemos visto mejoras en el diseño, en la eficiencia y resistencia de la estructura, en los modernos sistemas anticontaminación, de contraincendios, de estabilidad, de navegación y de propulsión. El proceso de evaluación de la aceptabilidad de un buque para su utilización debería incluir: la revisión de la condición física y operativa del buque; y la matriz de la experiencia y capacitación de la tripulación. Entre la documentación que se debe tener vigente está: la bandera; la sociedad de clasificación; la gestión del armador u operador técnico; el histórico de inspecciones de otras compañías; el control de las autoridades del puerto; los posibles incidentes y accidentes; así como las valoraciones de operatividad de terminales propias. También se evalúan, entre otros, factores como la edad del buque, el tiempo que hace que no va a dique seco o el tipo de protección anticorrosión de los tanques.

Riesgo de incumplimiento regulatorio

Las compañías normalmente mantienen una función que vela por la aplicación de las normas de los mercados organizados y la legislación de las distintas jurisdicciones en las que lleva a cabo su actividad, comúnmente denominada *Compliance* o cumplimiento. La función de *Compliance* consiste en una primera línea de defensa que promueve la implantación de una estructura de control del riesgo en la actividad de *trading* diaria. Se delimitan los riesgos derivados de un incumplimiento del marco normativo del negocio (entre otras, las reglas de las cámaras de compensación, legislación emanada de los reguladores financieros de distintas jurisdicciones, las normas corporativas internas de riesgo y contratación, etcétera). Se valoran los riesgos de forma constante bajo el prisma de los cambios regulatorios, la actividad del negocio y las circunstancias del mercado y, en consecuencia, se crean e implementan los controles correspondientes para su vigilancia, contención y remedio.

El departamento de *Compliance*, vela además por evitar que la empresa se relacione directa o indirectamente con personas físicas, jurídicas, o países, sancionados/restringidos o con los que no es recomendable vincularse comercialmente de acuerdo con las resoluciones emitidas por EE UU a través de la Oficina de Control de Activos Extranjeros del Departamento del Tesoro de EE UU, OFAC, la Unión Europea o Naciones Unidas. En estas empresas se incluyen, entre otras, aquellas conocidas por tener relación con o financiar el terrorismo, que han incumplido regulación sobre comercio internacional, que son objeto de embargo o que tienen impuestas sanciones financieras.

Riesgos de mercado

En el negocio de *trading* de materias primas, la gestión del riesgo de mercado constituye un elemento fundamental en el control diario de las operaciones. La medición de este riesgo trata de cuantificar el impacto en el valor de la cartera por cambios en las condiciones de mercado (como los niveles de precios, la volatilidad, el tipo de cambio, entre otros). La actividad de *trading de commodities* está expuesta a los cambios relacionados con el riesgo de las divisas, los tipos de interés, o los problemas de liquidez.

El riesgo de divisa surge al estar expuesto a dos monedas distintas y por los movimientos en el tipo de cambio entre ambas. Los factores que afectan a este riesgo serían las volatilidades de cada moneda y la correlación entre ellas. El riesgo en el tipo de interés proviene de los potenciales cambios en el nivel y volatilidad de los tipos de interés, y afectaría sobre todo a operaciones financieras a largo plazo.

En muchas ocasiones, el riesgo del mercado está asociado de manera inherente a un riesgo de liquidez, es decir de pérdidas, debido a la imposibilidad de cerrar una posición en el corto plazo sin impactar significativamente en el precio de cierre. Esto se debe principalmente a una estrecha profundidad de mercado o a disfunciones transitorias o estructurales en el mismo.

El nivel de riesgo de mercado vendría asignado por dos componentes: la volatilidad (varianza) de los precios y la exposición a esa variabilidad. Este segundo componente es sobre el que los agentes tienen control y pueden gestionar, aumentando o disminuyendo su posición en un determinado subyacente. La exposición de una determinada cartera al factor de riesgo o volatilidad, puede verse también como la sensibilidad o «delta» de la cartera a cambios en los precios de mercado, es decir:

$$\Delta_P = dV(P)/dP$$

Donde con la delta podemos medir el efecto en el valor de la cartera $V(P)$ frente a una variación en los precios de los activos subyacentes $P(t)$. Por tanto, la delta Δ_P también nos indica la cantidad de contratos de futuros necesarios para cubrir el riesgo de precio de una posición. La unidad en la que medimos esta sensibilidad es igual a la unidad en la que se mide la cantidad de producto negociado. En el caso del crudo, como ejemplo, la unidad de medida de la delta serán barriles. Razón por la que en muchas ocasiones, para referirnos a estas deltas se habla de medidas volumétricas del riesgo de mercado.

Atendiendo a la naturaleza del *trading* de físico de crudos y productos derivados, se pueden definir otras medidas volumétricas que nos ayuden a gestionar los factores de riesgo. En particular, es útil definir una medida de la exposición neta (medida en barriles, por ejemplo) de aquellos cargamentos de físico no cerrados, es decir, aquellos para los que aún no hay contraparte para la correspondiente compra o venta. Esta medida se puede restringir a las posiciones abiertas cuya estimación de carga o descarga sea inferior a un plazo determinado de días (usualmente entre 30 y 90 días). Esta medida volumétrica se suele llamar riesgo de posición.

También se puede distinguir entre la exposición a riesgo de precios absolutos y la exposición a riesgo de diferenciales de precios o riesgo de arbitraje. Así, cuando la compra está referenciada a un precio y la

venta lo está a otro distinto, puede resultar útil definir la exposición a este *spread* o diferencial de precios. El riesgo de arbitraje puede venir dado por: *i*) una diferencia entre los períodos de apreciación referenciados al mismo precio (por ejemplo, media de agosto del futuro de Brent frente a media de julio); *ii*) un diferencial de localización o geográfico, exposición al precio del mismo producto pero referenciado a diferentes localizaciones (caso de los precios de la región del Mediterráneo respecto a los de Europa Noroccidental); o *iii*) un diferencial de calidad por tratarse de precios de productos distintos y con distintas calidades, propiedades químicas, etcétera.

Medidas económicas: cálculo del valor en riesgo (VaR)

El otro componente que determina el riesgo de nuestras posiciones es la volatilidad de la cartera, definida como la desviación estándar de los rendimientos de los precios. Con la posición de cada producto en unidades de volumen/peso y los precios en dólares por volumen/peso podemos tener una medida de la volatilidad de la cartera en dólares. Lo que sería una medida estadística de la distribución de pérdidas y ganancias. El inconveniente de esta medida es que no diferencia entre posibles pérdidas y ganancias, es simétrica. En esa circunstancia se está más interesado en obtener medidas estadísticas del lado de las pérdidas. El valor en riesgo o VaR es una de estas medidas de pérdidas y la más utilizada en la industria financiera (Jorion, 2006).

El VaR trata de responder a la siguiente pregunta: ¿cómo de mal pueden ir nuestras estrategias en los próximos días? Se trata de una medida monetaria de la máxima pérdida con un nivel de confianza predefinido α (normalmente entre el 95 y 99 por 100) y para un horizonte determinado (que suele ser de 5 a 10 días). La ventaja de usar una medida de riesgo como el VaR es que permite agregar en un único número los riesgos a los diferentes mercados a los que está expuesta la cartera.

En términos estadísticos el VaR se correspondería con el percentil α de la distribución de pérdidas; es decir:

$$Prob (Pérdidas \leq VaR) = 1 - \alpha$$

Este percentil puede estimarse a partir de la distribución histórica, ajustando una función de densidad paramétrica, o también mediante simulaciones. Uno de los enfoques más usados consiste en asumir que los precios siguen una distribución log-normal, es decir, que los rendimientos o pérdidas siguen una distribución normal. Si bien en la práctica, esta hipótesis, en ocasiones, puede resultar algo rígida (Geman, 2008 y González-Pedraz, Moreno y Peña, 2014).

6. Conclusiones

Como se ha visto, la comercialización del petróleo envuelve un conjunto de factores que determinan una

dinámica compleja. En el análisis de esta dinámica es clave el papel que juega el negocio del *trading* dentro de cualquier empresa de hidrocarburos. La revisión que se ha realizado en este artículo de los factores clave y de la operativa del negocio es apenas una descripción introductoria que, aunque deja entrever la complejidad de esta actividad, no refleja completamente la dificultad que presenta una gestión exitosa de este negocio.

Referencias Bibliográficas

- [1] GEMAN, H. (2008). *Risk Management in Commodity Markets*. Wiley, Chichester, Reino Unido.
- [2] GONZÁLEZ-PEDRAZ, C.; MORENO, M. y PEÑA, J. I. (2014). Tail Risk in Energy Portfolios. *Energy Economics*, vol. 46, pp. 422-434.
- [3] JORION, P (2006). *Value-at-Risk, the New Benchmark for Managing Financial Risk*. Mc-Graw-Hill, Nueva York.
- [4] PLATTS (2014). *Crude Oil. Methodology and specifications guide*. Platts-McGraw-Hill, New York.

Información Comercial Española Revista de Economía

6 números anuales

*Artículos originales sobre un amplio
espectro de temas tratados desde
una óptica económica,
con especial referencia
a sus aspectos internacionales*



**Tamaño de las pequeñas
y medianas empresas
españolas**

Boletín Económico de Información Comercial Española

12 números anuales

*Artículos y documentos sobre economía
Española, comunitaria e internacional,
con especial énfasis en temas sectoriales
y de comercio exterior*



**X Conferencia Ministerial de la OMC
Doing Business en España 2015**

En
INTERNET
www.revistasice.com



Cuadernos Económicos De ICE

2 números anuales

*Artículos de economía
teórica y aplicada
y métodos cuantitativos,
que contribuyen
a la difusión y desarrollo de la
investigación económica*