

Francisco Javier de Ustáriz, Gabriel de Ponte y Juan Germán Roscio para que redacte un proyecto de Constitución Nacional. Pero, por las circunstancias que se vivían, los debates acerca del texto constitucional comenzaron el 21 de agosto, después de declarada la independencia. Pasemos ahora al Acta de la Independencia.

El Acta de la Independencia, 5 de julio de 1811

¿Asumimos el Acta de la Independencia como nuestra primera constitución? ¿Podemos hacerlo? ¿Tiene fundamento? No es en puridad de criterios una constitución, pero sí es la manifestación príncipe de un acto fundacional, lo que la erige como un acto constitucional. De tal modo que en perfecta lógica jurídica no puede ser analizada como tal, pero en correspondencia con su significación histórica sí, ya que es en ella en donde se estampa por primera vez la voluntad de una Nación de constituirse en República. Además, a los efectos de nuestro recorrido por las Constituciones de Venezuela, la revisión del Acta de la Independencia, y de los hechos que condujeron a ella, son necesarios para comprender nuestra etapa fundacional de la República.

La primera acta de independencia de la América española es la de Venezuela, el 5 de julio de 1811, redactada por Juan Germán Roscio y Francisco Isnardi, y aprobada por los diputados electos de las siete provincias. Entre ellos, destacan el propio Roscio, Francisco Javier de Ustáriz, Luis Ignacio Mendoza, Fernando de Peñalver, Felipe Fermín Paúl, el Marqués del Toro, Francisco Javier Yáñez, Martín Tovar Ponte, José Ángel Álamo, Lino de Clemente, Francisco Javier de Mayz, Francisco de Miranda, entre otros.

Al acta de independencia de Venezuela le siguen las de Colombia (1813); México (1813); Argentina (1816) y Chile (1818), luego las restantes, con diversas particularidades.

Después de una minuciosa explicación acerca de la posición de las provincias de la futura Venezuela en relación con los sucesos de Bayona, Roscio justifica el paso que se va a dar y, finalmente, expresa:

Nosotros los representantes de las Provincias Unidas de Venezuela, poniendo por testigo al Ser Supremo de la justicia de nuestro proceder y de la rectitud de nuestras intenciones, implorando sus divinos y celestiales auxilios y ratificándole en el momento que nacemos a la dignidad, que su providencia nos restituye el deseo de vivir y morir libres creyendo y defendiendo la santa católica y apostólica religión de Jesucristo, como el primero de nuestros deberes.

Una vez colocada la ofrenda ante Dios en el acta, Roscio, que fue casi un teólogo del cristianismo, procedió a declarar la independencia, afirmando:

declaramos solemnemente al mundo que sus provincias Unidas son y deben ser, de hoy más de hecho y de derecho, estados libres, soberanos e independientes, y que están absueltos de toda sumisión y dependencia de la corona de España, o de los que se dicen o dijeren sus apoderados o representantes, y que como tal Estado libre e independiente, tiene pleno poder para darse la forma de gobierno que sea conforme a la voluntad general de sus pueblos...

Luego, el ya entonces Congreso Constituyente le encarga al mismo autor una explicación más detenida sobre los hechos y las causas que condujeron a ellos. Este texto, fechado el 30 de julio de 1811, fue intitulado "Manifiesto que hace al mundo La Confederación de Venezuela en la América Meridional de las razones en que se ha fundado su absoluta independencia de España, y de cualquiera otra dominación extranjera. Formado y mandado publicar por acuerdo del Congreso General de sus Provincias Unidas." Asegura Pedro Grases que la autoría es de Roscio. Además de las pruebas documentales que invoca, el estilo es evidentemente rosciano. No es menester referirnos al texto en esta oportunidad, pero dejo constancia de que se trata de un documento sustancial para la comprensión de los hechos y, sobre todo, para el entendimiento de las causas que abundaron a favor de la independencia.



El negocio del petróleo

Introducción

El petróleo, una mezcla de hidrocarburos, esas sustancias orgánicas formadas por carbono e hidrógeno que pueden combinarse en moléculas de las más variadas formas y complejidad. Desde el simple metano o "gas de los pantanos". hasta las complejísticas concatenaciones (lineales, cíclicas, ramificadas,...) de estos dos elementos. El petróleo, el material que constituye la principal fuente energética de la sociedad moderna. La principal, y muchas veces única, fuente de ingresos fiscales para algunos países. El petróleo, la mercancía cuyo volumen de transacciones comerciales es el más alto que jamás se haya visto en la historia de la humanidad. El petróleo, la sustancia que por su importancia estratégica ha sido la fuente de frecuentes conflictos internacionales, de guerras, de revoluciones internas dentro de los países, de las más variadas estrategias dentro del marco de unas relaciones internacionales dominadas por la *realpolitik*.

Hoy en día, el petróleo representa por sí solo alrededor del treinta por ciento del tráfico comercial marítimo. Si a esto le agregamos el transporte de productos derivados, esta proporción alcanza el treinta y siete por ciento¹. El tercer producto más importante de este comercio, el mineral de hierro, alcanza sólo un diecisiete por ciento de dicho volumen. La totalidad del comercio de todas las variedades de granos (café, trigo, soya, cebada, maíz, etc) llegan apenas a un catorce por ciento. Menos de la mitad

Ernesto Fronjosa L.

Universidad Metropolitana

¹ FUENTE: ICS (International Chamber of Shipping) & ISF (International Shipping Federation) (<http://www.marisec.org/shippingfacts/worldtrade/volume-worldtrade-sea.php?SID=lghwfybji>). Consultada: 20/12/2009

del comercio de petróleo. Nunca antes se había visto un movimiento tan grande de ninguna mercancía tanto en términos de volumen como de dinero, como el actual mercado petrolero. El valor de los inmensos cargamentos de oro de América hacia España durante el siglo XVI a los precios actuales del precioso metal hubieran equivalido a alrededor de un año y medio del actual comercio mundial de petróleo. Los enormes montos que se manejan en este mercado permiten que países para los cuales este es el único producto de exportación generen un PIB muy superior al de otros con mucho mayor grado de diversificación industrial y comercial.

Sin embargo, tal como mencionamos, la principal razón de la importancia del petróleo como producto comercial no se deriva de los grandes volúmenes de dinero que se manejan en ese mercado. Este hecho es más bien una consecuencia de la importancia estratégica de este material en la sociedad posterior a la revolución industrial. El proceso de industrialización masiva que se inicia en el siglo XIX comenzó a requerir grandes cantidades de energía. El mercado energético en su gran variedad de formas pasó a ser de vital importancia para la comunidad humana tal como la conocemos hoy en día. En un principio este mercado estuvo dominado por el carbón, pero este fue paulatinamente desplazado precisamente por el petróleo como principal fuente energética. Aunque modernamente se están tratando de desarrollar una gran variedad de fuentes alternas de energía el petróleo continúa siendo la fuente más importante de energía de la sociedad actual. La planta industrial, la generación de electricidad por métodos térmicos, el transporte... continúan siendo altamente dependientes de este material o de sus productos derivados.

Existe un hecho adicional de carácter fortuito que resalta aún más la importancia estratégica que tiene el petróleo para la sociedad moderna y sus implicaciones políticas. Por lo general los depósitos de este material se encuentran en países de menor desarrollo económico y social y usualmente a considerables distancias de los que son los grandes consumidores. Esto no sólo hace del transporte uno de los más im-

portantes elementos de costo, sino que agrava la potencial conflictividad política asociada a esta materia prima. El petróleo siempre ha sido un negocio global, incluso antes de la aparición del fenómeno de la globalización. Adicionalmente, la disparidad de las condiciones socioeconómicas entre los centros de producción y los de consumo tiende a generar factores distorsionantes de tipo político ajenos a las características fundamentales del mercado. Las variables que condicionan los elementos de riesgo político son, por otra parte, difíciles de cuantificar. En este sentido, la relativamente breve historia del mercado petrolero ha demostrado no obstante que el mismo está sujeto de manera preponderante al balance de poder entre sus diferentes actores.

En el presente trabajo vamos a tratar de visualizar a “la industria petrolera” como un negocio. Un negocio global donde el elemento omnipresente en cualquiera de sus aspectos es la complejidad. Complejidad en las características de la demanda, en las propiedades y los elementos que conforman la oferta, en la estructura de precios que resulta de la interacción entre ambas. Para entender el negocio petrolero, es necesario tener claro en primer lugar que el crudo², por sí mismo, tiene muy pocas aplicaciones en forma directa, si es que tiene alguna. El valor del petróleo radica en la cantidad y calidad de los productos que se pueden derivar de él. Sin embargo, solemos seguirnos refiriendo de manera genérica al “mercado petrolero”. Esto se debe a que el crudo es el que es objeto de las colosales transacciones comerciales y del transporte a grandes distancias. El negocio del petróleo es el que da origen a todos los demás mercados.

Observaremos, por otra parte, que es en los mecanismos de formación de los precios donde el mercado petrolero alcanza su mayor complejidad. En primer lugar, como en todo mercado, la estructura de precios depende de la correspondiente estructura de costos. Estos, a su vez, dada la complejidad de los elementos que conforman la oferta y la demanda no son sencillos de determinar. Existen una enorme variedad de elementos de tipo fundamental que con-

tribuyen a esta complejidad. Además de todo ello, sobre todo en los últimos años, la estructura de precios ha estado afectada por factores de tipo altamente especulativo que tienden a hacer sumamente volátiles los precios en el mercado.

La oferta en el mercado petrolero

La cadena de valor agregado (Porter, 1985, p. 36-48) de la oferta petrolera consta, como hemos dicho, de varias etapas de naturaleza sustancialmente distintas: Exploración, producción o explotación, refinación, transporte y mercadeo. Existe un paso adicional, la distribución y las ventas al consumidor final que, como ya dijimos, posee unas características que están más relacionadas con la demanda que con la oferta.

La complejidad de la cadena de valor agregado de la oferta de petróleo condiciona de diferentes maneras el volumen de dicha oferta en los mercados así como la estructura de los precios. Los volúmenes de reservas aportados por la exploración condicionan la capacidad de la oferta para satisfacer la demanda en el largo plazo. Por otra parte, los volúmenes de producción y del eficiente manejo de las refinerías son los que permiten satisfacer dicha demanda en el corto plazo. Adicionalmente, es indispensable que la oferta cuente con cierto grado de flexibilidad para poder absorber eventuales picos puntuales de la demanda. Esta flexibilidad se logra mediante el mantenimiento de cierta capacidad “ociosa”³ (*spare capacity*) tanto en las refinerías como en los campos de producción. En estos últimos toma la forma del llamado “potencial de producción”: La capacidad para producir de manera inmediata cierto volumen de crudo por encima del normalmente requerido. Por supuesto, contar con volúmenes adicionales de producción o de capacidad de procesamiento en una refinería implican un costo. La estimación de dichos volúmenes es un trabajo realmente delicado. En base al conocimiento del mercado, la experiencia histórica y otra serie de factores se trata de alcanzar el justo equilibrio entre la flexibilidad necesaria y el costo adicional de mantener volúmenes realmente ociosos.

Otros dos elementos relevantes en el negocio por el lado de la oferta son la necesidad de la integración vertical de la cadena de valor agregado y el equilibrio entre sus componentes. La integración vertical es necesaria ya que, como en todo sistema en serie, la fuerza del conjunto es igual a la del más débil de sus componentes. La falta de control o la debilidad de alguno de dichos componentes se refleja en la totalidad del sistema. El compensar esta debilidad a través de terceros implica volverse dependiente de ellos con todas las amenazas que esto potencialmente representa. Por otra parte, y como un aspecto derivado del anterior, es necesario que exista un balance entre las capacidades de producción y procesamiento (refinación). Estos dos factores son los que más afectan la oferta en el corto plazo. Un desequilibrio entre ellos implicaría debilitar aquel eslabón de la cadena que sea deficitario con relación al otro precisamente en el futuro inmediato. En tal sentido Yergin (1991) menciona que “aquellos que están en el negocio petrolero se hallan siempre en una búsqueda por el equilibrio. La inversión en una parte del negocio los fuerza a hacer nuevas inversiones en otras partes, para proteger la viabilidad de las inversiones existentes”⁴ (p. 114)

A continuación vamos a describir brevemente las características de cada una de las funciones de la cadena de valor agregado de la oferta en la industria petrolera. Trataremos de resaltar tanto su influencia en el conjunto integral de la oferta así como sus aspectos críticos:

Exploración

Su objetivo fundamental es la incorporación de nuevas reservas probadas. Es decir, mantener un “inventario” de volúmenes de crudo en el subsuelo que puedan ser producidos para mantener la oferta por un período de tiempo prolongado. El problema fundamental que enfrenta esta función es la incertidumbre. Su objetivo es identificar los sitios en los cuales pueden existir las posibles acumulaciones de hidrocarburos, verificar su existencia e ir aumentando el nivel de certidumbre y la cuantificación de las mis-

² “CRUDO” es la forma abreviada que usualmente se utiliza para referirse al petróleo en su forma natural, el petróleo “crudo”. Este puede, sin embargo, presentarse también en una extensísima variedad de formas con propiedades a veces radicalmente distintas con lo cual se suele hablar de los distintos tipos de “crudos”.

³ El llamar “ociosa” a esta capacidad adicional no parece ser lo más apropiado. Aunque en un momento dado pueda no estar utilizando no implica que no cumpla con la importantísima función de darle flexibilidad a la refinería ante aumentos no programados de la demanda.

⁴ Traducido por el autor.

mas. El Dr. Parke A. Dickey de la Universidad de Tulsa acostumbraba a decir que la labor exploratoria se asemejaba a la situación que enfrentaba un hombre ciego buscando un gato negro en un cuarto oscuro... sin estar seguro si el gato siquiera estaba allí.

Para llevar a cabo esta labor la función de exploración utiliza múltiples herramientas destinadas a aumentar progresivamente la certidumbre de la existencia o no de hidrocarburos en una determinada región. La prospección exploratoria generalmente se inicia con estudios generales de geología regional para identificar de manera muy amplia grandes áreas con las condiciones geológicas apropiadas para la existencia de petróleo. Se pasa luego a una revisión más detallada de estas áreas mediante estudios de geología de superficie y otra serie de mediciones indirectas de ciertas propiedades físicas (geofísicas) de la corteza terrestre. Cabe citar los levantamientos sismográficos, las técnicas de análisis de imágenes satelitales, los levantamientos aeromagnetométricos, las imágenes de radar. Sin embargo, aún con todas estas sofisticadas herramientas, la única forma segura de afirmar la existencia de una acumulación de hidrocarburos es mediante la perforación de pozos exploratorios. Una vez demostrada fehacientemente la existencia de una acumulación de hidrocarburos, el siguiente paso es la cuantificación de la misma. Es necesario determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados, los límites de dicha acumulación así como las propiedades físicas de los hidrocarburos presentes y de la roca que los contiene. Esto se hace con algunas de las herramientas mencionadas anteriormente y, sobre todo, con la perforación de pozos adicionales. Estos pozos adicionales sirven además como puntos de drenaje para la extracción de los hidrocarburos acumulados en el subsuelo.

Dentro de una misma acumulación pueden coexistir volúmenes con diferentes probabilidades de existencia (niveles de certidumbre). La certidumbre relacionada con la cuantificación de los volúmenes de reservas permite catalogarlas en varias categorías definidas por su porcentaje de probabilidad de su existencia real. Las "reservas probadas", son las úni-

cas apropiadas para la explotación inmediata y utilizables como garantía de respaldo financiero. Las mencionadas reservas probadas se definen como aquellos volúmenes económicamente recuperables y cuya probabilidad de existencia es superior al 95%. Los otros volúmenes se consideran reservas "semi probadas" o "probables" y "no probadas" o "posibles". Los volúmenes identificados como parte de una acumulación pero de existencia altamente incierta son calificados como "recursos".

En la definición de las reservas probadas se destacan tres elementos fundamentales. En primer lugar se habla de volúmenes "recuperables". De ello se desprende que no es posible recuperar todo el petróleo acumulado en un determinado yacimiento⁵. Sólo una fracción del mismo, a veces relativamente pequeña, puede ser extraída. Uno de los parámetros importantes que se deben determinar en un yacimiento es su "factor de recuperación". Esto es, la fracción de los volúmenes de petróleo originalmente *in situ* que pueden ser recuperados. Este factor de recuperación o de recobro depende de tres elementos: Las propiedades del crudo, las características de la roca que conforma el yacimiento y, finalmente, el mecanismo que gobierna la presión interna del yacimiento. De la definición de las reservas probadas se desprende también que el volumen recuperable depende igualmente de las condiciones económicas. Hay yacimientos en los que tal vez pudiera aumentarse el factor de recuperación pero el costo de ello pudiera ser superior al beneficio obtenido con el recobro adicional.

Las reservas probadas constituyen el respaldo para la oferta en el largo plazo. Un parámetro importante en este sentido es la llamada "relación de reservas a producción". Esta relación expresa, de manera puntual, la cantidad de años en que se puede mantener la producción actual con las reservas disponibles. El hecho que las unidades correspondientes al resultado de esta operación vengán expresadas en años suele llevar a una frecuente confusión. No es, como suele pensarse, la cantidad de años que van a durar las reservas en términos absolutos. El

número de años representado por esta relación es de tipo puntual y tiene un carácter dinámico. Permanentemente se está realizando un esfuerzo de incorporación de nuevas reservas. Por ello, en la práctica, la relación de reservas a producción puede permanecer constante, incrementarse, disminuir o, simplemente, fluctuar durante muchos años. La relación se ve afectada dependiendo de si el volumen de producción de un determinado período es mayor o menor que las reservas o incorporadas durante dicho período. Lo que sí constituye un factor de preocupación para un país o una empresa es una caída sostenida de esta relación. Significa, simplemente, que no se están incorporando reservas suficientes para compensar los volúmenes producidos.

La incorporación de reservas, por otra parte, puede llevarse a cabo de tres maneras. Por una parte, los "descubrimientos" de nuevas acumulaciones resultado de la perforación de los recientes pozos exploratorios exitosos. Otra manera es demostrando, a través de la perforación de los pozos llamados "de avanzada", que los límites del yacimiento se extienden más allá de lo que originalmente se pensaba. Los volúmenes de reservas adicionales así incorporados se conocen como "extensiones". Finalmente, a medida que se obtiene información adicional sobre el yacimiento ya en producción se pueden llevar a cabo "revisiones" de algunos de sus parámetros: El espesor, y por tanto el volumen real del mismo, su factor de recobro, etc. Este último tipo son las que en la jerga propia de la industria se conocen, no sin cierto dejo despectivo, como "reservas de punta de lápiz" puesto que las mismas no son el resultado de ningún esfuerzo real como puede ser el de la perforación de nuevos pozos exploratorios o de avanzada. Es bueno observar que ocasionalmente hay gobiernos que, por las razones que sea, acostumbran a anunciar aumentos descomunales en sus reservas provenientes exclusivamente de revisiones. Revisiones que, por otra parte, no han sido certificadas por empresas auditoras especializadas en esa labor.

Como todo recurso natural no renovable, evidentemente en algún momento el petróleo debe agotar-

se. Desde hace varios años una de las grandes polémicas a nivel mundial es si se ha alcanzado ya el punto máximo, el "pico" del crecimiento de reservas. El punto donde las reservas descubiertas a nivel mundial habrían dejado de compensar los volúmenes de producción. Es decir, si la curva ascendente de las reservas a nivel global ha alcanzado su punto de inflexión (*peak oil*) y ha iniciado una declinación sostenida e irreversible. La situación no está clara. Ciertamente hace varios años que no ocurren en el mundo descubrimientos de importancia aunque recientemente en la plataforma continental brasileña se realizó el descubrimiento de un campo⁶ gigante⁷. Lo que si es indudable es que los nuevos descubrimientos son cada vez más costosos. Por una parte, las acumulaciones se encuentran a profundidades cada vez mayores en el subsuelo. Adicionalmente, muchas de ellas se encuentran costa afuera en aguas también cada vez más profundas. Evidentemente, el concepto de *peak oil* es también aplicable a una región o a un país.

Otro debate relevante con relación a los aspectos económicos de la exploración de hidrocarburos es el que tiene que ver con el tratamiento contable del esfuerzo exploratorio. Prácticamente desde los inicios de la industria se discute cual es el más apropiado de dos métodos en uso que implican, sin embargo, grandes diferencias. Por una parte está la posición de los que defienden que la totalidad del esfuerzo exploratorio debe ser considerado como un gasto. El único esfuerzo capitalizable serían únicamente los pozos exploratorios exitosos. Este es el llamado "método del esfuerzo exitoso" (*successful cost*). Otros defienden que la totalidad de este esfuerzo debe ser capitalizado. Este es el "método del esfuerzo total" (*full cost method*).

Los defensores del método del esfuerzo exitoso argumentan, más en línea con las prácticas contables tradicionales, que sólo los costos capaces de producir beneficios futuros pueden ser capitalizados. Es decir, sólo los pozos exploratorios exitosos, aquellos que han descubierto nuevas reservas, podrían ser considerados activos a largo plazo. Aparte de las reservas que han incorporado, dichos pozos consti-

5 Un **yacimiento** de hidrocarburos es un volumen de rocas ubicados en el subsuelo cuyos espacios porosos intercomunicados (la porosidad intercomunicada hace a dicha roca permeable, es decir, apta para que los fluidos se desplacen dentro de la misma) constituyen un sistema físico cerrado limitado por cambios (disminución) en la permeabilidad de las rocas o de los fluidos que saturan la roca (generalmente agua).

6 Un **campo petrolero** es una región geográfica en la cual se ubican un conjunto de yacimientos. Por lo general, se tiende a definir como un "campo" a aquel conjunto de yacimientos, situados a diferentes profundidades o vecinos unos de otros dentro en sentido horizontal, cuya área probada proyectada sobre un mapa no presenta soluciones de continuidad. Es decir esa "área probada compuesta" es una figura única que puede presentar "huecos" pero que no constituye varias figuras aisladas.

7 **campo gigante** es aquel que cuenta con un recobro final estimado superior a 500 millones de barriles.

tuyen el primer punto de drenaje del nuevo yacimiento. De manera similar a la depreciación de instalaciones industriales, el costo de esta inversión sería distribuido a lo largo de la vida útil estimada del yacimiento mediante un cargo de "agotamiento por unidad de producción". Es decir, el agotamiento aplicable a cada período contable, sería el porcentaje de las reservas probadas recuperables totales producidas durante ese período.

Los partidarios del método del esfuerzo total parten del principio que el negocio de las empresas petroleras es la búsqueda de reservas de petróleo y gas natural. Par ello, dichas empresas deben llevar a cabo una serie de actividades como las que hemos descrito más arriba y perforar un determinado número de pozos exploratorios. Todo este esfuerzo es indispensable para la ubicación de las reservas. En el caso de los pozos, unos simplemente serán exitosos, otros deberán ser abandonados. Mas todos han sido necesarios para la identificación de las acumulaciones de hidrocarburos.

La diferencia sustancial entre ambos métodos está en el tratamiento de los costos del esfuerzo. En el largo plazo, ambos métodos terminan aplicando dichos costos a los flujos de efectivo del proyecto. La diferencia estriba en la forma como se distribuyen estos costos en el tiempo. El método del esfuerzo exitoso considera como un gasto el esfuerzo "no exitoso" en el período en que se incurre en el mismo. El método del esfuerzo total distribuye dicho costo como un cargo de agotamiento sobre toda la vida del proyecto tal como lo hace el otro método sólo con los pozos descubridores de reservas. Evidentemente, el método del esfuerzo exitoso, al contabilizar los costos en el momento que se incurren castiga los primeros períodos del proyecto. El del esfuerzo total, según dicen sus críticos, hace ver que en dichos primeros períodos se está obteniendo una ganancia cuando, en realidad, se ha incurrido en una pérdida. El método permite posponer dicha pérdida en los estados financieros.

Un punto que le da particular relevancia a esta polémica es el hecho de que en un país como los Es-

tados Unidos, dos cuerpos reguladores de gran importancia permiten, cada uno, la aplicación de un método distinto. La Comisión de Estándares Contables en el Área Financiera (FASB por sus siglas en inglés: *Financial Accounting Standards Board*), en línea con el carácter conservador de los organismos encargados de definir las prácticas contables normalmente aceptadas, es partidaria de la utilización del método del esfuerzo exitoso. Por otra parte la Comisión Nacional de Valores (SEC por sus siglas en inglés: *Securities and Exchange Commission*), quizás en línea con el carácter más especulativo de las evaluaciones en títulos valores, permite el uso del método del esfuerzo total. Desde 1989 la Comisión Internacional de Normas Contables (IASB por sus siglas en inglés: *International Accounting Standards Board*) ha tomado cartas en el asunto en reuniones conjuntas con la FASB y con la SEC a fin de tratar de uniformizar estas normas. Según Pruet y Van Zante (ca.2003) "se puede predecir que la prolongada controversia puede que pronto se resuelva a favor del más conservador método del esfuerzo exitoso". Esta decisión estaría en línea con el carácter conservador que acostumbran tener las normas contables a nivel internacional.

Producción (o explotación)

Su función fundamental es hacer disponibles en la superficie los volúmenes de reservas probadas que se encuentran a gran profundidad en el subsuelo. Esto implica mantener en el corto plazo, día tras día, permanentemente, el flujo de petróleo requerido por la demanda desde los yacimientos de los diferentes campos.

En el largo plazo implica tratar de incrementar la cantidad de crudo recuperable de los yacimientos de manera económicamente viable. El incremento en el factor de recuperación prolonga en el tiempo la disponibilidad de los volúmenes de producción requeridos para mantener la oferta. En este sentido se pueden dar dos tipos de situaciones. Por una parte, el factor de recobro puede ser muy bajo debido a las características del mecanismo que controla la presión interna del yacimiento y que permite que el crudo

llegue a la superficie. En otros casos puede ser debido a las propiedades de la roca, las del fluido que la satura o del sistema conformado por ambos.

Con relación al mantenimiento del flujo de producción hay que tomar en cuenta una característica esencial de los yacimientos de hidrocarburos. Se trata del mecanismo impulsor del petróleo desde el yacimiento hasta la superficie. Este depende exclusivamente de la presión interna de dicho yacimiento. Algunos, desde el momento en que son puestos inicialmente en producción, no son capaces, con su propia presión interna, de hacer fluir el crudo hasta la superficie. En estos casos se aplican diferentes técnicas y herramientas para lograrlo. Estos son los llamados métodos de "levantamiento artificial". Pero incluso en los yacimientos capaces de hacer producir los pozos que los atraviesan por "flujo natural", la presión declina a medida que son producidos. Llega así el momento en que se encuentran en la situación de los primeros y deben ser entonces sujetos a técnicas de levantamiento artificial.

Por otra parte, el esfuerzo por incrementar el factor de recobro da origen a una serie de técnicas de "recuperación adicional" y de "estimulación de los yacimientos". El primer caso se presenta cuando la baja presión de un yacimiento, original o producto de la declinación, llega a impedir el drenaje de ciertas partes del mismo. Se busca entonces lograr un "barrido" más completo de los sectores no drenados. Para ello no basta la acción puntual en los pozos individuales, se requiere una acción a nivel de todo el yacimiento. Se procede entonces, por ejemplo, a inyectar agua en los bordes de dicho yacimiento o gas en su cúspide. Con ello se aumenta el volumen de crudo recuperado. Es decir se ha aumentado de este modo el factor de recuperación. Estas son las técnicas llamadas de "recuperación adicional". La recuperación adicional puede también llevarse a cabo en varias etapas en el tiempo. Se habla entonces de recuperación secundaria y de recuperación terciaria.

En lo que respecta a las propiedades del sistema roca-fluido, puede darse el caso que no sea posible el flujo del petróleo dentro del yacimiento mismo.



8 Es importante hacer notar que los yacimientos de petróleo y gas, son rocas compactas pero con espacios vacíos, en forma de poros o fracturas. Dentro de ellos, de manera análoga a como el agua es retenida dentro de una esponja, se encuentra el petróleo. Una idea comúnmente extendida, pero errónea, es que los hidrocarburos se encuentran en grandes estanques o cavernas en el subsuelo o en especie de ríos subterráneos. Los fluidos que saturan dichas rocas (como el gas, el petróleo o ambos) fluyen a través de los poros que se encuentran interconectados entre sí.

Esto puede suceder bien sea porque la roca tenga muy pocos poros interconectados⁸ e, incluso, que los pocos que lo están sean demasiado pequeños. Por otra parte lo que puede suceder es que el crudo sea demasiado viscoso y, por tanto, mucho más difícil de movilizar a través de los poros de la roca yacimiento. En estos casos es necesario aplicar métodos de “estimulación de yacimientos”. Estos métodos, evidentemente, pueden tomar dos formas. Por una parte, inducir fracturas en la roca que faciliten el flujo a través de ella, es decir, aumentando su permeabilidad. Por otra, aumentar la fluidez del petróleo. Esto se logra, por ejemplo, mediante métodos térmicos (inyectando agua caliente o vapor).

Todos los métodos de recuperación adicional que acabamos de mencionar implican aplicar energía adicional a nivel del yacimiento a fin de incrementar su recobro. Como el negocio petrolero consiste en vender energía, evidentemente el recobro adicional debe suministrar más energía adicional para ser vendida que la utilizada en dicho recobro. Evidentemente, un proyecto de recuperación adicional será económico en la medida en que la energía utilizada para ello sea inferior a la energía adicional recuperada. Este es uno de los puntos de mayor importancia del negocio petrolero. El agotamiento de un yacimiento no implica que se haya extraído la totalidad de los hidrocarburos acumulados en él. Un yacimiento se agota cuando la cantidad de energía necesaria para recuperar un barril adicional de dicho yacimiento es más costosa que la energía recuperada en ese barril.

Cabe aquí hacer mención al hecho de que la proyección en la superficie de un determinado yacimiento puede caer dentro de los límites de las propiedades o concesiones de más de una empresa o de las fronteras de más de un país. Es necesario determinar entonces que proporción de las reservas y, por ende de la producción, corresponde a cada una de las partes. Pudiera pensarse que este problema se dilucida simplemente determinando que porcentaje de las reservas originalmente *in situ* corresponden a cada quien. Esto no es tan sencillo. Por una parte, la heterogeneidad (anisotropía) del yacimiento puede hacer

que el petróleo sea más fácil de recuperar en unos sectores del mismo que en otros. La entidad que posea “las mejores” partes del depósito debe, evidentemente, tener derecho a una participación mayor que la resultante de un simple cálculo volumétrico. Esto debe ser evaluado de manera sumamente cuidadosa dado la gran variedad de elementos técnicos involucrados. Por otra parte, el régimen de producción por parte de uno de los actores pudiera estar perjudicando al otro. La cantidad de pozos de desarrollo (puntos de drenaje), las tasas de producción a la que son sometidos esos pozos, los métodos de levantamiento artificial utilizados, pudieran conducir a que una de las partes estuviera efectivamente drenando reservas de la otra. Por supuesto, la aplicación de métodos de recuperación adicional por parte de alguno de los actores implica una notoria ventaja para dicho operador. Para resolver estos problemas de manera equitativa se lleva a cabo el proceso llamado unificación de yacimientos. El mismo consisten fundamentalmente en un estudio técnico llevado a cabo por todas las partes involucradas para determinar el esquema óptimo de explotación del yacimiento en su totalidad. A veces estos estudios son llevados a cabo con la participación de consultores externos especializados en el tema. El resultado de los estudios de unificación es el establecimiento no sólo de las condiciones óptimas de explotación, sino de las proporciones de la producción real que corresponden a cada una de las partes.

Al hablar de hidrocarburos no se puede ignorar al gas natural. La amplia gama de hidrocarburos existentes en la naturaleza pueden encontrarse tanto en estado líquido, con distintas densidades y con distintas viscosidades, como en estado gaseoso. Las mezclas de estos hidrocarburos presentes en los yacimientos pueden tener las más variadas composiciones y presentarse en cualquiera de los dos estados (líquido o gaseoso). Por otra parte, las leyes de la física indican que, dependiendo de la presión, los gases pueden encontrarse ya sea en estado líquido o entrar en solución en los líquidos con los cuales conviven. Gran cantidad de yacimientos se encuen-

tran a una presión tal que todos sus componentes se encuentran en la fase líquida. Algunos hidrocarburos gaseosos a presión atmosférica han estado en estado líquido en el yacimiento o han estado disueltos en el petróleo.

Lo anterior da lugar a varios tipos de yacimientos: Por una parte algunos de ellos contienen hidrocarburos sumamente livianos que incluso a la presión del yacimiento se encuentran en forma de “gas libre”. Bien sea ocupando la totalidad del yacimiento, o compartiendo el espacio del mismo con hidrocarburos líquidos. En este caso, el gas se separa en forma de un “casquete de gas” que tiende, debido a la fuerza de gravedad, a acumularse en la parte más alta del yacimiento. El “gas asociado” al petróleo puede, por otra parte, encontrarse totalmente en solución o, incluso, haber pasado al estado líquido y formar parte de la fase líquida del reservorio. Sin embargo, en el proceso de ascenso hacia la superficie la presión disminuye hasta alcanzar la presión atmosférica. De este modo, muchos de los gases disueltos en la masa de líquido son liberados. La corriente de producción en la superficie es una mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos que deben ser separados.

El mercado del gas natural tiene unas características propias. Sin embargo no tiene la influencia global que tiene el del petróleo. El problema fundamental del mercado del gas natural es el transporte. El gas debe ser comprimido para reducir su volumen y hacerlo más manejable lo cual implica un costo adicional considerable. En el caso del transporte marítimo esto exige la construcción de costosos buques con tanques presurizados. En los mercados que pueden ser alimentados por tuberías (gasoductos) la sustitución de combustibles residuales pesados por gas natural ha sido sumamente exitosa. Por una parte el gas posee un mayor poder calorífico y por otra, es mucho menos contaminante que los combustibles líquidos a los que substituye. Pero incluso en este caso de transporte por tubería, los costos de transporte se multiplican con la distancia. Un gasoducto demasiado largo requiere de una serie de estaciones intermedias para volver a comprimir el gas y así au-

mentar nuevamente la presión que ha caído en el trayecto anterior y así poder mantener el flujo. Sin embargo, estas estaciones se justifican solamente si en los puntos donde están ubicadas existe un mercado suficiente para, al menos, cubrir el costo tanto de inversión como de operación de dichas plantas. Ideas tales como la que se planteó en algún momento en el pasado de un gasoducto transamazónico hasta Argentina carece absolutamente de sentido. En el mercado de transporte automotor, la sustitución de las gasolinas de motor por gas natural licuado ha sido sumamente tímida.

Finalmente, con relación a la industria del gas natural, un país o una empresa que decida desarrollar dicha industria debe conocer si sus reservas son de gas libre o de gas asociado. Si son predominantemente de gas asociado, el desarrollo de una industria gasífera independiente es mucho más difícil puesto que la producción de gas está indefectiblemente asociada a la de petróleo. En el caso de Venezuela, alrededor del 90 % de las reservas probadas tradicionales de gas natural son de gas asociado.

La otra gran responsabilidad de la función de producción es mantener un potencial de producción. Una capacidad de producción por encima de los requerimientos reales “rutinarios” o programados. Este volumen adicional de crudo disponible para ser producido de manera inmediata permite flexibilizar la oferta a fin de aprovechar posibles “picos” en la demanda. Es decir, el potencial de producción es igual a la producción real más cierto volumen de capacidad ociosa (*spare capacity*). El mantenimiento de este potencial de producción es necesario no sólo por el beneficio económico inmediato que representa el aprovechar el repunte inesperado de la demanda. Más importante aún es la posibilidad de perder los clientes cuya demanda puntual no ha podido ser satisfecha en un momento dado. Cuantificar el volumen adecuado de potencial de producción es un problema sumamente delicado. El beneficio obtenido en períodos de alta demanda debe compensar el costo de mantener estos volúmenes ociosos sin dejar de generar, además, durante el lapso completo, un margen

de beneficio. Una situación parecida sucede con la acumulación de inventarios en la superficie por razones estacionales. La industria suele acumular estos inventarios durante los meses de baja demanda para poder satisfacer la misma durante los períodos de mayor consumo. Todos estos mecanismos, presentan el beneficio adicional de contribuir a un patrón de precios más uniforme a lo largo de todo el año.

Contar con el volumen adecuado de potencial de producción implica la perforación de pozos de desarrollo y las tareas de reparación (work over) y servicio de pozos. Los pozos de desarrollo son pozos perforados dentro del perímetro en el cual se ubican las reservas probadas (conocido como el área probada). Su función es suministrar los puntos de drenaje para las reservas del yacimiento. Como mayor sea el número de puntos de drenaje en un reservorio mayor será la capacidad de producción del mismo. Sin embargo, esto tiene evidentemente un límite. Los ingenieros de yacimientos se encargan de determinar la tasa máxima de producción que permita recuperar eficientemente el máximo de las reservas del depósito. Estas consideraciones van más allá del objetivo de este trabajo.

Los taladros de reparación de pozos llevan a cabo, como su nombre lo indica, la importante tarea de mantener en óptimas condiciones de producción los pozos existentes. Ello implica, por ejemplo, cambiar el intervalo productor del pozo sellando el intervalo original y abriendo a producción uno nuevo, profundizar un determinado pozo, ... Las tareas de servicio de pozos son reparaciones de menor magnitud tales como limpiar la arena que pueda haberse acumulado en el fondo del pozo o reemplazar su tubería de producción. Como consecuencia de lo anterior, un indicador clave de la capacidad de una empresa o un país para mantener su potencial de producción es la cantidad de taladros activos en cada uno de estos tipos de operación. Sobre todo es importante la comparación histórica de dicho parámetro.

Finalmente, los hidrocarburos en general, tanto el crudo y sus derivados como el gas natural pueden ser utilizados como insumo en la industria petroquímica. Los países productores quisieran ver un crecimiento

sustancial en el sector de los productos manufacturados derivados de los hidrocarburos. En estos países existe una preocupación cada vez mayor ante la evidente escasez de esta materia prima. La gran pregunta es, sin embargo, si este nuevo uso de los hidrocarburos podrá llegar a tener la misma importancia económica y política que ha tenido como fuente energética.

Sistemas de recolección y oleoductos

Los enormes volúmenes de petróleo que se mueven en el mercado petrolero mundial provienen de un variado número de países. Cada uno de estos países posiblemente posee un gran número de campos conformados por una gran cantidad de yacimientos a su vez atravesados por numerosos pozos. En sentido inverso, la producción de cada uno de los pozos debe ser concentrada junto con la de los demás que atraviesan los distintos yacimientos del campo en un sitio único. Desde este punto de recolección la producción total de un campo es enviada a una o varias refinerías o es parcial o totalmente embarcada hacia los mercados internacionales. Todo esto conforma esencialmente un complicado sistema de transporte.

Transporte del crudo desde los pozos a los puntos intermedios de recolección conocidos como "estaciones de flujo". Para ello, la presión al llegar al cabezal del pozo debe ser mayor que la atmosférica. De este modo el petróleo podrá fluir a través de una tubería o "línea de flujo" hasta la estación de flujo. Allí se separa, ya a presión atmosférica, el gas que aún pudiera quedar disuelto en la corriente de producción y se almacena el crudo por varias horas. Finalmente, y gracias a un sistema de bombas existente en cada estación, el petróleo es enviado al punto de recolección final. El acopio del crudo desde cada uno de los pozos hasta este punto final es conocido como el sistema de recolección de un campo o de un conjunto de campos vecinos.

Tal como mencionamos, desde estos puntos de recolección final el crudo puede ser cargado directamente en las bodegas de un buque tanque o "tanquero". La intrincada red de rutas mundiales de tanqueros conduce el crudo desde los centros de produc-

ción hasta las refinerías de lejanos países. El petróleo puede también enviarse utilizando potentes sistemas de bombeo a través de una red de tuberías de gran diámetro, los oleoductos, a una o varias refinerías razonablemente cercanas. **La función fundamental del sistema de oleoductos es hacer disponibles en las refinerías el volumen de producción proveniente de los distintos campos petroleros.** Los campos petroleros muchas veces están en regiones alejadas de la costa, algunas de ellas incluso inhóspitas, donde sería inconveniente ubicar una sofisticada planta industrial como una refinería. Por otra parte, lo más conveniente desde el punto de vista económico es que estas últimas se encuentren cerca de los centros de consumo ya que es mucho más barato movilizar crudo que productos derivados. Adicionalmente las refinerías se ubican en regiones costeras donde sea posible construir puertos adecuados para la recepción de sus insumos o el despacho, cuando ese sea el caso, de sus productos.

Refinación

La refinación es la función que transforma un producto que es básicamente una materia prima, sin ninguna aplicación directa, en una amplia gama de productos utilizables para los más variados fines. Es un verdadero proceso de manufactura de unos productos terminados partiendo de esa mezcla compleja de diferentes tipos de hidrocarburos. La composición de esta mezcla no es, sin embargo, constante. Los componentes que la conforman pueden variar enormemente tanto en su naturaleza como en las proporciones en las que intervienen en dicha mezcla. Evidentemente, algunos de estos productos tienen mayor valor comercial que otros. Por ejemplo, la gasolina de alto octanaje para automóviles vale mucho más que el asfalto que se utiliza para fines de impermeabilización o de recubrimiento para las calles. Por regla general, los productos más valiosos son la de menor peso específico (mayor gravedad API⁹). En consecuencia, un crudo será más valioso como mayor sea la cantidad de productos livianos que de él se puedan extraer. A su vez,

el contenido de "fracciones" livianas de un crudo se refleja en la gravedad API de este. Por ese motivo, los crudos con una alta gravedad API tienen un valor comercial mucho mayor que los crudos pesados. El crudo árabe liviano de 33 ° API proveniente de Arabia Saudita será evidentemente más valioso que un crudo extra-pesado de la faja del Orinoco con una gravedad de 8 ° API.

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados fundamentalmente por cadenas, abiertas o cíclicas, saturadas y no saturadas, de átomos de carbono e hidrógeno. La variedad de compuestos a los que puede dar origen la combinación de estos dos elementos es gigantescamente grande. Puede ir desde la gasolina que utilizamos en nuestros automóviles hasta el colesterol que se acumula en nuestras venas. Desde los tejidos que forman nuestra retina hasta la parafina que se utiliza para elaborar velas. Es la gran complejidad de la llamada química del carbono que constituye la estructura básica de todos los organismos vivos. El petróleo y el gas natural, si bien no son organismos vivos, provienen de ellos. El origen de los hidrocarburos se remonta a la acumulación de restos de plantas y animales ocurrida muy atrás en el tiempo geológico.

Por otra parte los crudos se diferencian por una parte por su peso específico, su "gravedad", que configura una extensa gama de calidades con sus correspondientes implicaciones de precio. Más aún, crudos de gravedad similar pueden poseer ciertas propiedades físicas particulares que permiten obtener a partir de ellos productos derivados para usos diferentes. Esto afecta también los precios de dichos crudos. Finalmente cada "segregación"¹⁰ contiene también una serie de impurezas que le son propias, unas más dañinas que otras, y cuya eliminación es más o menos difícil y costosa. La presencia o no de estas impurezas afecta también el precio de un determinado crudo. En términos generales los crudos se clasifican, de acuerdo a su gravedad, en extra pesados (menos de 10 ° API), pesados (entre 10 y 21,9 ° API), medianos (entre 22 y 29,9 ° API), livianos (entre 30 y 39,9 ° API) y extra livianos (por encima de 40 ° API).

9 "Gravedad" de un crudo se refiere a su peso específico o gravedad específica, es decir, al peso de dicho material por unidad de volumen (kilogramos por litro, gramos por centímetro cúbico, ...). En el caso del petróleo la medida de "gravedad" utilizada son los grados API. Una medida definida por el American Petroleum Institute (API) y que se especifica según la fórmula: $o\ API = (141,5/gravedad\ específica\ a\ 60oF) - 131,5$. Según esta fórmula, el agua tiene una gravedad específica de 10o API. Por otra parte, como mayor sea el valor de la gravedad API, más liviano es el crudo. Algunos crudos pesados que llegan incluso a tener una gravedad específica mayor que el agua (se hunden en vez de flotar en ella como es lo usual) tienen gravedades API de hasta 8o API.

10 "Segregación" se refiere a una corriente de crudo proveniente, por lo general, de un mismo yacimiento o de una misma región. La condición indispensable para que diferentes volúmenes de crudo puedan ser definidos como una segregación es que posean unas características físicas y químicas similares. Es decir, que como mercancía, puedan transarse de manera intercambiable sin que dos lotes distintos se puedan distinguir el uno del otro. En inglés, esta propiedad, indispensable para que una mercancía pueda ser negociada en mercados públicos, se conoce como *fungibility* (que cada espécimen o parte del mismo pueda ser utilizado en lugar de otro espécimen o porción del mismo a los fines de satisfacer una obligación comercial). En el mercado internacional hay segregaciones que provienen y son características de diferentes países o regiones: Árabe liviano, Tia Juana mediano, Brent, Bonny light, West Texas Intermediate, ...).

11 La **pirólisis** es un proceso físico (calentamiento a altas temperaturas) para lograr la descomposición química de ciertas sustancias orgánicas. Las sustancias se calientan a altas temperaturas en ausencia de oxígeno. En estas condiciones, dichas sustancias, a pesar de su contenido de carbono, no arden sino que transforman su estructura interna.

12 Muchos combustibles, al ser comprimidos dentro de un motor de combustión interna, tienden a inflamarse y explotar de manera espontánea. Esto puede ocurrir antes del momento previsto para ello que es cuando la bujía produce la chispa de ignición. Esta característica de los combustibles es conocida como "autoignición". La explosión prematura produce el efecto sonoro conocido como "pistoneo" y puede llegar a ser muy dañino para el motor. El **octanaje** es una indicación de la presión y temperatura a la que puede ser sometido un combustible antes que se produzca la autoignición. En otras palabras indica la resistencia de, por ejemplo, una gasolina a pistonear al ser comprimida por el pistón del motor dentro del cilindro. Como mayor sea el octanaje, mayor será dicha resistencia. En el proceso de refinación se le añaden a las naftas que dan origen a las gasolinas una serie de aditivos para incrementar su octanaje. Antiguamente se utilizaba el altamente contaminante tetraetilo de plomo. Modernamente se utilizan otros aditivos más "limpios" como pueden ser los gases licuados del petróleo (GLP), el gas natural licuado (GNL) o ciertos alcoholes como el etanol.

El proceso de refinación, mediante una serie de transformaciones físicas y químicas del petróleo, está orientado básicamente a la elaboración de dos grandes familias de productos. Por una parte los combustibles para todo tipo de motores de combustión interna, para la generación de electricidad o para calefacción en las estaciones frías de países situados en altas latitudes. La otra familia de productos son las llamadas "bases" para la elaboración de una gran variedad de lubricantes. Estos permiten el funcionamiento adecuado y la prolongación de la vida útil de una enorme cantidad de maquinarias de la más diversa índole. En ocasiones, algunos de los componentes resultantes del proceso de refinación en sus primeras etapas pueden ser modificados o "reconfigurados" en otros productos destinados a ciertas aplicaciones específicas.

Para alcanzar sus objetivos el proceso de refinación consta fundamentalmente de dos etapas: La separación y la conversión. La separación es el proceso básico de una refinería. El mismo consiste en pasar el crudo por una unidad de destilación o "torre de fraccionamiento" donde es alimentado por la parte inferior y calentado progresivamente. El crudo empieza a vaporizarse a una temperatura algo menor que la necesaria para hervir el agua y llega a temperaturas de alrededor de 600° centígrados. Los diferentes componentes se separan a medida que se van condensando en platos ubicados dentro de la torre al alcanzar su temperatura de ebullición al ascender dentro de la misma. Las fracciones más pesadas son las que se condensan en primer lugar, en la parte inferior de la torre. Las de menor gravedad específica lo hacen a cada vez mayor altura. Estas son los gases licuados del petróleo (GLP, o LPG en inglés) y las naftas (base de las gasolinas para motores de combustión interna). En la parte media de la torre se separan el kerosén utilizado como combustible para motores a reacción y los aceites combustibles (*fuel oil*) o aceite diesel que se utilizan como combustible para motores diesel, en la generación termoeléctrica y para la calefacción doméstica en los países fríos. En las partes más bajas se condensa el gasóleo (gas

oil) que es el combustible para buques y locomotoras y que, a la vez, puede utilizarse para la elaboración de las bases para lubricantes.

Los procesos de conversión tienen como objetivo obtener una mayor cantidad de productos livianos de alto valor. Para ello toman productos más pesados derivados de procesos previos y fragmentan y reordenan sus moléculas. Una primera opción es el llamado "carqueo" térmico que consiste en someter a estos residuos a un proceso de pirolisis¹¹ bajo presión. El craqueo térmico pretende aumentar el rendimiento de la destilación previamente llevada a cabo. Para ello, las fracciones más pesadas son sometidas al mencionado proceso. Con ello las grandes moléculas de los hidrocarburos más pesados se fragmentan para dar origen a moléculas mucho más pequeñas propias de los componentes livianos. Una de las limitaciones de este método es la gran cantidad de carbón en forma de coque que se acumula dentro de los reactores del proceso. Este material debe ser retirado periódicamente.

De manera complementaria o alternativa se puede llevar a cabo el proceso conocido como "craqueo catalítico". El mismo consiste en utilizar una serie de catalizadores para producir el craqueo (la fragmentación de las moléculas) por métodos químicos. Este método no tiene el inconveniente de la producción de coque que presenta el método térmico. El carqueo catalítico es considerado ya un proceso de conversión profunda de los cuales vamos a hablar en párrafos siguientes.

En algunas ocasiones se opta por transformar aparte las fracciones más pesadas en coque en unidades especiales conocidas como *cokers*. En este proceso se producen algunos productos gaseosos que se recombinan para producir cantidades adicionales de naftas (los componentes a partir de los cuales se producen las gasolinas de motor). Este es el llamado proceso de alquilación. Otro proceso, la "reformación" permite convertir las naftas de bajo octanaje¹² (con un índice de octano de entre 40 y 60) en gasolinas de alto octanaje (con un índice de octano de 80 en adelante). Finalmente mediante una serie de tratamientos especiales se pueden producir

una gran variedad de tipos de gasolinas con sutiles diferencias destinadas a ser utilizadas en diferentes condiciones de altitud, de requerimientos ambientales, de variaciones climáticas,...

Existen también, como dijimos, los llamados procesos de conversión profunda que se utilizan, sobre todo, en el procesamiento de crudos pesados. El objetivo de estos procesos es la transformación de la estructura de los hidrocarburos a fin de acercarlos en sus propiedades, de hecho convertirlos, en crudos de mayor gravedad API. Todos estos procesos se basan en el hecho de que los crudos livianos tienen una mayor proporción de átomos de hidrógeno con relación a los de carbono. Como mayor sea la proporción de carbono en un compuesto, mayor tenderá a ser su gravedad específica (menor su gravedad API). De este modo existen fundamentalmente de dos clases de procesos de conversión profunda. Unos que tratan de aumentar la proporción de hidrógeno de los compuestos. Otros que consisten en reducir la proporción de carbono.

El otro grupo de productos, las bases para lubricantes, requiere de un nuevo proceso de destilación pero esta vez al vacío. De él resultan una serie de sustancias oleaginosas de distinta viscosidad conocidas como "aceites neutros" a los cuales se añaden una serie de aditivos para producir los distintos lubricantes. Del proceso de destilación al vacío se obtienen también algunos de los gases utilizados para los procesos de alquilación y de conversión profunda.

Otro tipo de procesos se utiliza para aquellos crudos cuya composición incluye algún producto de características muy particulares y usos específicos. Este es el caso por ejemplo, de los crudos con alto contenido de hidrocarburos parafínicos. La extracción de las parafinas del petróleo requiere de un procesamiento particular para la obtención de ese producto de tan amplias aplicaciones. Lo mismo sucede con los crudos aromáticos que pueden, mediante tratamiento especial, generar compuestos ampliamente utilizados como solventes.

Complementariamente existen otros procesos en las refinerías cuyo objeto es eliminar impurezas tales

como el azufre y algunos metales pesados como el vanadio y el níquel. Estas impurezas son en general indeseables por sus propiedades contaminantes del medio ambiente. Evidentemente, los crudos que contienen estas impurezas, generalmente los petróleos pesados, tienen un menor valor comercial que aquellos que no las poseen. El costo de extracción de dichas impurezas implica un castigo al precio del mercado del crudo que las contiene. Algunas de ellas, como el sulfuro de hidrógeno o gas sulfhídrico, son extremadamente tóxicas.

Finalmente, los hidrocarburos y muchos productos refinados pueden ser canalizados hacia la industria petroquímica. Esta importante industria produce una amplísima gama de productos sintéticos de gran utilidad. La industria petroquímica por sí misma un trabajo adicional que no vamos a llevar a cabo en el presente ensayo.

Por último, de manera análoga a como ocurre en la función de producción y por las mismas razones, las refinerías procuran contar con un cierto volumen de capacidad ociosa. Esto, como dijimos, tiene por objeto flexibilizar la oferta a fin de aprovechar de manera inmediata cualquier repunte de la demanda. En consecuencia, el beneficio económico puntual que ello representa debe ser ponderado adecuadamente al momento de diseñar la refinería. Recordemos que es necesario tomar en cuenta el hecho que más importante aún que el beneficio puntual que pueda obtenerse de un "pico" de demanda es el demostrar la capacidad para garantizar a los clientes la seguridad de suministro. Vale la pena resaltar una diferencia importante entre la generación de un potencial de producción y la capacidad ociosa en una refinería. Mientras aquel es mucho más flexible pues se puede generar variando las condiciones operacionales (perforación de pozos adicionales, ejecución de un mayor número de reparaciones y servicios de pozos,...) la capacidad ociosa de una refinería debe ser estimada desde su etapa de diseño. Un cambio en esta capacidad de reserva implica generalmente un cuantioso costo de inversión para ampliar o rediseñar las unidades de procesa-

miento. Esto sólo se justifica si se puede demostrar que existe un aumento estructural sostenido de la demanda.

La demanda en el mercado petrolero

A pesar de los esfuerzos que se vienen haciendo para desarrollar fuentes alternas de energía, los productos derivados del petróleo continúan contando, en algunos usos importantes, con un mercado prácticamente cautivo. Este es el caso, por ejemplo, del parque automotor. Es difícil visualizar actualmente una fuente energética que permita movilizar una masa de más de una tonelada, el peso de un vehículo corriente, moviéndose a alrededor de 80 Km por hora por unos 500 kilómetros con el líquido contenido en el volumen equivalente a una maleta grande, el tamaño de su tanque de gasolina.

La demanda petrolera está configurada por las necesidades de consumo de la gran variedad de productos elaborados por el proceso de refinación y a la gran cantidad de usos a los cuales estos se destinan (distintos tipos de combustibles, lubricantes o productos especiales con usos distintos al energético). En algunos casos el uso al que va destinado un producto en particular puede variar entre distintos clientes. Cada uno de estos productos puede ser objeto de un estudio por sí solo, y de hecho lo es en muchos casos. No obstante, todo ello arranca de la monumental operación comercial que tiene que ver con el mercado del crudo.

La satisfacción de toda esta demanda se lleva a cabo a través de los sistemas de transporte y distribución de los diferentes productos. Verdaderas redes de distribución, algunas sumamente complejas, que alimentan las necesidades de una determinada área de influencia. La mencionada complejidad tiene mucho que ver con la necesidad de contar con sistemas de distribución diferentes para distintos productos o para satisfacer las necesidades de una gama muy variada de clientes. Adicionalmente, esta complejidad puede verse incrementada debido a causas tales como las regulaciones ambientales vigentes en una determinada región o país.

Una de las características propias del negocio petrolero es la distribución geográfica de la oferta y la demanda. Por una parte la gran mayoría de los países productores son países en vías de desarrollo o definitivamente subdesarrollados. Mientras tanto, los grandes consumidores son, obviamente, las economías más desarrolladas del planeta. Las distancias geográficas entre ellos son a veces considerables. Ciertamente unos pocos países desarrollados cuentan también con grandes cantidades de reservas y un importante volumen de producción. Sin embargo, los requerimientos de su demanda son tales que dichos países son, en realidad, importadores netos. Es decir, consumen su propia producción y deben importar volúmenes adicionales de crudo de otros países productores. Tal es el caso, por ejemplo, de los Estados Unidos. Este país se encuentra en el octavo lugar a nivel mundial en cuanto a volumen de reservas con unos 21 MMM¹³ de barriles sólo superado por Arabia Saudita (267 MMM), Canadá (178 MMM), Irán (136 MMM), Venezuela (99 MMM), Emiratos Árabes (98 MMM), Libia (44 MMM) y Nigeria (36 MMM). Estados Unidos es, por otra parte, el tercer productor mundial con unos 8,5 MM sólo superado por Arabia Saudita (10,8 MM BPPD¹⁴) y Rusia (9,8 MM BPPD). Al mismo tiempo, sin embargo, este país es el primer consumidor mundial con alrededor de 20 MM PVD. Es decir, dos veces y media su producción. Dentro del grupo de las grandes economías desarrolladas que conforman el grueso de la demanda cabe mencionar también a los treinta países de la O.E.C.D.¹⁵ La demanda de este grupo representa alrededor del 50 % de la demanda mundial. Por otra parte, Rusia es también un consumidor importante y China y la India muestran un marcado y sostenido crecimiento en su consumo de hidrocarburos.

Para los países importadores, el efecto económico de dichas importaciones presenta un notable impacto. En los países de la O.E.C.D. la factura petrolera representa, dependiendo del precio del crudo en un momento dado, entre el 1 % y el 5 % de su PIB. El consumo de este bloque de naciones parece ser mucho más sensible a cambios en los precios de lo

que es para otros países. Esto se debe, en parte, al desarrollo de fuentes alternas cuyo costo de operación las hace competitivas a ciertos niveles del precio del crudo en el mercado. Los grandes países productores, pertenecientes en su mayoría al bloque de países en vías de desarrollo, tienen la ventaja que su propia producción les permite abastecer sus propias necesidades. Esto permite en muchos casos establecer en sus propios mercados internos, por razones políticas domésticas de carácter social, precios altamente subsidiados. Para los países del mundo en vías de desarrollo que son importadores netos de crudo, el efecto de estas importaciones sobre su economía es absolutamente devastador. El efecto sobre estos países hace que el pago por importaciones de petróleo, según Valdao de Miranda (2009), alcance al 11 % del PIB global.

Un factor importante en el patrón de la demanda petrolera lo constituyen las variaciones estacionales relacionadas con las necesidades de calefacción en los meses del invierno en los países fríos del hemisferio norte. Se estima que la demanda entre el tercero y el cuarto trimestre de cada año puede llegar a variar entre 3 y 4 millones de barriles diarios. Esto representa una variación de alrededor del 5 % en la demanda de estos países. Esta fluctuación puede ser mitigada por la acumulación de inventarios tanto de crudos como de productos durante los tres trimestres de menor demanda. Algunos crudos, sin embargo, sufren de la estacionalidad casi tanto como los productos. Se trata de aquellos crudos asociados preferentemente al tipo de productos sujetos a estas fluctuaciones estacionales. Este es mayormente el caso de los crudos pesados de los cuales se extraen los combustibles residuales que se utilizan principalmente con fines de calefacción. Desde el punto de vista de las proyecciones de precio a corto plazo, es importante observar el volumen de inventarios que posee la industria mundial en determinados momentos. Un bajo volumen de inventarios es indicativo de una tendencia puntual al alza de los precios. Un alto volumen, por otra parte, apunta a una mayor estabilidad de los precios a lo largo del año.

A más largo plazo son varios los elementos que pueden afectar la demanda tanto de crudo como de sus productos derivados. Por una parte, las crecientes demandas de protección ambiental han llevado a la formulación de nuevos procesos para la elaboración de productos que satisfagan dichas regulaciones. Por otra parte, están las fuentes alternas de energía (solar, eólica, nuclear,...). En este sentido, por ejemplo, la Unión Europea está efectuando importantes avances. Según Soria (2009), este conjunto de países se ha fijado una meta para la utilización de fuentes alternas de un 30% para la generación eléctrica para el año 2010 y del 44 % para el 2020. En el año 2008 esta relación se encontraba en el 22%. Por otra parte, la grandemente satanizada energía nuclear puede experimentar un repunte con la nueva generación de reactores nucleares de tecnología mucho más segura (Soria, 2009). En el tema de la utilización de fuentes alternas los Estados Unidos se encuentran mucho más atrasados que la Unión Europea.

Por otra parte, se estima que el consumo de fuentes alternas no se va a concentrar en una sola de ellas. El desarrollo se va a llevar a cabo simultáneamente con diferentes combustibles, incluyendo los hidrocarburos. Tecnológicamente, en el desarrollo general de combustibles, ha habido una tendencia a variar la relación carbono-hidrógeno. Disminuyendo la proporción de carbón y aumentando la de hidrógeno. Esto ha dado origen a lo que se ha dado en llamar la "economía del hidrógeno". Puede así decirse que "la era post-petróleo es una era con petróleo" (Valdao de Miranda, 2009).

Como ya mencionamos, el gran mercado cautivo para los combustibles fósiles (el petróleo y el gas natural) lo sigue constituyendo, sin embargo, el mercado del transporte. En las aplicaciones no destinadas al transporte, los usos que podríamos llamar "estacionarios" como la generación eléctrica y la calefacción, las fuentes alternas han demostrado tener un impacto considerable y cada vez más importante. Sin embargo, en el mercado del transporte, al menos por ahora es difícil visualizar una penetración de igual impacto por parte de las fuentes

13 Para indicar grandes cantidades utilizamos una abreviatura frecuentemente usada de indicar con una "m" mayúscula (M) los grupos de tres ceros de una cantidad. Es decir, "M" indica mil unidades, "MM" millones y "MMM" millardos o miles de millones (billones americanos).

14 BPPD es la abreviatura comúnmente utilizada para hablar de volúmenes de producción en términos de **barriles de petróleo por día**. El barril es la unidad de volumen comúnmente utilizada en la industria y el negocio petrolero. El mismo equivale a 159 litros.

15 La O.E.C.D. es la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo. Sus siglas provienen de su nombre en inglés: *Organization for Economic Cooperation and Development*. Es una organización internacional constituida por treinta países que aceptan los principios de la democracia representativa y la economía de mercado. Estos países se encuentran entre aquellos con el más alto "Índice de Desarrollo Humano" (*Human Development Index* —HDI—) en el mundo. Sus veinte miembros fundadores en 1948 fueron: Alemania, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos, Francia, Grecia, Holanda, Irlanda, Islandia, Italia, Luxemburgo, Noruega, Portugal, Reino Unido, Suecia, Suiza y Turquía. Posteriormente se incorporaron diez países más: Japón (1964), Finlandia (1969), Australia (1971), Nueva Zelanda (1973), México (1994), República Checa (1995), Corea del Sur, Hungría y Polonia (1996) y la República Eslovaca en 2002.

16 “Peso” muerto: Es la diferencia, expresada en tonelaje, entre el volumen desplazado por la nave cuando se encuentra totalmente cargada (*full displacement*) y el volumen desplazado por el buque vacío (*light displacement*). Esto representa, evidentemente, la capacidad de carga del barco. Por otra parte se debe observar que el término “tonelaje” es absolutamente ambiguo y, por tanto, motivo de frecuentes confusiones. En este caso se refiere al volumen de carga de un buque. Sin embargo es frecuente considerarlo como una unidad de peso al confundirsele con la tonelada métrica que si es una unidad de peso equivalente a mil kilogramos. La tonelada volumétrica, técnicamente conocida como tonelada SUAB (Sistema Universal de Arqueo de Buques), es equivalente a cien pies cúbicos (100 ft³), es decir, a 2,83 metros cúbicos (2,83 m³).

17 El *net back* es un método de cálculo que permite comparar el valor del crudo en determinados puntos geográficos del mundo. Esencialmente el método consiste en tomar el precio de venta en un punto de destino y sustraerle todos los costos incurridos desde el punto de origen. Principalmente los fletes. Se obtiene así el precio calculado retroactivamente en el lugar de origen. Esto permite establecer los precios en diferentes puntos de origen evidenciando diferenciales entre los mismos. En casos como el descrito esto permite establecer el balance de los saldos entre los diferentes productores y compradores a fin de balancear las cuentas en función de los tipos de crudo, diferenciales de distancia, etc.

alternas. Tal como se mencionó al principio de esta sección, es difícil visualizar en estos momentos una fuente energética que permita movilizar una masa superior a una tonelada moviéndose a alrededor de 80 Km por hora por unos 500 kilómetros con el contenido del tanque de gasolina de un vehículo.

El transporte marítimo: el contacto entre oferta y demanda

Las grandes distancias que generalmente separan a productores y consumidores hace que el balance entre la oferta y la demanda mundial de petróleo se mantenga a través de las distintas rutas, mayormente marítimas. El transporte petrolero se encarga de movilizar una materia prima desde regiones en donde la oferta es superior a la demanda a localidades donde la demanda es mayor que la oferta. El sistema está, por otra parte, estructurado de tal manera que permite manejar desbalances puntuales entre oferta y demanda de manera eficiente en base a consideraciones logísticas y económicas. Tal como mencionamos en la introducción de este trabajo, el comercio internacional de petróleo es, por mucho, el mayor rubro en el comercio internacional tanto en volumen como en valor económico. En el año 2005 la capacidad de carga de la flota mundial de tanqueros en términos de tonelaje representaba el 37 % de la capacidad total de carga marítima. El tamaño de esta flota pasó de unos 325 MM DWT (*Dead Wight Tons*, toneladas de “peso muerto”¹⁶) en 1970 a 960 MM DWT en 2005. Este crecimiento refleja el incremento de la demanda durante ese período.

Por otra parte, los costos asociados a esta actividad constituyen uno de los factores de mayor influencia en el establecimiento de los precios de los distintos crudos. Como consecuencia esto condiciona, a su vez, el patrón de las distintas rutas comerciales. Uno de los criterios fundamentales en este sentido es el de atender primero los mercados más cercanos, los llamados “mercados naturales”. Si el mercado más cercano no puede absorber la totalidad de la oferta, esta se moverá al próximo mercado más cercano, luego al siguiente, y así sucesivamente. Esto

implica, evidentemente, costos de transporte progresivamente más altos y, por tanto, precios del crudo cada vez mayores.

El principio de atender primero a los mercados más cercanos ha contribuido, como dijimos, a configurar el patrón de flujo mundial del crudo desde los productores a los consumidores. Se llegan a conformar “áreas de influencia” en las cuales conviven determinados productores y consumidores. Estas áreas de influencia se fundamentan básicamente en los ahorros por flete a que dan lugar las distancias entre unos y otros. Así, por ejemplo, los Estados Unidos reciben más del 50 % de sus importaciones de países alrededor del área del Caribe (México y Venezuela) cuyos embarques toman menos de una semana en llegar a Norteamérica. Otro 25 % proviene de la llamada “cuenca atlántica”, mayormente del Mar del Norte y de la costa occidental africana. Los cargamentos provenientes de estos puntos pueden llegar en dos o tres semanas. Si estos crudos fueran enviados, por ejemplo, hacia el Asia oriental, se estaría hablando de treinta días para llegar a Singapur y cuarenta para el Japón. Por otra parte, el crudo del Medio Oriente alcanza estos destinos en alrededor de veinte o treinta días. Se configura así otra área de influencia. Recientemente se ha mencionado la posibilidad de diversificar los mercados venezolanos enviando petróleo a China a fin de fortalecer las relaciones diplomáticas con ese país. Sin embargo, la calidad de nuestros crudos y el alto valor de los fletes eliminan la posibilidad de que esto se pueda llevar a cabo de manera competitiva. Alguien debería estar dispuesto a establecer un gravoso subsidio para esta operación. O China debería aceptar comprar crudo venezolano a un precio muy superior al de, digamos, el Medio Oriente con una calidad, por otra parte, muy superior. O Venezuela estar dispuesta a vender dichos crudos a precios competitivos con la consiguiente pérdida al tener que subsidiar el valor del flete, e incluso posiblemente, de la diferencia de calidad.

La influencia sobre el patrón de flujo de las rutas marítimas se ilustra claramente con un caso concreto ocurrido durante los años ochenta del siglo pasa-

do. Era la época en la que la Unión Soviética mantenía el suministro necesario para la subsistencia de Cuba. Por otra parte, Venezuela había suscrito un contrato para la venta de cierto volumen de crudo a España. Para optimizar ambas operaciones, Venezuela entregaba a Cuba el volumen comprometido por la URSS y, complementariamente, la Unión Soviética entregaba a España los volúmenes pautados por su contrato con Venezuela. Los diferenciales de volumen y de longitud de las rutas, ahora ambas más cortas, eran compensadas aplicando un cálculo de “‘neteo’ retroactivo” (*net back*)¹⁷.

Por supuesto, la estructura de fletes en distancias cortas puede dar origen a otra serie de ventajas de tipo comercial. Este ha sido el caso, por ejemplo, de México y Venezuela, quienes poseen algunos crudos de muy baja calidad (bajas gravedades API, alto contenido de metales y azufre, alta viscosidad,...). Estos países establecieron toda una estrategia de comercialización aprovechar las cortas distancias a los puertos de los Estados Unidos en la costa del Golfo de México. El primer paso de esta estrategia fue el mercadeo de grandes cantidades de estos crudos a precios sumamente competitivos gracias a los bajos fletes. Esto tenía como objetivo penetrar la operación de importantes refinerías en la costa septentrional del golfo de México. En una segunda etapa, se adquirieron participaciones en la propiedad de algunas de las refinerías de esa región que se habían especializado en refinar ese tipo de crudos. En algunos casos se establecieron acuerdos de *joint venture* con los propietarios de las refinerías mientras que en otros simplemente se adquirió la propiedad de la misma en su totalidad. Con ello México y Venezuela garantizaban la permanente disponibilidad de la demanda. Finalmente, ambos países efectuaron importantes inversiones para que estas refinerías fueran capaces de procesar los crudos mediante métodos de conversión profunda. Los costos asociados a todas estas actividades podían ser atractivos, de nuevo, por el bajo valor de los fletes.

Los patrones de comercialización de crudo alrededor del mundo están conformados no sólo por la

estructura de las rutas marítimas sino por el tipo de buques utilizados. Estos dos elementos están, por otra parte, íntimamente relacionados entre sí. Sin embargo, son las características de las rutas las que a veces exigen un determinado tipo de buques. A lo largo de la historia se han dado circunstancias en las cuales las características de los buques han sufrido un cambio radical debido a las condiciones políticas prevalecientes.

El primero caso importante relacionado con eventos políticos ocurrió durante la segunda guerra mundial. En esos momentos el flujo de petróleo desde la cuenca del Caribe para la elaboración de combustibles para la maquinaria bélica era de vital importancia para el bando aliado. En particular para los Estados Unidos. Tanto los aliados como los alemanes estaban plenamente conscientes de esta situación. Una de las razones a las que se atribuye la derrota de la Alemania nazi fue, precisamente, su severa escasez de combustible. La arriesgada campaña de invasión a Rusia tenía como uno de sus objetivos llegar a los campos petroleros de Bakú en la república soviética de Azerbaiyán sobre el mar Caspio. Igual ob-



jetivo perseguía la campaña del norte de África comandada por el Mariscal Edwin Rommel. Se trataba de llegar en primer lugar a la entonces incipiente producción de los campos del Medio Oriente y, eventualmente, llegar a Bakú por el sur. Para desgracia de los nazis, ambas campañas fracasaron sellándose así la derrota de Alemania en la segunda guerra mundial. Por otra parte, como hemos dicho, los alemanes estaban perfectamente conscientes de que las tropas aliadas tenían su principal área de suministro en el Caribe, particularmente en Venezuela. La armada alemana desarrolló la operación *Neuland*, ideada por el almirante Karl Dönitz, consistente en el despliegue de submarinos alemanes (*U-boats*)¹⁸ en el área. Esta operación fue bastante exitosa en su objetivo de atacar y destruir buques mercantes, especialmente tanqueros petroleros, provenientes del lago de Maracaibo. Ante esta circunstancia la medida defensiva de los aliados fue estructurar la flota petrolera en base a los buques conocidos como T-2, pequeños barcos de apenas entre 15 y 20 mil toneladas de peso muerto. La utilización de estos buques no era la forma más eficiente de transportar el crudo, sin embargo, repartir la carga en una gran cantidad de pequeños volúmenes disminuía el riesgo de pérdidas importantes.

Al terminar la guerra mundial, la flota mundial de tanqueros migró a buques de hasta 200.000 toneladas de peso muerto. Estos buques son conocidos como suezmax por ser los de tamaño máximo que pueden transitar por el canal de Suez¹⁹. Esto hizo el tráfico de petróleo mucho más eficiente debido a la capacidad de los cargamentos. La única limitación era la capacidad permitida por el canal de Suez que posibilitaba el transporte del crudo desde el Medio Oriente a los mercados europeos y, eventualmente, al Atlántico y a Norteamérica.

Un segundo cambio importante derivado de razones políticas ocurrió en 1956. El 26 de julio de ese año el gobierno egipcio del Coronel Gamal Abdel Nasser decide nacionalizar el canal de Suez. Como consecuencia Israel, con el apoyo de Gran Bretaña, Estados Unidos y Francia, invadió la península del

Sinaí el 29 de octubre del mismo año. Este evento es conocido como la guerra del Sinaí u “operación Kadesh”. Evidentemente, una primera consecuencia fue el cierre del canal de Suez. Cualquier posibilidad de solución temprana de dicha crisis se vio frustrada posteriormente por las llamadas “guerra de los seis días” en 1967 y “guerra del Yom Kippur” en 1973. El canal fue finalmente reabierto en 1975. La crisis del Canal de Suez en 1956 no tuvo aún un efecto marcado en los precios del petróleo. Esto se debió a que, como veremos más adelante, las grandes empresas petroleras americanas y europeas controlaban aún el mercado. La influencia de este hecho fue, sin embargo mucho más marcada en lo que se refiere a la estructura de la flota petrolera mundial. Por otra parte, se reactivaron una gran cantidad de tanqueros del tipo T-2 utilizados durante la segunda guerra mundial. Con este tipo de buques se compensaba con volumen el tiempo perdido al tener que rodear el Cabo de Buena Esperanza en África del Sur. Esto a pesar del factor de ineficiencia que representaba el mayor costo por unidad de volumen transportada debido al pequeño tamaño de los tanqueros.

Sin embargo, una vez resuelta la crisis de Suez, resultó obvio que no podía descartarse la posibilidad de utilizar la ruta alrededor de todo el continente africano. Al mismo tiempo era evidente el importante aumento de la demanda por parte de países alejados de las fuentes de suministro. Este era, por ejemplo, el caso de Japón que había experimentado un espectacular crecimiento económico a partir del fin de la segunda guerra mundial. El comercio a través de rutas largas parecía ser un nuevo elemento del mercado. Evidentemente, por cuestión de economías de escala, el transporte de grandes volúmenes en un solo embarque es mucho más eficiente que desplazar el mismo tonelaje distribuido en una gran cantidad de tanqueros de menor tamaño. De este razonamiento surgió la idea que se materializaría a muy corto plazo de un nuevo gran cambio en la estructura de la flota mundial de tanqueros. Se inició el proceso que ha llevado, hoy en día, a contar con barcos de transporte de crudo del tipo VLCC (*Very*

Large Crude Carriers) de más de 300 mil toneladas de peso muerto y los ULCC (*Ultra Large Crude Carriers*) con una capacidad superior a las 500 mil DWT. Esto equivale a entre tres y cuatro días de la producción de Venezuela. El uso de estos buques ha permitido la movilización de más de dos mil millones de toneladas de crudo anualmente. Como consecuencia el valor unitario del flete ha llegado a rangos de entre medio dólar y 1,25 dólares por barril.

Ya hemos visto la importancia que pueden llegar a tener los fletes en la estructura de precios del crudo en los mercados. Hemos visto también que la eficiencia de la flota mundial de tanqueros depende de las características de las unidades individuales que la conforman. Debemos revisar ahora la manera como se calculan dichos fletes y la influencia que sobre ellos ejerce el tipo de contratos mediante los cuales se compromete el uso de estas unidades de transporte. Durante la década de los años cincuenta del siglo pasado se establecieron unas escalas de fletes proporcionales a la capacidad de carga de los buques. Un ejemplo de estas escalas, y por mucho la más conocida y utilizada, fue la escala AFRA (*Average Freight Rate Assessment*) desarrollada por la compañía Shell. Estas escalas mantuvieron su vigencia hasta principios de la década de los ochenta cuando fueron definitivamente abandonadas. La evidente falta de linealidad en las escalas debida al enorme aumento de eficiencia que trajo consigo la aparición de los VLCC y los ULCC hizo impráctica la aplicación de las mismas. Para un amplio rango de valores, digamos entre 500.000 barriles y el máximo de carga de un ULCC, era muy difícil determinar el valor exacto del flete. Aún en el presente, en casos muy particulares, se sigue utilizando algún tipo de escala para ciertas rutas muy transitadas y siempre para lotes menores de 500 mil barriles.

Hoy en día el fletamento de tanqueros se acostumbra a regir por convenios individuales entre el propietario o el armador²⁰ del buque y el fletador o contratante. Esto suele llevarse a cabo principalmente mediante cuatro modalidades: Por tiempo (*time charter*), por viaje (*trip* o *voyage charter*), por unidad

(*bareboat charter*) y mediante un contrato de fletamento propiamente dicho (*contract of affreightment*). En el primero de ellos se establece un acuerdo de precio para que el buque lleve a cabo los viajes que el fletador requiera durante un determinado período. En el fletamento por viaje, el acuerdo se concreta únicamente a realizar un viaje desde un puerto de salida a uno de destino. El *bareboat charter* implica que se le alquila al fletador la unidad de transporte como tal. Este se encarga de la operación completa de la unidad. Actúa como armador y se encarga del mantenimiento y cualquier reparación requerida por el buque. Finalmente, los contratos de fletamento o COA's (*contract of affreightment*) son acuerdos elaborados con la mayor precisión y nivel de detalle. En ellos se especifican, por ejemplo, el tipo y volumen total del material a ser transportado, el número de lotes o viajes en que esto se va a llevar a cabo, el tiempo y los límites del mismo estipulados para ello, el tipo de crudo o producto, las proporciones de los mismos en el caso de que sean varios, ...

En cada una de estas cuatro modalidades de contratación es necesario también definir la tasa de fletamento. Esto puede, igualmente, llevarse a cabo mediante tres modalidades: Por suma global (*lump sum rate*), por el método de tasa por tonelada y por una escala conocida como *Worldscale*. Los sistemas de fletamento por suma global y por tonelada se aplican a cualquiera de las modalidades de contratación vistas más arriba de manera directa. Quizás con un contrato de tipo COA pueden surgir ciertas complejidades derivadas de ajustes particulares en algunos de los términos de las condiciones del contrato. El sistema *Worldscale*, cuyo nombre completo es *Worldscale Tanker Normal Freight Scale* ha sido diseñada por una comisión conocida como la *Worldscale Associations of London and New York*. El método utiliza una escala como las utilizadas en la segunda mitad del siglo pasado. Pero, a diferencia de aquellas, que estaban basadas en el tonelaje de los buques, esta se basa en las distancias entre los puertos y las facilidades de manejo existentes en los mismos. Las tasas basadas en la escala *Worldscale* son de tipo referencial. La escala

18 Los *U-Boats* era el nombre por el cual eran conocidos los submarinos alemanes. El nombre era una especie de acrónimo de la palabra *unterseeboot* que significa submarino en alemán.

19 Según sus dimensiones los buques suezmax pueden tener entre 125 y 200 mil DWT (*Dead Weight Tons*). El rango equivalente para el canal de Panamá (buques panamax) se encuentra entre 50 y 80 mil DWT. Otra calificación frecuentemente utilizada es la de los Aframax (*Average Freight Rate Assesment*) que oscilan entre las 80 y 125 mil DWT. Más adelante entraremos en mayores detalles con relación a las categorías de buques y a los sistemas de fletes asociados a ellos.

20 **Armador:** Es la persona o empresa que coordina (“arma”) un determinado viaje. Es quien se encarga de la contratación de la tripulación, la dotación de provisiones, combustibles y lubricantes y de todo lo necesario para el viaje.

establece una tarifa básica entre cada dos puertos denominada WS 100. Los fletes entre las partes se negocian como porcentajes por encima o por debajo de esta tarifa básica. Así un contrato en particular entre dos puertos puede establecerse como WS 75, WS 90 o WS 110 para significar que dicho valor convenido para el flete es del 75 %, 90 % o 110 % de la tarifa básica entre esos dos puertos.

Finalmente, vale la pena comentar que el mercado de los fletes marítimos petroleros es extremadamente volátil²¹. Los montos de dichos fletamentos pueden variar en un orden de magnitud a veces en períodos cercanos a un año. Eso se debe a que el mercado se ve afectado de manera importante por una serie de variables muchas de las cuales son independientes entre sí. Para comenzar, se debe tener en cuenta que la oferta de tanqueros es extremadamente inelástica. No es posible construir nuevos tanqueros en el corto plazo para absorber un repunte de demanda a corto plazo que supere o se acerca a la capacidad máxima de la flota. Cuando esto sucede lo que pasa es que los precios de los fletes se elevan drásticamente. En este sentido, además, tal como sucedía en refinación, la alta inversión necesaria para la construcción de una de estas unidades requiere asegurarse que cualquier incremento en la demanda petrolera sea permanente en el tiempo. De lo contrario, la construcción de nuevos tanqueros implicaría generar un potencial volumen de capacidad verdaderamente ociosa. El costo de la capacidad ociosa en tiempos de baja demanda implica cantidades sumamente importante debido a la magnitud de los costos fijos de las naves. Por todas estas razones la propiedad de la flota mundial de tanqueros está en buena parte en manos de empresas que se especializan en esta actividad. Un alto porcentaje de la flota mundial, que se estima que está por encima del 70 %, está en manos de empresas dedicadas exclusivamente a este negocio. Las grandes compañías transnacionales poseen una flota propia destinada a contar con cierto nivel de flexibilidad que les permite absorber parte del riesgo financiero (*hedging*) en un mercado tan volátil.

Estructura y desarrollo histórico de los precios

Al comenzar esta sección es indispensable dejar claro en primer lugar lo que se quiere decir con “los precios del petróleo”. El común de la gente habla de ellos como algo único cuando en realidad no es así. Al hablar de “los precios del petróleo” es necesario conocer, en primer lugar, de qué tipo de precio estamos hablando. Antes que nada es necesario, pues, definir cuantas categorías de precios existen en el mercado petrolero.

En primer lugar en el mercado internacional de crudo existen los llamados precios de cotización o valores de referencia. Estos valores sirven, como su nombre lo indica, de referencia con relación a la situación general del mercado. Dan una idea, sumamente precisa en algunos casos, de tipo más general en otros, acerca de los valores reales a los cuales se están negociando los diferentes tipos de crudo. El valor al cual se transan los diferentes tipos de petróleo son los que se llaman precios de realización. Los precios de referencia están generalmente asociados a los llamados crudos “marcadores” que son los que aparecen en las publicaciones especializadas (Platt’s, PIW,...). Los participantes en el mercado siguen permanentemente la cotización de estos crudos²². Los medios de comunicación, al hablar de los precios del petróleo suelen hablar del valor que corresponde a algún crudo marcador. Adicionalmente algunos países utilizan otros valores “de referencia” a los fines de cálculos de impuestos o de alguna otra índole. Es importante, en cada caso, saber exactamente de que se está hablando.

Por otra parte, los valores de realización pueden ser básicamente de dos tipos. Unos son de tipo contractual de cierta duración. Los mismos son fijados de común acuerdo entre un oferente y un demandante en un contrato por un lapso determinado (por lo general de un año). Los contratos de este tipo son sumamente variados. En primer lugar, su renovación depende de una serie de factores comerciales, políticos y de la más variada índole. Muchos de ellos se agotan al finalizar su período de duración previsto original-

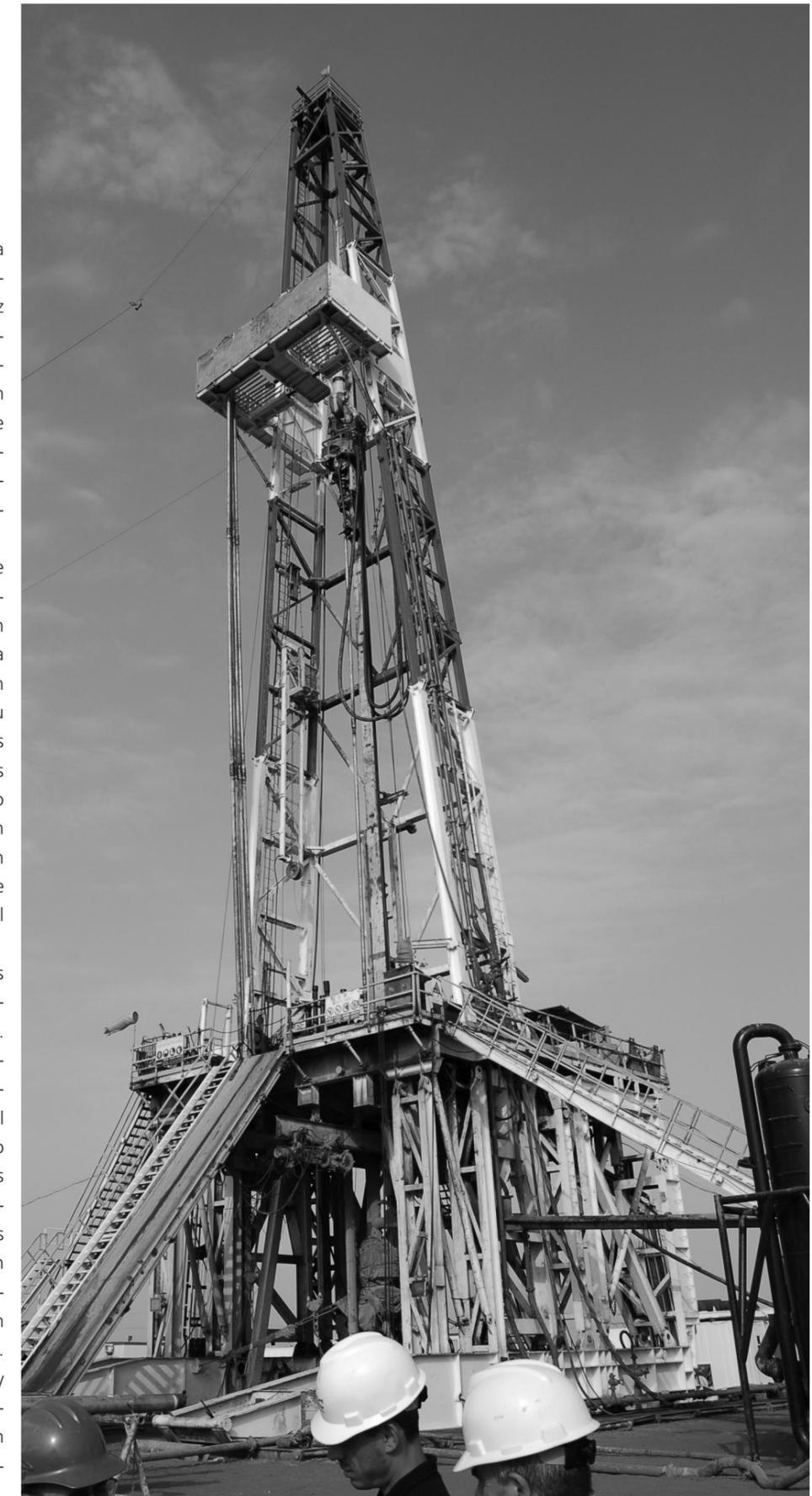
mente. Otros, como el que suscribió PDVSA con la Veba Oel al final de la década de los ochenta del siglo pasado, pueden ser renovados a veces por más de diez períodos consecutivos. Todo dependerá de lo satisfechas que estén las partes con las condiciones del contrato original, con el funcionamiento del mismo y con los adecuados mecanismos de ajuste, por ejemplo de precios. Por lo general los valores de estas transacciones no suelen ser de conocimiento público y su estructura depende de una serie de condiciones que conforman cada contrato en particular.

Por otra parte están los precios a los cuales se realizan las operaciones de tipo ocasional (*spot*). Estas son transacciones que se llevan a cabo para un solo cargamento y su valor de realización se fija para cada operación. Por tal motivo estos precios suelen acercarse más a los valores de cotización. Estos, a su vez, están fuertemente influenciados por los valores *spot* ya que muchos de ellos llegan a hacerse públicos a través de las publicaciones especializadas. En el caso de las operaciones contractuales de mayor duración estos valores se utilizan como base de negociación para los ajustes periódicos del valor convenido que prevén las cláusulas correspondientes previstas en el contrato.

Finalmente, a partir de la década de los años ochenta del siglo pasado, el crudo y algunos productos se cotizan en los mercados de contratos a futuro. Aparece así un nuevo tipo de precio, el precio de cotización no ya del crudo, sino de los contratos asociados a él en los mercados a futuro. Evidentemente, el precio cotizado de estos productos financieros sólo puede ser utilizado como una forma más de valores de referencia. De hecho, este es su papel en el mercado de hoy en día. La importancia de, Como veremos más adelante, estos valores han dado origen a un cambio radical en la estructura de precios del mercado petrolero. Al momento presente estos valores han pasado a ser los precios de referencia del mercado. Los “precios del petróleo” que suelen aparecer hoy día en la prensa diaria no se refieren, tal como siempre ha sucedido, al valor real del crudo. No se refieren ni siquiera a un valor de referencia relacionado direc-

21 **Volatilidad:** Es un término que se utiliza para calificar la estabilidad de los mercados. Se dice que un mercado es volátil cuando los precios del mismo están sujetos a frecuentes variaciones de gran magnitud en su valor absoluto. La volatilidad es señal de inestabilidad en un mercado y es una característica propia de los mercados especulativos. En estos mercados las expectativas de los actores que participan en él ejercen una gran influencia sobre los precios del mismo independientemente de las características intrínsecas del producto o los productos que en él se transan.

22 Algunos países como Venezuela supuestamente publican regularmente el valor de la “cesta” de ese país. Dicho valor se supone que es una combinación del valor de varias segregaciones e incluso productos derivados en las proporciones definidas por una fórmula predeterminada.



tamente al petróleo sino al precio de cierre de estos “productos derivados” que se transan en el *New York Mercantile Exchange* (NYMEX).

Los primeros esquemas de precios

Las grandes implicaciones políticas del negocio global del petróleo se centran fundamentalmente alrededor de los precios de esta materia prima. Estos, a su vez van a depender en gran parte de la confiabilidad de los suministros provenientes de diversas regiones del mundo y de las relaciones de poder entre los productores y los consumidores.

En el período previo a la Segunda Guerra Mundial los EE. UU. controlaban con exclusividad el mercado petrolero mundial. El petróleo había sido descubierto como material utilizable industrialmente en 1859 en el estado de Pennsylvania por el Coronel Edwin Drake. Hasta 1880 cuando se descubrieron los yacimientos en la región de Bakú en las costas del Mar Caspio, los EE. UU. producían la totalidad del producto a nivel mundial. El importante descubrimiento de Bakú permitió que en un período de sólo cuatro años, Rusia pasara a producir más del 50 % del volumen mundial de petróleo. Este fue, sin embargo, un dominio efímero. Los grandes descubrimientos de California y Oklahoma situaron nuevamente a los EE. UU. como los líderes del mercado. Siendo los EE. UU. el principal exportador a nivel mundial, era este país quien fijaba los precios a nivel internacional. Los otros dos grandes países exportadores, Rusia y Rumanía, quien se estaba incorporando al mercado, fijaban sus precios en base a los establecidos por los exportadores americanos. Este precio representaba un límite superior del mercado. Los crudos rusos y rumanos podían tener un precio inferior al de los EE. UU. mas nunca superior. De ocurrir esto en un momento dado, los Estados Unidos podían generar el suficiente volumen de oferta para que los clientes optaran por adquirir crudo americano. EE. UU. ejercía en aquella época el papel de lo que se conoce como el “*swing producer*”²³ del mercado.

En esos primeros años el precio del crudo *West Texas Intermediate* colocado en los puertos de la

costa del Golfo de México se convirtió en el llamado crudo marcador o crudo de referencia. El precio de cualquier otro crudo era calculado comparaban sus propiedades (la gravedad y demás propiedades que condicionan el precio) con el mencionado crudo de referencia con base FOB en los mencionados puertos del Golfo de México. Quedaba determinado así el valor de ese crudo en relación a ese punto de referencia. Ese valor era entonces referido a su punto de origen mediante un proceso de *net back*. Quedaba así fijado el valor de ese crudo en su puerto de origen desde donde podía entonces calcularse, añadiendo los correspondientes costos, su valor en cualquier otra parte. Este sistema de precios fue conocido como “*gulf plus*”.

Durante la primera guerra mundial la influencia de Rusia disminuyó notablemente debido a los grandes descubrimientos en la región de Tampico en el Golfo de México que llevó a ese país a ser el segundo productor mundial después de los Estados Unidos. El pozo descubridor de estos yacimientos, el Casiano N° 7, llegó a acumular una producción de 895 millones de barriles en nueve años. El uso de *fuel oil* mexicano en barcos mercantes y plantas industriales dio a los aliados una clara superioridad en la primera guerra mundial. Sin embargo, luego de una serie de dificultades políticas y sociales y de enfrentamiento con las empresas americanas, el Gral. Lázaro Cárdenas nacionalizó la industria petrolera mexicana en 1938. El consorcio estatal PEMEX ha sido desde entonces el operador de la industria en México.

El 14 de diciembre de 1922 ocurre el reventón del pozo Los Barrosos N° 2 en el campo La Rosa al sur de Cabimas en Venezuela. Este pozo se calcula que arrojó a la atmósfera de manera incontrolada alrededor de 15 millones de barriles en tan sólo nueve días. Este descubrimiento atrajo la atención del mundo petrolero sobre Venezuela quien pasó a reemplazar a México como segundo productor mundial. Durante la dictadura del Gral. Juan Vicente Gómez la industria petrolera venezolana fue desarrollada por las empresas Creole (Standard Oil of New Jersey), Venezuelan Oil Concession (Royal Dutch/Shell) y Mene Grande (Gulf

Oil). A partir de 1930 los EE. UU. y Venezuela dominan el mercado mundial. El sistema *Gulf-plus* continúa siendo el patrón de referencia para el establecimiento de los precios a nivel mundial.

La producción del Medio y Lejano Oriente era insignificante antes de la primera guerra mundial. Solo Indonesia, donde se había descubierto petróleo en 1883, aportaba ciertos volúmenes de producción controlados por la Royal Dutch Shell y destinados fundamentalmente a Europa. Posteriormente, al comenzar a realizarse descubrimientos en esa región, un grupo de empresas norteamericanas y europeas firmaron el acuerdo conocido como “Tratado de la Línea Roja” Este tratado constituyó la base de los desarrollos petroleros posteriores del Medio Oriente. El mencionado acuerdo consistía en formalizar la estructura de la llamada *Turkish Petroleum Company* (TPC) como la única empresa productora en todo el territorio del antiguo imperio otomano. Además, las empresas asociadas como accionistas de la TPC renunciaban a desarrollar actividades por su cuenta, de manera independiente, dentro del mencionado territorio. Era una forma de asegurar un equilibrio en las operaciones y los mercados a través de un monopolio sobre el potencial desarrollo petrolero de la región.

Durante la segunda guerra mundial los aliados, de común acuerdo, fijaron, bajo el sistema *Gulf-plus*, el precio del crudo marcador West Texas Intermediate FOB Houston en \$1,19 por barril. La guerra había puesto de manifiesto la importancia del petróleo. Como ya mencionamos, Hitler trató, con las campañas de Rusia y el norte del África, de apoderarse de la incipiente producción del Medio Oriente y de Bakú en el Cáucaso. Algo similar ocurrió en la guerra del Pacífico donde buena parte del esfuerzo bélico japonés se concentró en tratar de llegar a los campos petroleros de Indonesia para sobreponerse a su enorme déficit energético.

El reinado de las siete hermanas

Durante el período de la post guerra el mercado mundial de petróleo pasó a ser dominado por siete empresas conocidas como “las siete hermanas”²⁴

que monopolizaban el mercado mundial. Estas empresas no llegaron a constituir un cartel en sentido estricto²⁵. No tenían porque hacerlo. En vez de ello desarrollaron un mecanismo que les permitía cumplir con un doble objetivo. Por una parte contaban con un sistema estable de control de precios como hubieran podido hacerlo de constituirse como un cartel. Pero, por otra parte, al no estar estructuradas como un verdadero cartel las protegía de las leyes anti-monopolio (*anti trust laws*) de algunos de sus países de origen. Tenían muy presente la experiencia de lo sucedido en los Estados Unidos cuando en 1911 la Corte Suprema habían forzado el desmembramiento de la Standard Oil fundada por Nelson Rockefeller. El método utilizado por estas empresas para no tener que concertar los precios consistía en mantener un control sobre los balances de crudo de cada una de ellas. En base a este control las empresas se clasificaban en dos tipos: Aquellas cuya capacidad de refinación excedía su disponibilidad de producción (“*crude-short companies*”) y aquellas que estaban en la situación contraria, es decir, que tenían excedentes de producción (“*crude-long companies*”). Las transacciones entre estas empresas se llevaban a cabo de manera independiente pero bajo un clima de cooperación que coadyuvaba a mantener un balance en el mercado. En épocas de baja demanda, las empresas con un superávit de producción voluntariamente restringían dicha producción. En épocas de alta demanda aumentaban dicha producción y la vendían a las empresas con excedentes en capacidad de refinación a precios de descuento. Parra (2005, p. 2) describe con gran claridad este proceso. Durante el período comprendido entre el final de la guerra mundial y 1957 los precios se incrementaron desde \$2,50 por barril hasta \$3,00 por barril. Esto significaba, en términos reales,²⁶ mantener los precios aproximadamente a un nivel constante.

El desbalance entre las capacidades de producción y procesamiento (refinación) permitieron a las empresas, a través de los valores de transferencia, el control de los precios en esos primeros tiempos. La lógica del negocio apunta sin embargo, tal como ya

23 El *swing producer* es, en un momento dado, aquel país cuyo potencial de producción le permite suministrar a voluntad volúmenes adicionales de crudo al mercado. Con ello contrarresta cualquier tendencia al alza de los precios ocasionada por un incremento en la demanda o una depresión en la oferta. Su papel consiste, pues, en mantener la estabilidad de los precios. Modernamente, desde la década de los años sesenta del siglo pasado, el *swing producer* de la industria petrolera mundial ha sido Arabia Sudita.

24 El conjunto de empresas conocidas como las “siete hermanas” dentro del comercio petrolero mundial eran: Standard of New Jersey (más tarde convertida en la Exxon Company y hoy en día parte del consorcio Exxon-Mobil), Royal Dutch Shell, British Petroleum, Gulf Oil Company, Texaco, Standard Oil of New York (Socony, más tarde convertida en Mobil Oil Company y hoy parte del consorcio Exxon-Mobil) y Standard Oil of California (Socal, hoy convertida en Chevron).

25 Un *cartel* es un conjunto de empresas o países que actúan concertadamente. El objeto de esta concertación es restringir la producción con la finalidad de mantener los precios en niveles predeterminados establecidos por el grupo. Los precios se fijan en un nivel tal que aseguren en el largo plazo un margen considerable por encima de los costos de suministro.

26 El valor de cualquier producto o mercancía en **términos reales** significa corregir el **valor nominal** de ese bien (el valor que se paga por él en el momento que se ejecuta la transacción) por el efecto de la inflación con referencia a un determinado año. Puede así hablarse, por ejemplo, de que el valor de una mercancía en 1985 fue de, digamos, \$10 pero que en términos reales, referidos a 2009, es de \$50. En otras palabras, para comprar lo que en 1985 adquiríamos con \$10 hoy en día necesitaríamos \$50.

se mencionó, no sólo hacia la conveniencia de la integración vertical de la oferta, sino hacia a un equilibrio entre sus distintos componentes. Sobre todo aquellos con efectos en el corto plazo.

Durante todo este período las cotizaciones de los precios de los diferentes crudos estaban referidas a listas de precios publicados por las compañías petroleras (“*posted prices*”). Estos precios eran los que se ofrecían a cualquier comprador con quien se operara en base a negociaciones *arm's length*²⁷. Por otra parte, los valores de transferencia entre las siete grandes empresas estaban sujetos a sustanciales descuentos.

Finalmente, otro elemento que coadyuvó a mantener el control de este grupo de empresas sobre el mercado mundial de petróleo fue el régimen de concesiones que lograron establecer con los países productores en los cuales operaban. Básicamente estos contratos de concesión se estructuraban alrededor de varios puntos fundamentales (Parra, 2005, pp. 6-10). Por una parte, los gobiernos otorgaban a las empresas derechos exclusivos de explotación de los hidrocarburos. Estos, por otra parte, pasaban a ser propiedad exclusiva de la empresa la cual asumía todos los riesgos financieros y comerciales. Adicionalmente, las empresas se comprometían al pago de ciertas cantidades por diversos conceptos (regalías, impuestos superficiales, impuestos de producción,...). Siendo contratos con el Estado, en muchos países, sobre todo del Medio Oriente (no fue ese el caso de Venezuela), el país renunciaba a su derecho a legislar modificando los términos de dichos contratos de concesión.

La OPEP toma las riendas

La aparición de la OPEP es la manifestación más notoria de un importante cambio en el balance de poder dentro del mercado petrolero al pasar este de las empresas multinacionales a los países productores. Una serie de antecedentes históricos fueron perfilando este cambio en las relaciones de poder que culminaría con la creación de la organización. Durante los años de la segunda guerra mundial los países productores comenzaron a buscar acuerdos más favorables en sus relaciones con las multinacionales. En

1943, bajo el gobierno del Presidente Isaías Medina Angarita, Venezuela suscribió un acuerdo sin precedentes para la época, el conocido acuerdo del “*fifty-fifty*”. El acuerdo establecía que, además de las regalías asociadas a las concesiones, las compañías debían compartir, por partes iguales con la Nación el beneficio neto²⁸ de sus operaciones. El concepto se esparció como reguero de pólvora. Una comisión venezolana viajó al Medio Oriente para explicar el concepto a los gobiernos de varios países. Pronto Arabia Saudita consiguió un tratamiento similar por parte de la *Arabian American Oil Company* (Aramco). Posteriormente, este tipo de acuerdo se extendería a Kuwait e Irak. Hacia el final de la década de los cuarenta Venezuela obtuvo beneficios adicionales al modificar la ley del impuesto sobre la renta.

Sin embargo, no todos los países tuvieron el mismo éxito y el proceso no dejó de estar plagado de eventos lúgubres. En 1947 el parlamento de Irán pasó una ley exigiendo no sólo un nuevo tratamiento con relación a los beneficios del negocio, sino la terminación de sus acuerdos con la empresa *Anglo Iranian*²⁹. Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo, en mayo de 1951 el Primer Ministro de Irán Mohammad Mosaddegh nacionalizó la industria petrolera iraní. Esto resultó en un caos económico que propició el derrocamiento de Mosaddegh en 1953 por un movimiento interno apoyado por la CIA.

Durante la década de los cincuenta el aumento de la producción mundial generó un incremento en la oferta con relación a la demanda viéndose las empresas forzadas a ofrecer descuentos a sus clientes. Era prácticamente imposible para los gobiernos controlar la magnitud de estos descuentos. Como consecuencia se generaron serias dudas con relación a los montos reportados para poder determinar la porción de los beneficios que correspondían a la Nación y calcular los pagos al impuesto sobre la renta. Venezuela de nuevo tomó la iniciativa al fijar unos “precios de referencia a los fines del impuesto sobre la renta” que constituirían la base de cálculo independientemente del precio de realización. Sin embargo, en otros países, especialmente del Medio Oriente, los precios de referencia seguían

siendo los de realización. Sin embargo, los recortes a los precios de cotización implementados por las empresas para atraer clientes dio origen a un clima de tensión y a agrias protestas por parte de algunos países productores.

Así, finalmente, en una conferencia de ministros de petróleo realizada en Bagdad entre el 10 y el 14 de septiembre de 1960 se funda la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). El liderazgo de esta iniciativa se debió a Juan Pablo Pérez Alfonzo, Ministro de Energía y Minas de Venezuela y el jeque Abdallah Tariki, Ministro de Petróleo y Recursos de Arabia Saudita. Los miembros fundadores de la organización fueron Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela. Posteriormente se agregaron nueve países más, algunos de los cuales se retirarían posteriormente. Dichos países fueron: Qatar (1961), Libia (1962), Indonesia (quien se incorporó en 1962 pero que luego se retiraría a finales de 2008), Emiratos Árabes Unidos (1967), Nigeria (1971), Gabón (ingresó en 1975 y se retiró en 1995), Ecuador (quien ingresó en 1979, se retiró en 1993 para reincorporarse nuevamente en noviembre de 2007), Angola (enero de 2007) y Argelia (julio de 2007).

Además de la fundación de la OPEP, la década de los sesenta del siglo XX fue testigo de otros dos fenómenos esenciales para el mercado petrolero. Por una parte la aparición de volúmenes considerables de producción desarrollados por un grupo de empresas privadas “independientes”. Es decir, no relacionadas con las “siete hermanas”. Por otra parte la aparición de un notable volumen de exportaciones por parte de la Unión Soviética.

El 6 de octubre de 1973 estalla la llamada guerra del Yom Kippur. Egipto y Siria como líderes de una coalición de países árabes atacaron por sorpresa a Israel en esa importante fiesta religiosa del pueblo judío. Como consecuencia del apoyo brindado por los Estados Unidos y varios países occidentales a Israel, los países miembros de la OPAEP³⁰ establecen un embargo progresivo a las exportaciones de varios países. Para fines de 1974 el crudo había cuadruplicado su valor para llegar a sobrepasar los \$12 por

barril. Esto equivale a un precio en términos reales en base al 2007 de casi \$60 por barril. Conviene recordar que la crisis del canal de Suez en 1956 no tuvo el mismo impacto sobre los precios que el que tuvo, como vimos, sobre la estructura de transporte de la industria pues, como ya dijimos, en esa época el control del mercado estaba aún en manos de las “siete hermanas”.

Los cambios de poder y la nueva estructura de precios de referencia

Si algo resultó evidente de la crisis del embargo de 1973 es que el control de los precios había pasado de las grandes empresas petroleras a los gobiernos de los países miembros de la OPEP. Durante el período 1974-1978 los precios se mantuvieron relativamente estables aumentando, en términos nominales ligeramente desde \$12,21 a \$13,55 por barril. Durante este período los valores de referencia de los precios del petróleo en los mercados internacionales eran cotizados por publicaciones privadas internacionales creadas a tal efecto. Las más conocidas eran *Platt's Oilgram* y *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW). Ambas, sobre todo la primera, ampliamente utilizadas y que gozaban de un excelente prestigio. Platt's elaboraba sus cotizaciones en base a estimados derivados de la información telefónica que sus correspondientes intercambiaban diariamente con sus contactos en las refinerías del área de Rotterdam. Esta información incluía datos tales como el valor al cual se habían tranzado ciertas operaciones en el mercado ocasional (“*spot market*”), la situación de inventarios en diversas partes del mundo, y cualquier otra información relevante que permitiera estimar el valor de diferentes tipos de crudo para su publicación.

Desde el mes de enero de 1978 se producen en Irán una serie de manifestaciones en contra del Shah Mohammad Reza Pahlavi. Entre los meses de agosto y diciembre de ese año el país se paraliza por una cadena de huelgas y revueltas populares. Entre enero y febrero de 1979 la monarquía iraní colapsa y regresa al país el inspirador y líder de la revolución islámica el Ayatollah Ruhollah Khomeini. El primero

27 Una operación *arm's length* es la que se efectúa con cualquier empresa no relacionada.

28 Precio de venta menos costos de operación.

29 Que después de 1954 pasó a llamarse *British Petroleum* (BP).

30 La OPAEP (Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo) está conformada por los países árabes miembros de la OPEP además de Egipto y Siria.

31 Promedio mensual para el mes de junio de 2008. En un momento dado los precios llegaron a superar puntualmente los \$130 por barril.

de abril se aprueba mediante un referéndum una constitución teocrática para Irán donde, además, se designa a Khomeini líder supremo del país. Durante este proceso la producción de Irán cae entre dos millones y dos millones y medio de barriles diarios entre noviembre de 1978 y junio de 1979. Esta declinación hubiera sido relativamente fácil de compensar de no haber sido por otros eventos históricos. El 22 de septiembre de 1980, el gobierno sunnita de Irak, aprovechando el debilitamiento causado por la revolución, invade Irán, país de mayoría shiita. Se inicia así la cruenta guerra entre esos dos países que se prolongó por ocho años hasta que los esfuerzos de las Naciones Unidas logran la firma de un tratado de paz el 20 de agosto de 1988. Como consecuencia, para el mes de noviembre de 1980 la producción conjunta de ambos países llega escasamente a un millón de barriles diarios. Seis millones y medio de barriles menos que un año antes. Eso significaba una reducción del 10 % en la producción mundial de crudo. Las consecuencias no se hicieron esperar. En 1981 los precios del crudo aumentaron dos veces y media al pasar el precio del barril de \$14 a \$35. El precio más alto jamás alcanzado hasta esa fecha. En términos reales tomando como base el año 2009 esto significa un precio de \$106 por barril. Escasamente por debajo de los \$124,52³¹ alcanzados en junio de 2008.

Las presiones sobre la OPEP

En los años subsiguientes se produjeron una serie de fenómenos que resultaron en un nuevo movimiento de importancia en los precios. Por una parte, la entrada del ciclo económico de los países consumidores en su etapa recesiva produjo una notable disminución en la demanda. Por otra, la crisis en cierta medida tendió a agravarse dada la incapacidad de la OPEP para mantener la disciplina con relación a las cuotas de producción acordadas. Muchos países de la organización, debido a presiones fiscales internas, elevaban su producción por encima de la cuota que les había sido fijada. Esto hacía ineficiente el mecanismo de establecimiento de cuotas. Los mismos

países infractores terminaban a veces atrapados en una especie de "dilema del prisionero" al perder por la caída de los precios la ventaja que esperaban alcanzar con el aumento de volumen. Finalmente, otro factor que influyó fue que en los países consumidores se tomaron una serie de medidas drásticas con relación a la eficiencia en el uso de la energía.

Por otra parte, los altos precios habían hecho atractiva la exploración y el desarrollo de producción en países fuera de la OPEP. Un notable incremento de producción se lleva a cabo con el pleno desarrollo de importantes yacimientos tales como Ekofisk, Forties, Brent y Ardmore en el Mar del Norte descubiertos entre 1969 y 1970. El petróleo de Purdhoie Bay en Alaska, descubierto en 1968 llega a los mercados de Norteamérica en 1977 al finalizarse la construcción del oleoducto *Trans Alaskan Pipeline*. México realiza un importante descubrimiento en 1976 en el golfo de Campeche. Entre 1980 y 1986 la producción no-OPEP se incrementó en diez millones de barriles diarios.

Adicionalmente, una gran cantidad de países descubren acumulaciones más modestas en sus territorios. Los pequeños descubrimientos llevados a cabo en un buen número de países no eran sin duda suficientes para convertirlos en exportadores y ejercer presión sobre la oferta. Sin embargo, los hacían en gran medida autosuficientes con lo cual dejaban de comprar una buena parte de los volúmenes que anteriormente importaban. De este modo, estos países, si bien no ejercían una presión sobre la oferta, la ejercían sobre la demanda. La OPEP se enfrentaba de este modo a una menor demanda y a un incremento en la oferta por parte de países fuera de la organización. Finalmente, con vistas al largo plazo, los altos precios del petróleo habían justificado económicamente la investigación en búsqueda de fuentes alternas de energía.

Entre 1982 y 1985 la OPEP trató repetidamente de establecer cuotas lo suficientemente bajas para estabilizar los precios. Estos esfuerzos fueron fallidos debido a la generalizada violación de las cuotas establecidas por parte de muchos de sus miembros. Lo

único que logró surtir cierto efecto fue el papel de *swing producer* asumido por Arabia Saudita quien terminó absorbiendo la mayor parte de las reducciones en la producción. Sin embargo, en agosto de 1985 Arabia Saudita se cansó de mantener este rol y en los primeros meses de 1986 había aumentado ya su producción al triple, de 2 millones de BPPD a 6 millones de BPPD. Durante ese año los precios se desplomaron hasta alcanzar niveles por debajo de los \$10 por barril. Los ingresos de Arabia Saudita, sin embargo, no se vieron afectados pues compensaron la caída de los precios con su mayor volumen de producción.

En 1990 los precios experimentaron un notable repunte debido a la invasión de Irak a Kuwait y el subsiguiente conflicto bélico conocido como la guerra del golfo. Sin embargo, este incremento no fue muy duradero. Una vez finalizada la guerra del golfo los precios iniciaron de nuevo un sostenido declive hasta que en 1994 alcanzaron su nivel, ajustado por inflación, más bajo desde 1973, antes que se produjera la crisis del Yom Kippur.

Entre 1990 y 1997 se incrementan nuevamente los precios en el mercado. Por una parte, la economía de los Estados Unidos se encuentra en la etapa expansiva del ciclo económico. Los países del área del Pacífico en el sudeste asiático experimentan un explosivo crecimiento económico. La demanda se incrementa en alrededor de 6,2 millones de BPPD. Por el lado de la oferta, entre 1990 y 1996 la producción de Rusia ha experimentado una declinación de más de 5 millones de BPPD. Esta alza de los precios fue, sin embargo, bastante efímera. Ya en el mismo año de 1997 se hace evidente que ha reventado la burbuja económica del sudeste asiático y esos países entran en crisis. En 1998 su consumo cae por primera vez desde 1982. Al mismo tiempo la OPEP incurre en varios errores de apreciación de los eventos económicos que se están llevando a cabo. Así por ejemplo, en diciembre de 1997 la organización incrementa su producción en un 2,5 millones de BPPD (un 10 %) para llegar a 27,5 millones. Medidas como esta contribuyeron al espectacular desplome de los pre-

cios. En un determinado momento se llegó puntualmente a un precio de \$8 por barril. Precio peligrosamente cercano al costo de producción de una gran cantidad de países. A partir de abril de 1998 finalmente OPEP decide reducir sus cuotas para alcanzar una disminución total de 1,25 millones de BPPD. En julio llevan a cabo un nuevo recorte de 1,335 millones. Un recorte de alrededor de 3 millones de BPPD en unos cuatro meses. Sin embargo, los precios continuaron cayendo hasta diciembre de ese año.

En 2001 se produjo una nueva presión hacia la baja. Luego de haber pasado por el pico del ciclo, la economía de los EE. UU. comenzó a debilitarse. Por otra parte, algunos países no miembros de la OPEP comenzaron a aumentar su producción. Para el primero de septiembre de 2001, la organización había reducido su producción en 3,5 millones de barriles diarios más. Este recorte posiblemente hubiera sido suficiente para revertir la tendencia a la baja. Sin embargo, el pánico en los mercados generado por el acto terrorista del 11 de septiembre moderó las posibilidades de recuperación. Por cautela política OPEP se abstiene de llevar a cabo un nuevo recorte de producción hasta enero de 2002 cuando cierra 1,5 millones de barriles adicionales. Esta medida fue secundada por varios países no miembros de la OPEP como por ejemplo Rusia que redujo su producción entre 400 y 500 mil BPPD. Esta medida tuvo el efecto deseado y los precios se recuperaron hasta llegar a un nivel de \$25 por barril. En ese momento, los productores no-OPEP deciden comenzar a reabrir su producción.

El relato anterior constituye una clara demostración de los problemas que enfrenta hoy en día la OPEP para controlar los precios del mercado. No nos referimos a las tradicionales dificultades para mantener la disciplina entre sus miembros y evitar que algunos produzcan por encima de la cuota que le ha sido asignada. Nos referimos a un problema más profundo. A un problema de tipo estructural. Al momento de su fundación en 1960 la organización llegó a controlar más del 50 % del mercado mundial de petróleo. En los años 80 del siglo XX se incorpo-

ra producción adicional de países no pertenecientes a la organización y otros estados, con sus modestos descubrimientos, han alcanzado un considerable nivel de autosuficiencia. Finalmente se han implementado medidas de ahorro de energía y los esfuerzos por desarrollar fuentes alternas están en pleno desarrollo. Todo ello ha conducido a que la participación en el mercado mundial por parte de la OPEP, en estos momentos, esté ligeramente por debajo del 40 %. Ciertamente, la concertación de un grupo de países que controle cerca del 40 % de la producción mundial sigue siendo un factor de importancia considerable. Sin embargo, su influencia ya no es tan marcada como en otros tiempos. Esto, simplemente significa que ejercer el mismo control sobre el mercado que ejercía en otras épocas se ha vuelto mucho más costoso. Los recortes de producción que la OPEP debe llevar a cabo hoy en día para lograr el mismo efecto en los precios que lograba en el pasado son mucho mayores.

La gran escalada de precios 2002–2008

En 2002 y 2003 ocurren dos eventos históricos que no sólo impiden la caída de los precios, sino que contribuyen a dispararlos a los niveles alcanzados durante el año 2008. Por una parte, durante el mes de febrero de 2002 estalla una huelga general en Venezuela. Esto prácticamente paraliza totalmente la producción del país. Dicha producción se encontraba en ese momento en alrededor de 3,2 millones de BPPD con un potencial algo superior a los 3,5 millones de barriles. En represalia contra la huelga, el gobierno de Venezuela despide a más de veinte mil empleados de la industria. Con ello quedan prácticamente desmantelados sus cuadros técnicos. Como consecuencia el país nunca ha podido recuperar su capacidad de producción. Para agosto de 2009 se estima que el volumen de producción se encuentra en alrededor de 1,8 millones de barriles sin que exista, por otra parte, ninguna provisión de potencial. PDVSA se encuentra produciendo a potencial de manera permanente. A pesar de que el gobierno venezolano reiteradamente insiste en que el volumen de produc-

ción continúa estando en alrededor de 3,2 MM BPPD, todos los indicadores indirectos (volúmenes asegurados por fletes marítimos de exportación, caída en el número de taladros activos,...) indican lo contrario. Así por ejemplo, entre 1996 y 1998 había en el país alrededor de 110 taladros activos. Esta cifra se encuentra en alrededor de 50 unidades a mediados de 2009. Esto es también negado por el gobierno venezolano. Sin embargo la cifra de alrededor de 50 taladros es consistentemente certificada por todas las firmas especializadas que mantienen estadísticas de los taladros de las contratistas a nivel mundial. Por si todo eso fuera poco, las cifras oficiales de la misma OPEP corroboran tanto los volúmenes de producción como el número de taladros activos en Venezuela.

Adicionalmente, el 20 de marzo de 2003 se inicia la invasión a Irak con lo cual la producción de ese país cayó a 1,33 millones de barriles diarios. La producción entre 1999 y 2002 había fluctuado, dependiendo de las condiciones del mercado entre 2,5 y 3 millones de BPPD. Hasta mediados de 2002, la capacidad ociosa a nivel mundial (el margen de potencial de producción por encima de la producción real) estaba en el orden de los 6 millones de barriles diarios. Para mediados de 2003 había caído por debajo de 2 millones y durante gran parte de 2004 y 2005 se mantuvo por debajo del millón de barriles. En un mundo cuyo consumo fluctúa alrededor de los 80 millones de BPPD, esto representa una caída en el potencial de producción de entre el 5 y el 6 %.

Un cambio fundamental en la estructura de precios de referencia

Pero, cabe preguntarse: ¿Bastan sólo los eventos que acabamos de describir para explicar el explosivo crecimiento de los precios del crudo y, sobre todo, su volatilidad? ¿Es suficiente la caída en el potencial de producción mundial de más de un 5 % para explicar un incremento de los precios desde los \$8 por barril hasta casi 125 en un lapso de escasamente diez años? Más aún, ¿basta la actual crisis económica mundial para explicar el subsiguiente desplome desde valores cercanos a los \$130 por barril hasta niveles a veces

por debajo de \$40 en un período menor de un año? La respuesta es, definitivamente, un rotundo no. Ciertamente, cuando se comparan los precios del petróleo en términos reales, el pico de la subida que culminó en 1980 es muy cercano al actual. Sin embargo, ni la subida hacia ni la bajada desde dicho pico fueron tan violentas. Por otra parte, la diferencia absoluta del incremento, en aquel momento, fue de alrededor de \$30, y la caída de alrededor de \$10. En el episodio presente, la magnitud del incremento ha sido de más de cien dólares y la posterior caída está en el orden de entre cincuenta y ochenta.

En el fundamento del sistema para establecer los valores de referencia del petróleo en los mercados internacionales ha ocurrido una verdadera revolución copernicana. Está se inicia con un hecho al cual nadie dio mayor importancia a su debido momento. En 1978 la bolsa mercantil de Nueva York (*New York Mercantile Exchange* o NYMEX) introdujo la negociación de contratos a futuro de aceite combustible. Rápidamente este mercado se expandió a otros productos derivados del petróleo. Posteriormente, en vista del éxito alcanzado por estos mercado entre los inversionistas, en 1983 el NYMEX introdujo la negociación de contratos a futuro para el crudo *West Texas Intermediate*. Hoy son varios los crudos cuyos contratos a futuro se transan en las bolsas de mercancías a nivel mundial.

Los contratos a futuro son parte de los llamados "productos derivados". Con ello el petróleo y los diversos productos que de él se obtienen han pasado a ser un *commodity* (una mercancía) más. Al igual que el algodón, el aceite de soya, el maíz, el jugo de naranja, el café, el azúcar. Todas las *commodities* se transan habitualmente en mercados especiales en forma de productos derivados. Estos son papeles negociables cuyo valor "se deriva" de los bienes originarios. Los bienes que los respaldan pueden ser materias primas, productos o cualquier tipo de mercancía. Los productos derivados de algún tipo de mercancía son los llamados valores derivados no financieros. Pero estos títulos pueden también derivarse de valores de renta fija o variable o de los índices

compuestos de los mercados de los bienes anteriores. Estos son los valores derivados financieros³².

Los mercados de productos derivados³³ están sujetos a un alto grado de especulación debido a que se fundamentan en expectativas de tipo subjetivo. Los precios a futuro estimados para una determinada mercancía dependen de la percepción que los inversionistas tengan del mercado en un momento dado. Durante el lapso de vigencia del contrato dicho valor estimado puede sufrir considerables variaciones con relación al precio estimado originalmente. La transferencia en el tiempo de la mercancía o el instrumento financiero se efectúa realmente sólo en un determinado momento en una fecha futura. En el interin, el contrato ha sido negociado una innumerable cantidad de veces. Todas estas transacciones intermedias tienen un carácter puramente especulativo. Quienes intervienen en ellas no tienen ninguna intención de tomar posesión de la mercancía. Sólo están apostando al alza o la baja del valor del instrumento o producto derivado.

Según algunos autores (Treat et al., 1984, p. 2) los mercados de productos financieros derivados son un reflejo y no la causa de la volatilidad de los productos que en ellos se transan. Este no parece ser el caso en el mercado petrolero. Esto pudiera ser cierto si el volumen de transacciones fuera representativo de las operaciones de protección ("*hedging*") utilizado por quienes concurren a dicho mercado para contrarrestar fluctuaciones en el precio del producto. Cuando en un determinado mercado la mayor parte de los actores no están interesados en tomar eventualmente posesión física del producto se incrementa el ingrediente especulativo. El alto ingrediente especulativo que se ha introducido en los productos derivados en el mercado petrolero se evidencia por la cantidad de barriles que se transan diariamente a través de estos papeles comparado con la verdadera producción mundial de petróleo. El movimiento diario de estos "barriles de papel" está hoy en día en el orden de los 250 millones de barriles. Tres veces más que la producción real que está en el orden de los 80 a 85 millones de BPPD.

32 Existen dos modalidades de productos derivados: Los contratos a futuro y las opciones. Los contratos a futuro son instrumentos que establecen la obligación de transferir un bien entre las partes en una fecha futura a un precio determinado. Por otra parte las opciones son contratos que establecen para una de las partes el derecho pero no la obligación de entregar o recibir el bien objeto de la operación. Aquellos contratos que establecen la obligación para quien debe entregar pero no para el receptor de recibir, son las llamadas *call options*. La operación se ejecuta a discreción del receptor mientras que el oferente está obligado a entregar si es requerido a hacerlo. El caso contrario, cuando el receptor está obligado a recibir la mercancía que el oferente, a su discreción, le entrega es la opción conocida como *put option*.

33 Los valores comerciales, incluidos los productos derivados, pueden comercializarse de dos maneras. Por una parte se pueden comercializar en un mercado establecido para tal fin (una bolsa) que actúa como intermediario y garante en todas las transacciones. Por este servicio la bolsa cobra un "margen inicial" a ambas partes. Los mercados más grandes en el área de productos derivados son el *Korea Exchange* y el *Eurex* y el *CME group* (resultante de la reciente fusión en 2007 del *Chicago Mercantile Exchange* y el *Chicago Board of Trade*). Existe un mercado de transacciones directas (*Over the Counter*) en el cual las transacciones se negocian y perfeccionan directamente entre las partes. Esto representa un ahorro en el costo de la transacción, sin embargo no ofrece la garantía de la intermediación de una bolsa. Aún así, el mercado *over the counter* es gigantesco. Se estima que sólo en los Estados Unidos había transado hasta junio de 2007 más de 500 trillones de dólares.

34 Usualmente se conocen como “cortes” las fracciones que pueden obtenerse de cada crudo mediante el proceso de refinación así como las cantidades relativas de los mismos.

La migración en la base utilizada para establecer los valores de referencia en el mercado petrolero implica un cambio radical en el método de análisis utilizado para ello. Hasta antes de la década de los ochenta del siglo XX los diferentes métodos utilizados para establecer los precios de referencia en el mercado se basaban en un “análisis fundamental”. Este tipo de análisis estima los valores de cualquier bien en base a las características intrínsecas del mismo. El valor de las acciones o los bonos de una empresa dependerán de la situación financiera de esta, de sus indicadores de retorno sobre la inversión, su crecimiento en los mercados o el lanzamiento de productos novedosos. En el caso del petróleo su precio dependerá de su gravedad y otras propiedades físicas, las impurezas que contiene, los “cortes”³⁴ que de él pueden obtenerse en el proceso de refinación,.... Por otra parte, pueden influir en un análisis fundamental las características del mercado mismo: La situación de inventarios, el costo de los fletes, la disponibilidad de unidades de transporte, las condiciones climáticas esperadas,...

Quienes estudian los mercados de valores, de cualquier tipo de valores, con fines especulativos, basan sus decisiones en el llamado “análisis técnico”. El mismo consiste en estudiar las tendencias históricas de dicho mercado, del mercado de valores, no del mercado de la mercancía en sí. El análisis técnico estudia los “patrones de conducta” que han mostrado los precios dentro de dicho mercado en base a los gráficos históricos del desarrollo de los precios. De este modo, los analistas reconocen, por ejemplo, los llamados “puntos de resistencia” (aquel precio que el título-valor o la mercancía ha alcanzado en varias oportunidades sin poder sobrepasar, sea hacia arriba o hacia abajo), forma y variaciones en la pendiente ascendente o descendente de las curvas, formas o patrones especiales tales como las llamadas “cabeza y hombros” y similares. En el fondo, lo que este tipo de análisis genera son distintos niveles de expectativas con relación al comportamiento futuro de los precios. Como hemos mencionado, a partir de la década de los ochenta del siglo veinte los pre-

cios de referencia del petróleo se estiman de manera indirecta a partir de los productos derivados que se cotizan en los mercados. Bajo estas condiciones lo que priva, básicamente, es un análisis de tipo técnico con la correspondiente generación de expectativas y la consiguiente volatilidad.

No obstante, es necesario reconocer que el presente sistema para establecer los precios de referencia del petróleo parece haber surgido de una necesidad. La complejidad que había adquirido el mercado con el incremento en su número de actores habían restado confiabilidad a las cotizaciones divulgadas por las publicaciones especiales (Principalmente Plat’s y PIW). Las cotizaciones de los mercados derivados terminaron utilizándose como valores de referencia a falta de una alternativa mejor. Sobre todo cuando al principio pudo haberse pensado que los mismos no se convertirían en instrumentos de carácter tan especulativo y que reflejarían mejor las condiciones del mercado. De cualquier modo, la nueva estructura de los valores de referencia ha significado un cambio radical. Los precios de referencia se han alejado de las propiedades inherentes al producto y al mercado y han sido sustituidos por un método de análisis propio de mercados netamente especulativos. Como resultado, ciertamente es inevitable que el mercado se haya vuelto más impredecible y altamente volátil. Ha pasado a ser altamente dependiente de las percepciones de un grupo de actores cuyo interés no es el mercado petrolero en sí, sino la especulación con papeles financieros.

Como comentario adicional vale la pena observar que las expectativas de los actores en cualquier mercado especulativo siguen estando, en alguna medida, influidas por ciertos elementos fundamentales. Sin embargo, no es una influencia derivada de un análisis consciente sino de una percepción que pasa a formar parte de los elementos que conforman el análisis técnico. Así, por ejemplo, la violenta escalada de los precios a partir de 2002 – 2003 se debió, en gran medida a la percepción de inseguridad que se desarrolló en el mercado debido a la importante pérdida de potencial de producción a nivel mundial.

Del mismo modo, la crisis económica actual hace percibir que se avecina una importante caída en la demanda. Las tasas de producción que se esperan para satisfacer esa demanda deberían permitir desarrollar nuevamente un remanente en forma de capacidad ociosa. Es decir, debería reaparecer el tan esperado “factor de seguridad” que representa el potencial de producción.

Un comentario final

En todo el desarrollo de los análisis asociados a los precios del petróleo y sus productos derivados es indispensable tomar en cuenta un elemento generalmente ignorado en los mercados. Sobre todo en los mercados complejos. Se trata de la dispersión de la información relacionada con el mismo. La complejidad del mercado petrolero se deriva precisamente de la gran cantidad de actores que concurren al mismo por razones totalmente distintas. Analizar un mercado de estas características no puede significar tratar de interpretar los eventos del pasado proyectándolos hacia el futuro o predecir el comportamiento y las preferencias de la sociedad como un todo. La información requerida para ello se encuentra inmanejablemente dispersa en el comportamiento de cada uno de los innumerables actores que concurren a los mercados. Cada uno con sus propias necesidades e intereses que pueden, además, variar con el tiempo. A veces a muy corto plazo. Adicionalmente, las decisiones de algunos de estos actores no siempre son absolutamente racionales. Las implicaciones políticas usualmente asociadas a este mercado hacen que en algunos casos dichas decisiones estén afectadas por factores emocionales. Desde un punto de vista sistémico, este mercado es un sistema extremadamente complejo pero que usualmente tratamos de manejar en base a promedios muy generales. En este sentido, von Mises (1966) afirma que “acostumbramos a hablar metafóricamente de las fuerzas automáticas y anónimas que actúan en los ‘mecanismos’ del mercado. Al emplear estas metáforas la gente ignora el hecho que los únicos factores que dirigen el mercado y la determinación de los precios son las acciones intencionadas de las

personas. [...] El mercado es un cuerpo social; es antes que nada un cuerpo social” (p. 315).

Las relaciones de causa a efecto en cualquier fenómeno social son demasiado complejas que hacen falaz cualquier simplificación, predicción o, por supuesto, cualquier ilusión de determinismo histórico. Los eventos sociales se presentan de manera inesperada y por las causas más impredecibles. ¿Quién hubiera podido predecir a fines de 1988 que la noche del 9 al 10 de noviembre de 1989 iba a caer el muro de Berlín? Con relación al movimiento de los mercados, lo más que podemos hacer es traer a nuestra atención las tendencias que apuntan en una u otra dirección.

De este modo, con relación a posibles caídas en la demanda y consiguientemente de los precios podemos centrar nuestra atención en varios hechos. Por una parte, los efectos de la actual crisis económica que pudieran ejercer presión sobre la demanda aún por algún tiempo. Por otra parte, la conciencia de ahorro energético y el esfuerzo por desarrollar fuentes alternas de energía por parte de muchas sociedades desarrolladas. La Unión Europea cuenta con planes concretos muy ambiciosos en este sentido. Los Estados Unidos parecen estar tomando conciencia al respecto. Países como Brasil se encuentran fuertemente comprometidos en el desarrollo de la tecnología del hidrógeno y en el uso del metanol como complemento al uso de combustibles fósiles.

En el otro extremo, podemos mencionar varios factores que apuntan hacia un aumento de los precios bien sea por el aumento de la demanda en ciertos sectores o por una depresión en la oferta. En el primer caso está el dramático incremento en la demanda que se está produciendo en países como China y la India. En el otro extremo sigue en pie la polémica del *peak oil*. Desde hace ya bastantes años se discute la capacidad de los nuevos descubrimientos para compensar la producción anual del planeta. Los pocos descubrimientos que se vienen llevando a cabo son cada vez más costosos tanto para su identificación como para su desarrollo y explotación.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA HERMOSO, Eduardo (1969, 1971). *Análisis histórico de la OPEP* (2 vols.). Mérida, Venezuela: Talleres Gráficos Universitarios. Caracas, Venezuela: Editorial Arte

ADELMAN, M. A. (1972). *The World Petroleum Market*. Baltimore, MD. EE. UU.: The Johns Hopkins University Press.

AGRUPACIÓN DE ORIENTACIÓN PETROLERA (AGROPET) (1975). *Trabajos presentados ante el Presidente de la República*. Caracas, Venezuela: Inédito.

BAPTISTA, Asdrúbal y MOMMER, Bernard (1987). *El petróleo en el pensamiento económico venezolano: Un ensayo*. Caracas, Venezuela: Ediciones IESA.

BERGIER, Jacques y THOMAS, Bernard (1970) *La guerra secreta del petróleo*. Barcelona, España: Plaza & Janés, S.A. Editores.

CALDERÓN BERTI, Humberto (1978). *La nacionalización petrolera: Visión de un proceso*. Caracas, Venezuela: Gráficas Armitano, C.A.

————— (1983). *Petróleo y opinión pública*. Caracas, Venezuela. Fondo Editorial "Oro Negro".

————— (1991). *La invasión a Kuwait*. Caracas, Venezuela: Joaquín Ibarra, Impresores.

CARTWRIGHT, Michael R (1991). *Accounting for Mineral Reserves. In Partial Fulfillment of Requirements of BA-711*. Managerial Accounting: April 25, 1991.

COMISIÓN PRESIDENCIAL DE LA REVERSIÓN PETROLERA (1974). *Informe*. Caracas, Venezuela: Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Centro de Evaluaciones.

CORONEL, Gustavo (1983). *The Nationalization of the Venezuelan Oil Industry. From Technocratic Success to Political Failure*. Lexington, MA., EE. UU.: Lexington Books.

FRONJOSA, Ernesto (1977). *Elementos para el diseño de un sistema de avalúo económico apropiado a la exploración de hidrocarburos*. Caracas, Venezuela: Sociedad Venezolana de Geólogos. V Congreso Geológico Venezolano.

————— (1979). *Definiciones de términos y categorías de reservas de petróleo y gas a ser utilizadas por la industria*. Colegio de Ingenieros de Venezuela, Sociedad Venezolana de Geólogos y Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. Coloquio sobre reservas de hidrocarburos en Venezuela. 20 de julio de 1979.

————— (1979). *Exploration Activities in the Venezuelan Nationalized Industry*. OPAEP. 1^{er} Petroleum Exploration Congress. Kuwait, November, 1979.

————— (1980). *Métodos de evaluación económica de proyectos en la exploración de hidrocarburos*. 1^{er} Congreso Panamericano de Geología. Buenos Aires, Argentina.

————— (1980). *Análisis económico en la exploración de hidrocarburos*. Caracas, Venezuela: "Zumaque", Revista oficial de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Diciembre de 1980.

GALLUN, Rebecca A. y STEVENSON, John W. (1983). *Fundamentals of Oil and Gas Accounting*. Tulsa, OK., ee. Uu.: Penn Well Books.

HARTSHORN, J. E. (1967). *El petróleo empresas privadas y gobiernos*. Bogotá, D.E., Colombia: Editora Continente, Ltda.

LANE, Kenneth F. (1991). *The Economic Definition of Ore*. London, England, U.K.: Mining Journal Books Limited.

M. DE MORENO, Asunción (1978). *Transporte marítimo de petróleo*. Caracas, Venezuela: Ediciones petroleras Foninves.

MARTÍNEZ, Anibal R. (1970). *Cronología del petróleo venezolano*. Caracas, Venezuela: Ediciones Librería Historia.

————— (1971). *Petróleo seis ensayos*. Caracas, Venezuela: Edreca editores.

MCBETH, Brian S. y SULLIVAN, William M. (1978). *Historia documental de la industria petrolera*. Caracas, Venezuela: Gráficas Armitano, C.A.

MENDOZA G., Fernando (1968). *Ensayos de economía petrolera*. Caracas, Venezuela: Cromotip.

MORENO LEÓN, José Ignacio (1981). *Profundización de la nacionalización petrolera venezolana. Aspectos económicos, administrativos y fiscales*. Caracas, Venezuela: Ediciones Centauro.

OPPENHEIMER, Ernest J. (1980). *Natural Gas: The New Energy Leader*. New York, NY., EE. UU.: Pen and Podium Products.

PARRA, Francisco (2005). *Oil Politics. A modern history of petroleum*. New York, NY., EE. UU.: I.B. Tauris & Co. Ltd.

PÉREZ ALFONZO, Juan Pablo (1971). *Petróleo y dependencia*. Caracas, Venezuela: Síntesis Dos Mil, C.A.

PORTER, Michael E. (1985). *Competitive Advantage. Creatin and Sustaining Superior Performance*. New York, NY., EE. UU.: The Free Press. A Division of Macmillan Inc.

PRUETT, Sarah y VANZANTE, Neal (ca. 2003) *Successful Efforts Versus Full Cost: Accounting Controversy May Soon Be Resolved*. Kingsville, TX., EE. UU.: Texas A&M University (http://www.theaccountingjournal.org/successful_efforts_versus_full_c.htm).

SADER PÉREZ, Rubén (1969). *Cartas petroleras*. Caracas, Venezuela: Editorial Arte.

————— (1969). *Problemas del crecimiento de una empresa petrolera del Estado*. Caracas, Venezuela: Monte Ávila Editores.

SAMPSON, Anthony (1975). *The Seven Sisters. The Great Oil Companies and the World They Made*. New York, NY., EE. UU.: The Viking Press.

SMITH, C. Aubrey y BROCK, Horace (1965). *Accounting for Oil and Gas Producers*. Englewood Cliffs, NJ., EE. UU.: Prentice Hall, Inc.

SORIA, Enrique (2009). *Avances Tecnológicos en el uso de la Energía Eólica y Solar. En Cuando el futuro nos alcance. El petróleo y las nuevas alternativas energéticas*. Caracas, Venezuela: Universidad Metropolitana.

SOSA PIETRI, Andrés (1993). *Petróleo y poder*. (2ª edición). Caracas, Venezuela: Editorial Planeta, S.A.

THE BRITISH PETROLEUM Company Limited (1977). *Our industry Petroleum*. Norwich, U.K.: Jarrold & Sons Ltd.

TISSOT, Roger (2009). *Las nuevas realidades energéticas globales, factores condicionantes y tendencias. En Cuando el futuro nos alcance. El petróleo y las nuevas alternativas energéticas*. Caracas, Venezuela: Universidad Metropolitana.

TREAT, John Elting, et. al. (1984). *Energy Futures. Trading opportunities for the 1980s*. Tulsa, OK., EE. UU.: PennWell Books.

UNITED NATIONS. Natural Resourcesand Energy Division. Department of Technical Co-operation for Development (1982). *Petroleum Exploration Strategies in Developing Countries*. London, U.K.: Graham & Trotman Limited.

VALDAO DE MIRANDA, Paulo Emilio (2009). *El Hidrógeno como Energía del Futuro y su Impacto en el Consumo de Petróleo. En Cuando el futuro nos alcance. El petróleo y las nuevas alternativas energéticas*. Caracas, Venezuela: Universidad Metropolitana.

VAN MEURS, A. P. H. (1971). *Petroleum Economics and Offshore Mining Legislation. A Geological Evaluation*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Publishing Company.

VARIOS (1989). *La industria venezolana de los hidrocarburos* (2 vols.). Caracas, Venezuela: Ediciones CEPET.

————— (2009). *Cuando el futuro nos alcance. . . .*

VON MISES, Ludwig (1966). *Human Action. A Treatise on Economics*. (3^{ra} edición). Contemporary Books, Inc.: Chicago, Ill, EE. UU.

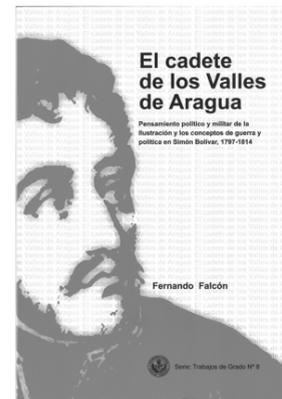
YERGIN, Daniel (1991). *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money & Powewr*. New York, N.Y., EE. UU.: Simon & Schuster.

MEDIOS ELECTRÓNICOS

<http://www.investopedia.com/investing-topics/Commodities>. Consultado: 24/01/2010.

http://www.minval.com/mnrlacct_mineral.html. Consultado: 24/01/2010.

http://www.theaccountingjournal.org/successful_efforts_versus_full_c.htm. Consultado: 24/01/2010.



El cadete de los Valles de Aragua

El pensamiento político y militar de la Ilustración y los conceptos de guerra y política en Simón Bolívar, 1797-1814

Fernando Falcón

ISBN 980 00 2341 0

A la larga e inagotable bibliografía sobre El Libertador viene a sumarse este enjundioso ensayo sobre los conceptos de guerra y política en Simón Bolívar. Enjundioso por la acuciosidad del autor en rastrear las fuentes y seguir paso a paso el desarrollo del pensamiento del Libertador en la materia señalada, enmarcándolo a su vez dentro del pensamiento militar y político de su época.

El orden y los pormenores de la exposición, sustentados por innumerables documentos consultados sin añadir más que los comentarios propios necesarios, hacen de esta obra una referencia obligada de consulta para futuros trabajos sobre el tema.

En el primer capítulo, "Evaluación del contexto de la primera formación militar de Simón Bolívar" (1797-1803), el autor pasa revista a la situación de los problemas de defensa en América y a las tácticas de guerra imperantes en Europa. La Corona española había eslabonado el famoso sistema de "llaves", consistente en fortificaciones costeras, para la defensa de sus intereses en el Nuevo Mundo. Así fueron construidas las fortificaciones de Cartagena de Indias ("Llave del Perú"), de Cuba ("Llave del Nuevo Mundo") y Puerto Rico ("Llave de las Antillas"), entre las principales; y entre las secundarias, las de Portobelo, Veracruz, Maracaibo, Puerto Cabello, La Guaira, Cumaná, Margarita, Guayana, Trinidad.

Sin embargo, en Europa, España experimentaba un notorio atraso en cuanto a preparación militar respecto de Inglaterra, Francia, Austria, Prusia. De allí que Carlos III decida emprender la transformación del Estado y del estamento militar, tomando como base la experiencia del ejército prusiano y sus notables éxitos en la guerra, cuya teoría clásica renovada se había enriquecido con el aporte de las prácticas de María Teresa de Austria, quien había incorporado al ejército tradicional a los panduros croatas como tropa ligera (hostigamiento tipo guerrilla) y a los húsares magiares de a caballo (nacimiento de los "cazadores") y que Federico II de Prusia había aceptado a regañadientes y que luego serían asimilados también por el ejército francés. Francia presta su colaboración a España para el desarrollo de la artillería y la construcción naval.

Alfredo Rodríguez Iranzo

Dpto. Humanidades Universidad Metropolitana