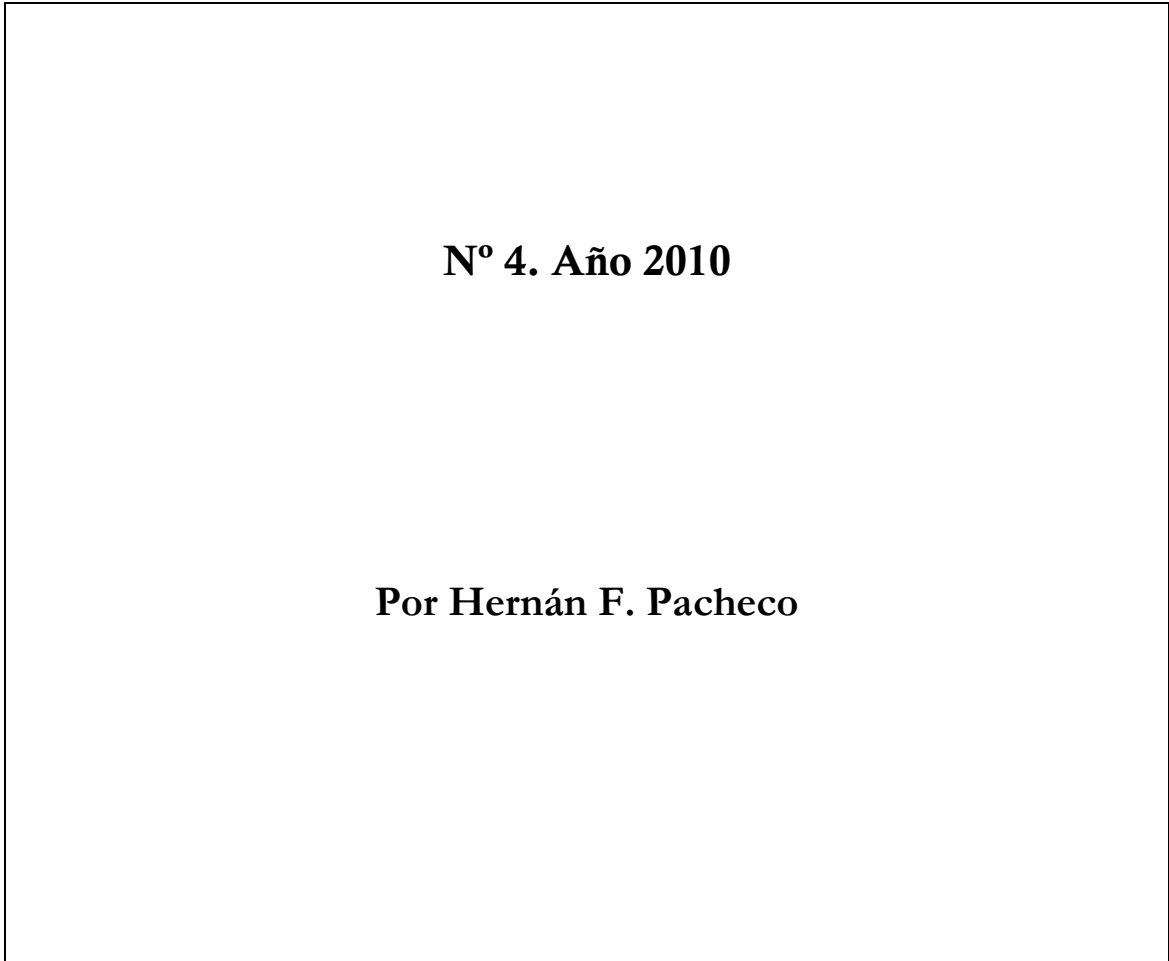




# **Informe Sobre El Mercado Energético Mundial**



**Nº 4. Año 2010**

**Por Hernán F. Pacheco**

## Índice:

<u>Análisis I: Refinación, el hoyo financiero de las petroleras</u>	4
✓ <i>Los europeos pierden, los asiáticos y los árabes ganan</i>	6
✓ <i>Estados Unidos y Europa ven desplomarse sus activos de refinación</i>	8
✓ <i>Total entre los compromisos gubernamentales, las pérdidas locales y la expansión en el exterior</i>	11
✓ <i>Royal Dutch Shell, BP, Repsol y otras independientes, entre reestructuraciones por las pérdidas</i>	14
<u>Análisis II: El sector de servicios petroleros en su etapa de consolidación</u>	17
✓ <i>Aguas profundas, gas shale y otros desafíos de perforación</i>	20
<u>Análisis III: Venezuela y la (re)estrategia de explotación petrolera</u>	21
✓ <i>Junín 6: de promisorio a arriesgado</i>	26
✓ <i>¿45% de factor de recobro del petróleo de la Faja del Orinoco?</i>	26
✓ <i>¿Refinería venezolana en China?</i>	29



## Análisis I: Refinación, el hoyo financiero de las petroleras

\* Las refinadoras en todo el mundo enfrentaron un doble golpe en 2009 porque cayó la demanda mundial de combustible por la recesión y una serie de nuevos proyectos de refinación planeados durante los años de boom entraron en línea, ajustando los márgenes. " *Your car might be a Ferrari, but if the road's bad you're not going to get anywhere fast*".



Aunque con una enorme riqueza, está claro que la industria petrolera todavía tienen que aprender una o dos cosas sobre los movimientos de los negocios. Los resultados de **BP**, **Chevron** y **Exxon** mostraron de nuevo el grave problema que asola al sector petrolero: las refinerías pierden cada vez más dinero y perjudican los resultados de exploración y producción del petróleo o del gas. Los números presentan un desequilibrio que las oil majors permitieron desarrollar entre sus operaciones de *upstream* y *downstream*. De hecho, el sector de refinación en la **Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)** genera retornos del 3% por debajo del costo de capital de las empresas desde el año 2003<sup>1</sup>. Históricamente, la refinación de petróleo fue un sector de bajos márgenes, con menos inversiones, en particular mejorando la capacidad existente. Sin embargo, en el

período que transcurrió de 1970 a 1990, hubo una cantidad considerable de inversiones en el sector; aunque la demanda permaneciera baja debido a la crisis financiera en Asia y el bajo crecimiento industrial en todo el mundo.

Según la **Agencia Internacional de la Energía (AIE)**, las refinerías petroleras a nivel mundial procesarán 72,6 millones de barriles de crudo por día en el primer trimestre, dejando las estimaciones mayormente sin variación respecto al mes previo. " *La proyección de la OCDE es vista al alza en 300.000 bpd a 35,4 millones de bpd, mientras que en los no OCDE es previsto en 37,3 millones de bpd, 300.000 bpd menos que el reporte del mes pasado*", dijo la agencia con base en París. Una refinación mayor a la esperada en Canadá, México, Japón y Corea contrarrestará la alta actividad de mantención.

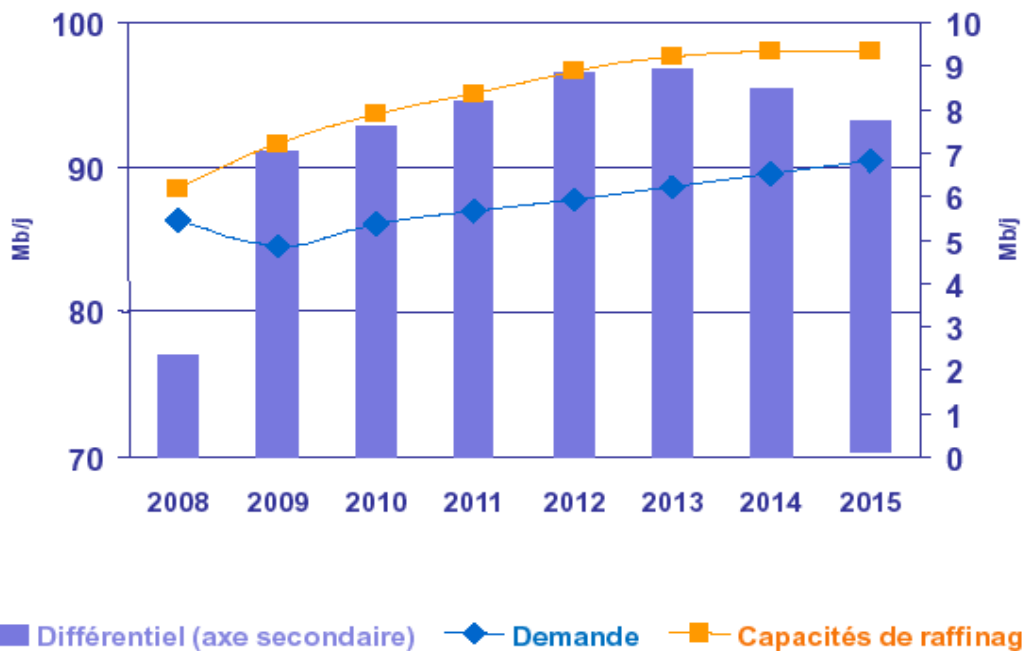
El procesamiento mundial será 1 millón de bpd mayor entre enero y marzo que en el mismo periodo del año anterior, aunque esa cifra es igualmente 1,35 millones de bpd más

<sup>1</sup> The New York Times, "French Oil Strike Stokes Fears of Fuel Shortages", (22/2)

baja que los niveles del primer trimestre del 2008. La AIE revisó al alza los estimados de procesamiento de crudo de la OCDE para el cuarto trimestre en 52.000 bpd a 35,3 millones de bpd, ayudado por la fuerte demanda de exportación a mercados emergentes como China. La refinación de crudo china subió más de lo esperado a un máximo histórico de 8,15 millones de bpd en diciembre desde 8,1 millones de bpd en noviembre para cumplir con la creciente demanda por productos de petróleo. La fuerte demanda asiática también ayudó a impulsar las tasas de utilización de las refinerías en los países OCDE durante noviembre. Las tasas de utilización de la OCDE en noviembre subieron al 77,6 por ciento desde el 77,4 por ciento en octubre, su nivel más bajo desde 1995, dijo la agencia. Datos preliminares mostraron que las tasas de diciembre habrían crecido por segundo mes consecutivo al 78,9 por ciento.

"Apostar a la refinación se parece a jugar a la ruleta rusa", dijo **Fadel Gheit**, analista de petróleo de **Oppenheimer and Co.** "Hay tantos factores que están fuera del control de las compañías petroleras". Hasta hace poco existían preocupaciones de que el mundo necesitaba más refinerías del petróleo. La escasez era tan aguda que en **Estados Unidos, George W. Bush** ofreció viejas bases militares de la industria militar como sitios. Ahora, el negocio afronta un desafío bastante diferente<sup>2</sup>. El dolor de cabeza para las *majors* es que el negocio de refinación es cíclico. Entre 1992 y 2003, los márgenes estaban en el rango de 3 a 6 dólares por barril en dinero actual. Esto se elevó a 12 dólares por barril en promedio para refinación en los años de oro entre 2005 y 2008.

## Excédents mondiaux des capacités de raffinage



El resultado es una paradoja para los gigantes del crudo. A medida que los precios del petróleo suben, generan grandes ganancias con sus operaciones de exploración y bombeo de petróleo. Pero a la vez, ven cómo se derrumban las utilidades en las operaciones de refinación y marketing. Esa desconexión se está volviendo problemática para las grandes petroleras, afirma **Olivier Abadie**, un analista de refinación de **Cambridge Energy Research Associates**, en París. "Para resolver esta situación no me

<sup>2</sup> The Times, "Why stay here when abroad is better?", (21/1)



sorprendería que estén pensando en separar los dos grupos de operaciones, tal como hicieron con los petroquímicos", señala. La demanda de productos petroleros descendió en 2,1 millones de barriles diarios durante los últimos dos años, o 2,4%, según Abadie, de Cambridge Energy<sup>3</sup>. Sin embargo, el mundo se encuentra con un exceso de capacidad de refinación superior a los cuatro millones de barriles al día.

## Los europeos pierden, los asiáticos y los árabes ganan

**Pain for some is gain for others.** "La iniciativa en el sector de refinación es moverse de las tradicionales compañías petroleras internacionales y refinadoras independientes a compañías petroleras semi-estatales y nacionales (conocidas en inglés con la sigla NOC)", dijo **Energy Market Consultants Ltd.** El liderazgo en la inversión en nueva capacidad refinación está en



gigantes del upstream como el saudí **Aramco** y otras firmas estatales de **Medio Oriente**, la brasileña **Petrobras**, la venezolana **PDVSA** y las refinерías chinas mayor, según la consulta. Entre **China, India, Arabia Saudita, Rusia y Corea** están poniendo en marcha proyectos de refinерías de petróleo de más de 8 millones de barriles al día, muchos de ellos justificados por razones puramente políticas. Incluso si la mitad de estos se cancelasen, la sobrecapacidad se mantendrá durante al menos 10 años. Según **Sanford Bernstein**, el surge de mega-refinерías comenzará a exportar el combustible en el mundo entero. Ellos representan el 69% de los 9.3 millones de barriles por día de nueva capacidad de refinación probablemente para continuar en el mercado entre 2009 y 2014.

Los *traders* en Singapur obtienen ganancias de una nueva planta en la costa occidental de la **India** y un barco que se dirige a **Florida** llenó de jet fuel de **Taiwán**. Esto significa ganancias más altas para las compañías y traders en Asia, donde el consumo subió 13 veces más rápido que en Europa y Estados Unidos. Es también porque **Morgan Stanley** puede comprar jet fuel en Taiwán y transportarlo 11.500 millas a **Port Everglades**, Florida, y aún ganar dinero<sup>4</sup>. Fundamentalmente Asia está ahora en el centro del negocio de los productos petroleros físicos, y en unos años Singapur puede surgir como un "*major paper-trading center*" para los contratos de derivados, no solamente cargas físicas de petróleo, dijo **Akira Kamiyama**, trader de **Mitsui & Co.**, con sede en Tokio, el segundo mayor proveedor de commodity. El consumo de petróleo en Asia crecerá 3,3% este año, comparado con el 0,26% en Europa y Estados Unidos, donde ninguna nueva refinерía fue construida desde 1976.

<sup>3</sup> The Wall Street Journal, "Refining Squeezes Oil Profits", (15/1)

<sup>4</sup> Business Week, "Crack Spreads Widen as Refineries Close in the U.S.", (5/2)

Las crecientes estimaciones de ganancias para las refinerías en Asia marcarían el salto más grande desde 2003, cuando las tasas aumentaron el 89% a 3.95 dólares por barril de un año antes, según **Deutsche Bank AG**. El banco con sede en Frankfurt recomienda a los inversores comprar en **Reliance Industries Ltd.**, el mayor refinador de la India, y **China Petroleum & Chemical Corp.**, o **Sinopec**. Las empresas chinas e indias buscan comprar en Europa. "*Ellos lo hace para conseguir acceso al mercado local*", dijo **Aileen Jamieson**, de investigación sobre *downstream* con la consultora **Wood Mackenzie**<sup>5</sup>. "*No es estrictamente por motivos comerciales que prevemos una recuperación de los márgenes europeos en el medio al largo plazo*".

**PetroChina** estuvo negociando para comprar la refinería **Grangemouth** en **Escocia**. Del **Ineos Group** que compró la refinería a BP en el 2005, proporciona energía y electricidad a parte de la infraestructura petrolera del Mar del Norte. Un funcionario chino dijo a **Reuters** que la adquisición de un *foothold* en Europa proveería a su empresa con una exportación *outlet* de diesel de Asia a través del Pacífico, un espacio para transportar gasolina a los Estados Unidos a través del Atlántico y algún acceso al mercado de petróleo del **Mar del Norte**.

La refinería Grangemouth está directamente conectada al sistema de tubería **Forties**, que une las plataformas del Mar del Norte con la planta de refinación y transporta el 30% de la producción diaria de petróleo del Reino Unido. El oleoducto, por el que circula un volumen diario de 700.000 barriles de petróleo procedente de 40 campos diferentes, depende en parte de la electricidad y vapor que le suministra la refinería escocesa, que a su vez procesa a diario 210.000 barriles<sup>6</sup>.

La estrategia de comprar grandes refinerías ahora viene con riesgo, soslaya **The Wall Street Journal**<sup>7</sup>. No existe ninguna garantía de que los márgenes de refinación vuelvan a los niveles picos en Europa y Estados Unidos. Pero **Essar** y otras empresas chinas e indias esperan comprar a futuro a precios baratos.

China puede aumentar la capacidad de refinación en más del 10% para 2014, liderando las ganancias en importaciones de crudo según los cálculos en base a estimaciones de **Poten & Partners**.<sup>8</sup> La capacidad de China para convertir el crudo en productos petroleros puede elevarse a más de 7.5 millones de barriles por día de los menos de 7 millones del año pasado. "*Los esfuerzos del gobierno chino por desalentar la importación de productos refinados de petróleo es apoyado en el rápido crecimiento en el sector de refinación local chino*", dijo Poten.

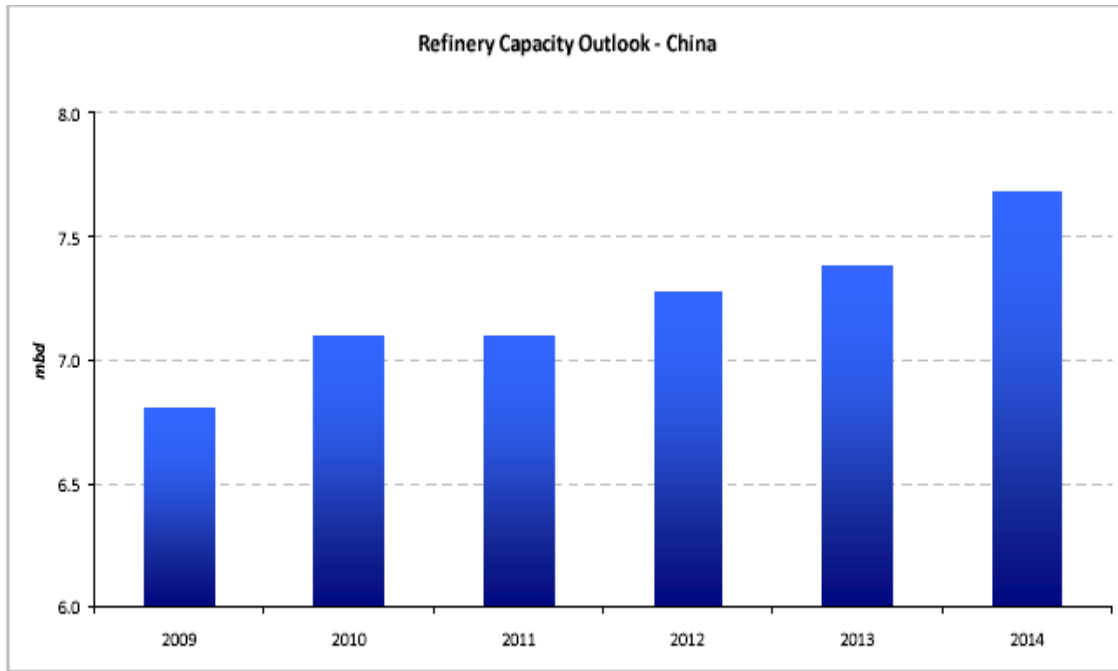
China procesó un record de 374.6 millones de toneladas métricas de petróleo crudo el año pasado, o 7.5 millones de barriles por día, según **China Mainland Marketing Research Co.**, que compila datos para el gobierno central. China puede tener un exceso de provisión de productos petroleros este año con la adición de 31.5 millones de toneladas al año de capacidad de refinación, dijo en febrero, **China National Petroleum Corp.** "*La construcción de grandes refinerías dentro de China ayudó a ampliar la demanda de petróleo china en los años recientes y esperan que esta tendencia siga*", dijo Poten.

<sup>5</sup> Reuters India, "Global shift sees Europe oil refineries on the block", (16/2)

<sup>6</sup> The Times, "Grangemouth may be sold to China as owner seeks respite from £6.5bn debt mountain", (20/6/2009)

<sup>7</sup> The Wall Street Journal, "Indian Energy Firms Pursue Assets Abroad", (22/2)

<sup>8</sup> Business Week, "China's Refining to Rise, Boosting Crude Purchases, Poten Says", (24/2)

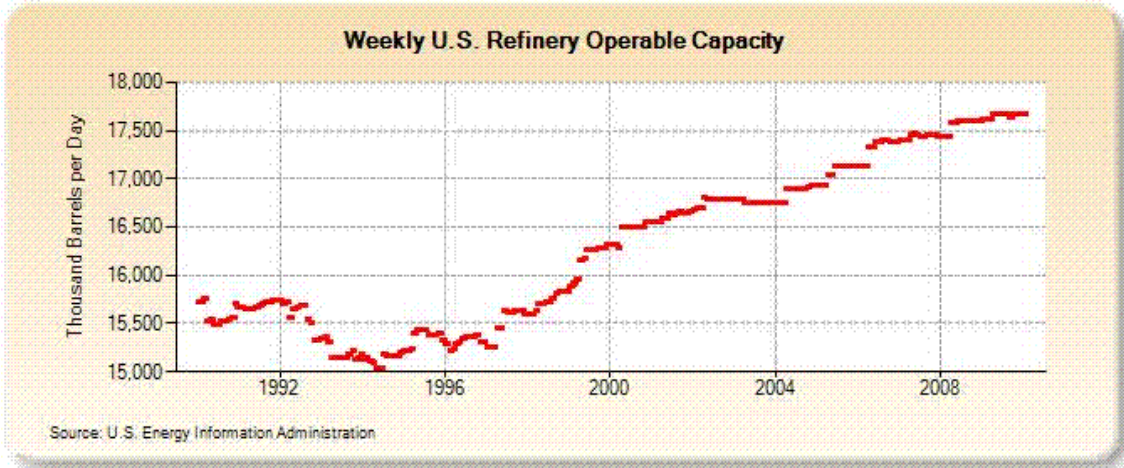


Source: Poten & Partners

## Estados Unidos y Europa ven desplomarse sus activos de refinación

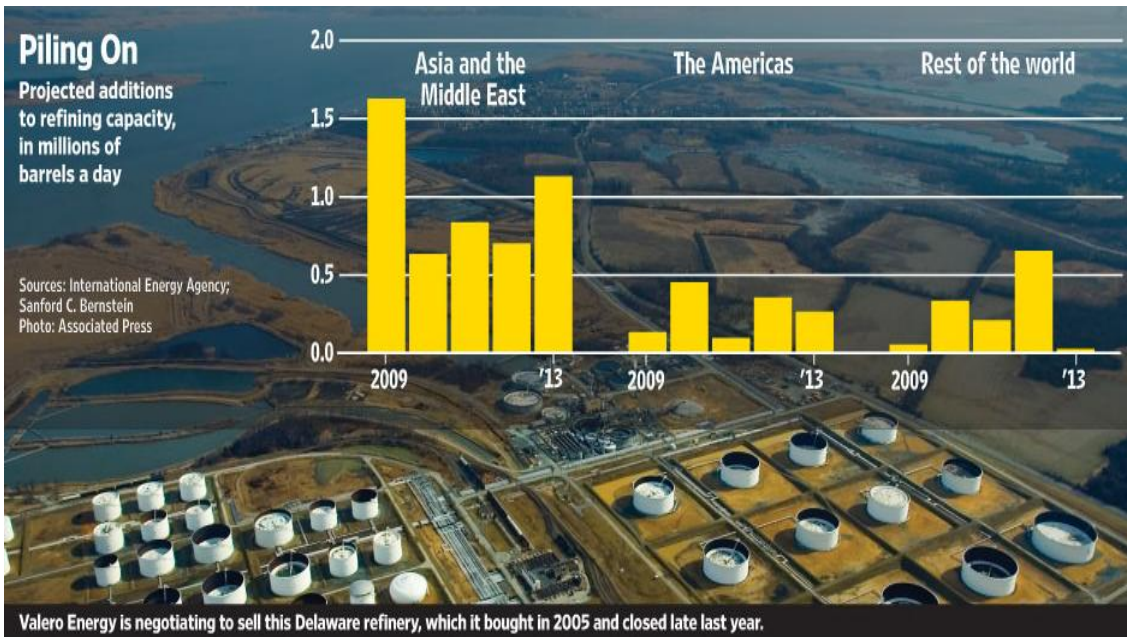
Mientras, **Europa** y **Estados Unidos** ven la valoración de sus activos de refinación desplomarse día a día, muy por debajo del costo de reposición y no hay compradores según otros analistas. El crudo procesado en las plantas estadounidenses cortó la actividad a la tasa de utilización más baja desde los años 80, excluyendo los huracanes, el es último signo de las crisis del mayor consumidor mundial de petróleo. El *slump* en la utilización de refinería viene con una caída de la demanda de petróleo en **Estados Unidos**, provocado por la crisis financiera. La demanda estadounidense pasó a caer a cerca de 2 millones de bpd del incremento de 21 millones de bpd en 2007. Aún así, Estados Unidos sigue representando la mayor parte de la capacidad de refinación global, con 17.8 millones de barriles por día, seguido por China, Rusia, Japón e India. Las diez primeras naciones refinadoras representan aproximadamente a la mitad de producción de procesamiento global, con India respondiendo por el 3%.





Los standards de combustibles limpios y el mayor uso de biocombustibles cortaron las ganancias de refinación<sup>9</sup>. "Hay mucha capacidad de reposición de petróleo de la **OPEP**, mucha capacidad de reposición de refinación y una baja demanda de crudo", **Tim Evans**, analista de energía del **Citi Futures Perspective** en New York. Los malos márgenes de refinación persisten desde 2007 en Estados Unidos, el lugar que tiene un cuarto de la capacidad de refinación mundial.

Entre las empresas que obtendrán buenos márgenes de refinación este año se encuentra **Formosa Petrochemicals**<sup>10</sup>, la mayor refinadora privada de **Taiwán**<sup>11</sup>. Formosa Petrochemical argumentó que varios *shutdowns* para el mantenimiento de las refineries durante los próximos meses significa que "incluso si la nueva capacidad en Medio Oriente o China entra en línea, el suministro en la primera mitad será apretado, y esto es bueno para los márgenes".



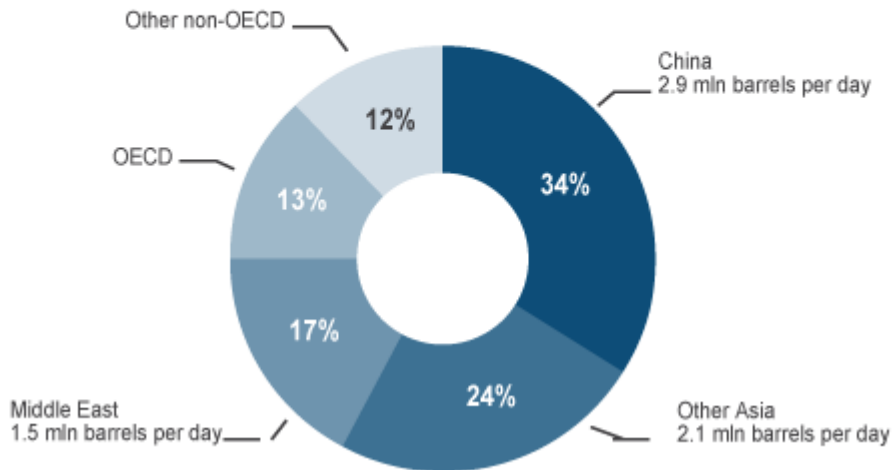
<sup>9</sup> Reuters, "U.S. refinery rate drop shows crisis in downstream", (22/1)

<sup>10</sup> Formosa Petrochemical es parte de Formosa Plastics Group, uno de los mayores productores de plásticos a nivel mundial.

<sup>11</sup> Financial Times, "Demand set to boost margins at Formosa", (15/2)

## Crude distillation capacity additions

Total global capacity additions 2008-2014 are expected to be 8.7 million bpd, more than 10 percent of today's oil consumption



Las petroleras occidentales respondieron con recortes en sus operaciones. Shell planea vender alrededor de 600.000 barriles diarios de su capacidad de refinación global, alrededor de un 15%, durante los próximos tres años. Está en negociaciones con **Essar Oil Ltd.** de India para vender activos en el **Reino Unido** y **Alemania**. Essar estuvo en conversaciones con **UBS**, **Citigroup** y **JPMorgan** para un préstamo de hasta 750 millones de dólares por tres refinерías de Shell (**Hamburgo** y **Heide**, en Alemania y la refinерía inglesa es la de **Stanlow**, ubicada en **Ellesmere Port**, condado de **Cheshire**, con una capacidad de 267.000 bdp).

La refinерía de **Hamburgo** tiene una capacidad para tratar 5.2 millones de toneladas de petróleo crudo al año (aproximadamente 110.000 bdp). Es un complejo moderado y sus unidades claves son el craqueador catalítico para hacer gasolina y sistemas lubricantes. **Heide** puede procesar 4.5 millones de toneladas al año (93.000 bdp). Esta es una planta integrada, petroquímica. Este mes afirmó que convertirá su refinерía **Montreal East** en Canadá en una terminal de combustible, ya que no logró encontrar comprador. La petrolera italiana **Eni** fue incapaz de vender su refinерía en **Livorno** (unos 7.500 empleos están en riesgo de perderse en el sector de refinación en Italia). Livorno es una refinерía simple de 85.000 bpd. El último septiembre estuvo en conversaciones preliminares con el *private equity* del Reino Unido **Klesch & co.** por la refinерía.

## Total entre los compromisos gubernamentales, las pérdidas locales y la expansión en el exterior

La francesa **Total** no sólo no puede vender su refinería de **Flanders**, sino que, por la intervención del gobierno, se ven forzados a mantenerla operando a pesar de que Total pierde alrededor de 100 millones de euros al mes en el área de refinación<sup>12</sup>. La protesta amenaza a la provisión de gasolina y combustible para calefacción de Francia, ya que involucra a 12 plantas de almacenamiento -cerca del 10 por ciento de la capacidad total del país- y obstaculiza la salida de productos de las refinerías.

El Gobierno francés presiona a Total para que mantenga los puestos de trabajo, después de que el presidente **Nicolas Sarkozy** declaró que la lucha contra el desempleo es una prioridad para que Francia se recupere de la crisis económica. El presidente de Total, **Christophe de Margerie**, dijo que la instalación podría ser mantenida, aunque cesaran algunas de las actividades en el lugar<sup>13</sup>. Total recortó su beneficio un 28% en el último trimestre del año debido a la caída de la demanda y a la reducción de los márgenes de refinación. El margen de refino ha promediado 15 euros por tonelada en 2009 frente a los 39 euros de 2008



Dado que el futuro parece jugarse fuera de Francia, el gigante Total, como sus competidores, no vacila en invertir más allá de las fronteras de Europa. En mayo de 2008 confirmó la construcción, en colaboración con la **Saudi Arabian Company**, de una refinería en Arabia Saudita, cuya producción será destinada a la exportación. La unidad deberá ver la luz en 2013<sup>14</sup>. Porque es allá dónde se encuentran los yacimientos en crecimiento.

Según **Le Figaro**<sup>15</sup>, las doce refinerías francesas pierden 150 millones de euros al mes desde marzo de 2009, y el sector continuará sufriendo en 2010. Sin embargo las ventas no se producen lo suficientemente rápido como para reestablecer el equilibrio. Según cálculos de **Bernstein Research**, sólo cinco refinerías fueron cerradas de forma permanente el año pasado. En 2007 era fácil encontrar compradores en Europa para las refinerías que querían vender las petroleras, hoy no es el caso<sup>16</sup>. Para restablecer el equilibrio entre la oferta y la demanda, habría que cerrar probablemente 15 de las 114 refinerías de la Unión Europea, sugiere **Jean-Louis Schilansky**, director del **Ufip (Union française des industries pétrolières)**. En este contexto, dos peligros acechan la refinación europea. Primero el juego libre de la competencia internacional, que no es retenido en el lado del consumo por ninguna autoridad de regulación, contrariamente a la producción (OPEP). En **Marsella**, el proyecto de construcción de capacidades de almacenamiento, con fondos públicos, destinados a la importación de productos refinados

<sup>12</sup> Le Monde, « Le raffinage européen traverse une crise qui pousse à de sévères restructurations », (4/2)

<sup>13</sup> Financial Times, « Rethink on Total refinery », (22/2)

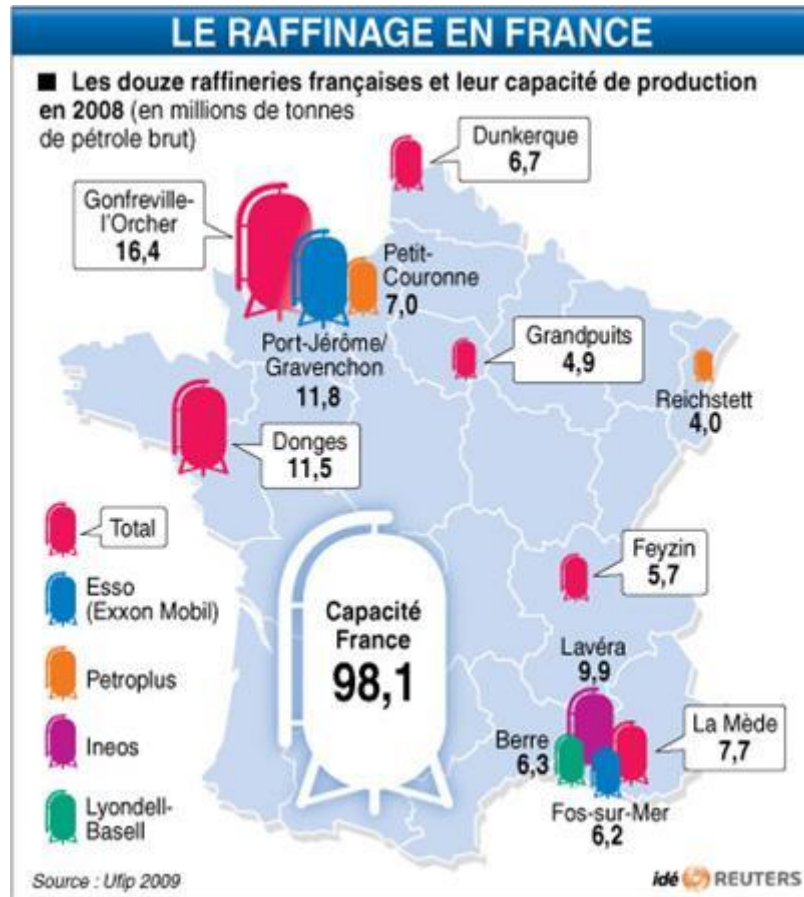
<sup>14</sup> Le Point, « Le raffinage européen victime de ses surcapacités », (24/2)

<sup>15</sup> Le Figaro, « La surcapacité menace les raffineries », (5/2)

<sup>16</sup> Usine Nouvelle, « Malaise dans le raffinage pétrolier », (4/2)



en **India** no va a contribuir al equilibrio del mercado. En el **Reino Unido** de nueve refinерías, una cerró, otra aumente la venta y existen incógnitas sobre el futuro de otras dos, incluyendo la refinерía **Pembroke** de **Chevron**.



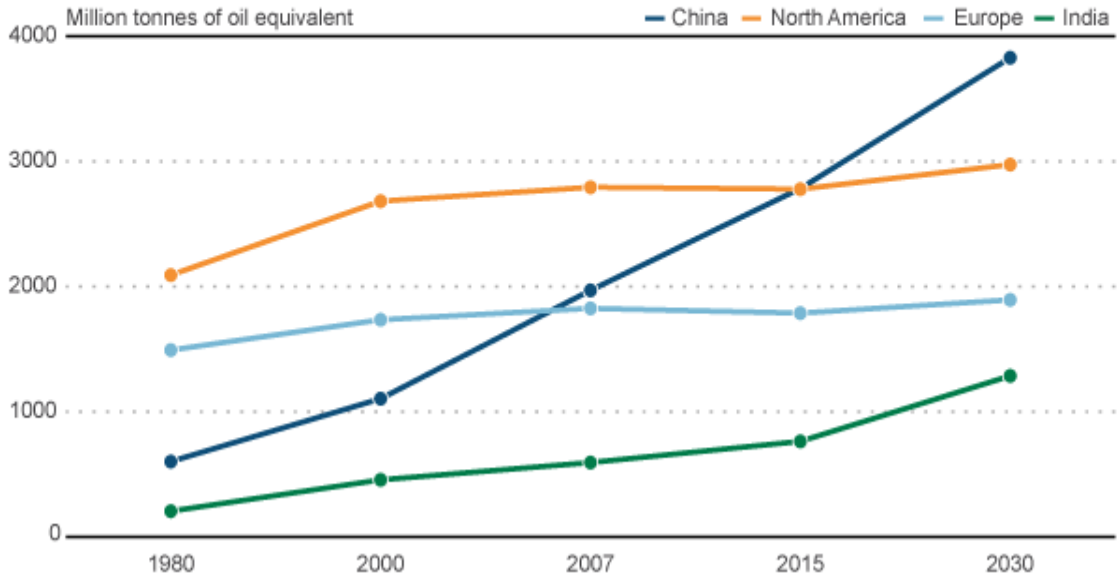
La japonesa **Showa Shell Sekiyu KK** se convirtió en la última petrolera en decir que recortará su capacidad de refinación en un intento para compensar la floja demanda doméstica. Showa Shell cerrará la unidad de destilación de crudo de 120.000 barriles por día (bpd) de la refinерía **Keihin** de **Toa Oil** en septiembre del 2011, una medida que reducirá la capacidad total de refinación del grupo en más de un cuarto a 395.000 bpd.<sup>17</sup> "Es bastante sorprendente que dejen de refinar en una unidad de ese tamaño en el área de Kanto, que incluye a Tokio metropolitana; deben pensar que la demanda va a seguir sufriendo una profunda caída", dijo **Osamu Fujisawa**, economista de petróleo de los consultores del sector **FE Associates**.

La demanda de petróleo estuvo cayendo durante varios años en Japón porque la población del país envejece y los fabricantes mudan sus operaciones al extranjero, pero el ritmo de declive aumentó recientemente mientras Japón aumenta sus esfuerzos para usar menos energía y más limpia. Las ventas de productos de petróleo el año pasado cayeron a su ritmo más veloz en 27 años y el consumo en diciembre pasado tocó un mínimo de 24 años para el mes, cerrando un año en que una recesión y la diversificación hacia otras fuentes de combustibles golpearon a la demanda.

<sup>17</sup> *Kyodo News*, "Showa Shell Sekiyu to cut domestic refining capacity by 23%", (16/2)

# China, India to drive energy demand growth

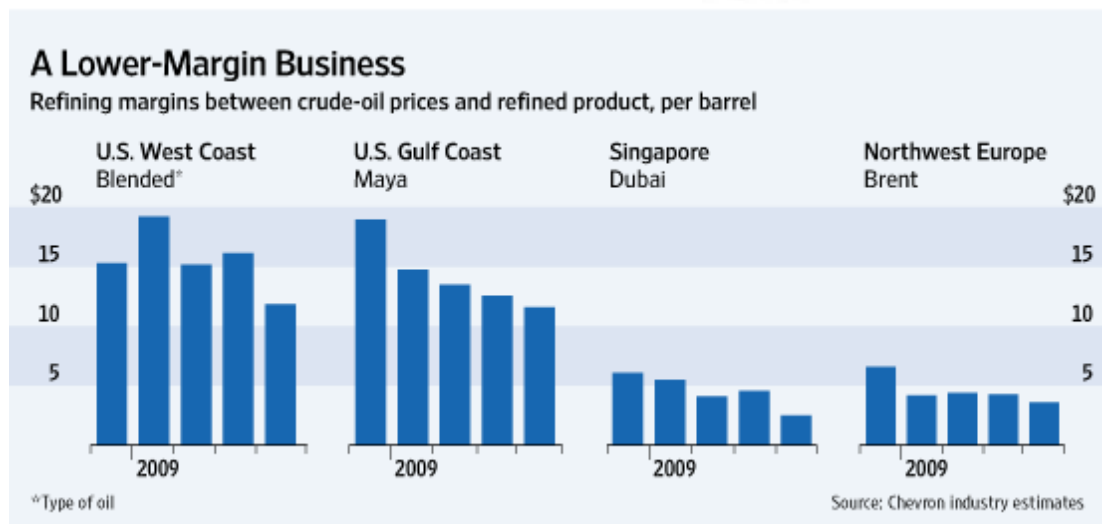
Energy demand by fuel in the reference scenario - IEA projections



La situación es desesperada incluso para empresas como éstas, que no sufren problemas de endeudamiento. Para algunos analistas los proyectos de refinación se construyen con palabras como “seguridad de suministro” y “estratégico” como justificación, sin tener en cuenta la volatilidad, bajos retornos y altísimas inversiones. Al parecer no se aprendió de la debacle de 1981-86, que llevó a cercenar la capacidad de refinación de la OCDE un 20%. En el pasado, las petroleras integradas pretendían vender el mensaje de la actividad de refinación como una alternativa a la volatilidad de los precios del petróleo, pero demostró ser una fuente de destrucción de valor bursátil para el sector a medida que los precios del petróleo subían.

Al fin y al cabo una refinería sólo genera valor si puede extraer retornos superiores al costo de capital usando un crudo barato y de baja calidad (pesado) para producir gasolinas y productos. Un petróleo caro con costos excesivos y la caída de la demanda y precio de los productos refinados llevó a que los márgenes de refinación se desplomaran a 3.8 dólares por barril de media, los niveles más bajos de los últimos 15 años. Y eso que las refinerías están funcionando a una media del 80% de capacidad. Pero el factor diferencial es que la capacidad excedente sobrepasa en mucho a la expectativa más optimista de incremento de la demanda.





## Royal Dutch Shell, BP, Repsol y otras independientes, entre reestructuraciones por las pérdidas

Aparte de **Eni** y **Total**, **Royal Dutch Shell** tiene como objetivo reducir su capacidad en un 15%, **Valero** cerró su planta de 200.000 barriles/día de **Delaware**, **BP** quiere reducir su capacidad un 14%, **Chevron** también. Shell registró una caída del 75% en su beneficio del cuarto trimestre a 1.180 millones de dólares debido, en parte, a la caída de su fuerte posición en el deprimido negocio de refinación, en este ramo tuvo pérdidas de 1.760 millones de dólares.

Valero ha sido golpeada por un menor consumo de gasolina y diesel el año pasado ante la debilidad de la economía estadounidense y ha visto sus márgenes estrecharse por un alza en los precios de crudo en meses recientes. Valero Energy, luchó por sobrevivir a un mal mercado en los años 80, invirtiendo en la adquisición de la mayor refinería de petróleo en Norteamérica. Valero trabaja para vender sus restantes plantas en la costa oriental estadounidense y el Caribe. Esto disuadió proyectos de expansión internacional<sup>18</sup>. Valero mantiene conversaciones por la venta de su refinería en **Aruba** a **PetroChina**.

Chevron reestructurará su negocio de *refining-and-retail*, incluyendo salida de algunos mercados y cortando empleos. El rojo en el negocio de refinerías opacó la fuerte subida del 9% en la producción de gas y petróleo de Chevron durante el cuarto trimestre, que se dio gracias a nuevos proyectos y expansiones que elevaron sus reservas probadas a 1,100 millones de barriles. Chevron tiene una capacidad global de refinación de 2 millones de barriles por día<sup>19</sup>. Chevron, la segunda mayor petrolera de Estados Unidos, afirmó que las caídas más pronunciadas se produjeron en Singapur, donde los márgenes bajaron 46% frente al tercer trimestre a sólo 2,46 dólares el barril. Los márgenes de **U.S. West Coast** cayeron 27% a 11,83 dólares el barril.

En suma, la caída de la demanda del 10% de 2009, que todas las petroleras ven como estructural, no coyuntural, va a llevar al cierre de al menos 3,4 millones de barriles al

<sup>18</sup> The Wall Street Journal, "Valero Backs Off as Oil Refining Turns Sour", (27/1)

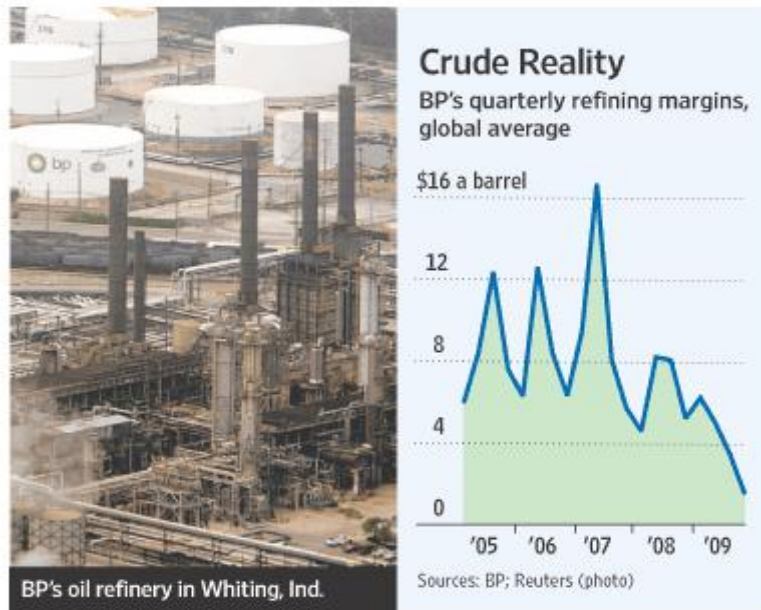
<sup>19</sup> Oil and Gas Journal, "Chevron plans downstream restructuring", (20/1)

día, un 18% de la capacidad de Europa entre 2010 y 2020. Y aún así continuará habiendo sobrecapacidad.



El presidente ejecutivo de BP, **Tony Hayward**, dijo que se necesitará cerrar más refinerías para adecuar la capacidad de procesamiento con los débiles márgenes que tiene actualmente el negocio. Los bajos márgenes del refinado están detrás de la pérdida del cuarto trimestre, y Hayward no prevé una recuperación este año. El rebote de nuevo en el precio del petróleo también ejercerá presión sobre los costes de BP este año. Hayward dice que hay todavía terreno para una mayor eficiencia, aunque lamentablemente no puede cuantificarlo<sup>20</sup>.

La comparación con el sector también es favorable. La ganancia del coste de reemplazamiento del cuarto trimestre puede que no cumpliera con las expectativas, pero fue de aproximadamente un 33% más que el año anterior. Competidores como **Exxon** y **Chevron** vieron como caían sus beneficios bruscamente en el mismo periodo.<sup>21</sup> El retorno sobre el capital empleado de BP es del 12,7%, casi tres puntos porcentuales por encima de sus homólogos europeos, según las estimaciones de **ING**. Las acciones aumentaron un 23% el pasado año, superando a sus rivales europeos incluyendo a su archienemigo, **Royal Dutch Shell**.



<sup>20</sup> The Wall Street Journal, "Depressed Refining Margins Hit BP", (3/2)

<sup>21</sup> Financial Times, "Weak refining", (3/2)



Los resultados de **Repsol-YPF** se desplomaron 48% en el último trimestre del año pasado debido en parte a los débiles márgenes de refinación. Entre los ajustes anunciados recientemente, Repsol señaló que había abandonado los planes de mejora de la refinería química portuguesa de **Sines**. El margen de refinación del grupo en España donde está localizada la mayor parte de las refinerías de Repsol, cayó a cero en el cuatro trimestre del año pasado, de 8,6 dólares por barril en igual periodo de 2008. Las ventas de productos refinados recularon un 9,8%.

"Los fundamentos de Repsol seguirán siendo eclipsados por la débil refinación en el primer trimestre", dijo a Reuters un analista de un banco español<sup>22</sup>.

Repsol 2009 results		
Sales	Net profit	Dividend
€49bn	€1.6bn	€0.85
↓21%	↓39%	↓19%

En respuesta, las *majors* tomaron medidas para reducir los gastos y dinamizar las operaciones.

\***Shell**, bajo una amplia reorganización lanzada en julio por el nuevo **CEO Peter Voser**, cortó 5.000 empleos el año pasado, incluyendo unos cientos en **Houston** y ayudó a eliminar 1.000 posiciones adicionales este año<sup>23</sup>. Esto contempla un repaso del 15% de la capacidad de refinación fuera de Estados Unidos para una venta posible<sup>24</sup>.

\* **BP** eliminó 7.500 empleos desde finales de diciembre de 2007 conforme a un programa liderado por el CEO **Tony Hayward**, que comentó recientemente que el gigante petrolero británico tiene una forma de hacerse más competitivo.

\***ConocoPhillips**, la mayor empresa pública de Houston, planifica vender 10 mil millones de dólares en activos durante los próximos dos años para ayudar a pagar deudas y mejorar la flexibilidad financiera. Por separado, la empresa dijo recientemente que está considerando el cierre de refinerías que no puedan cubrir sus costos.

<sup>22</sup> Reuters, "Europe's refiners face bleak year as profits dive", (24/2)  
<sup>23</sup> The Times, "Shell to cut 1,000 jobs and close six refineries", (5/2)  
<sup>24</sup> Houston Chronicle, "A smaller Big Oil fights for a revival", (21/2)

\***Exxon Mobil**, la mayor compañía petrolera de Estados Unidos, eliminó activos de refinación global en años recientes, y seguirá "*optimizando*" su portfolio de downstream, pero no contempla la necesidad de una reestructuración mayor.

\***Chevron Corp.**, después de disminuir gastos en un 15% en 2009, planea una reorganización de su negocio de refinación global, que causará un número no especificado de pérdidas de trabajo. Además redujo sus gastos de capital para 2010 en 5%.

## Análisis II: El sector de servicios petroleros en su etapa de consolidación



*Drill, Baby, drill.* **Schlumberger**,<sup>25</sup> la mayor compañía de servicios petroleros del mundo<sup>26</sup>, anunció una fusión de 11.000 millones de dólares con la empresa fabricantes de barrenas de perforación **Smith International**<sup>27</sup>, en una gigantesca operación que podría desencadenar una nueva ronda de fusiones<sup>28</sup>. Durante meses, los banqueros dijeron que las empresas se resistieron a convenir ventas apoyados en la creencia que podrían obtener un mayor precio cuando la economía mejorara. La estructura corporativa de ambas compañías contempla ahorros de hasta 160 millones de dólares en 2011 y de 320 millones de dólares en 2012. La fusión de Schlumberger y Smith llega justo después de otra gran unión industrial entre las firmas de Houston **Baker Hughes** y **BJ Services**.

Los recientes hallazgos de petróleo fuerzan a las empresas a perforar cada vez más profundo por petróleo -11 kilómetro abajo en el caso del

<sup>25</sup> [http://www.slb.com/modules/news/press/release\\_details.asp?id=21219&](http://www.slb.com/modules/news/press/release_details.asp?id=21219&)

<sup>26</sup> Goldman, Sachs & Co actuó como consejero financiero y Baker Botts LLP como consejero legal a Schlumberger. El banco de inversión UBS actuó de asesor financiero y Wachtell, Lipton, Rosen & Katz sirvió como consejero legal de Smith International.

<sup>27</sup> Smith International es uno de los mayores proveedores globales de productos y servicios que usan los operadores durante las etapas de perforación, terminado y producción de actividades de desarrollo de gas natural y petróleo.

<sup>28</sup> En el acuerdo se incluyen todas las acciones e indica que los accionistas de Smith obtendrán 0,6966 acciones de Schlumberger por cada acción. Basado en el precio de las acciones de cada empresa al cierre (antes de que se corriera la noticia de la fusión), cada acción de Smith tenía un valor de 45,84 dólares, lo que representa una prima del 37.5 por ciento. Las acciones de Schlumberger cayeron en 1,91 dólar para ubicarse a 63,90 dólares, mientras que las de Smith subieron en 4,35 dólares para alcanzar 37,70 dólares por acción en medio de la especulación. En base a eso, el acuerdo valora a Smith en 44,51 dólares por acción.



gigante descubrimiento de **BP** en el **Golfo de México**. Las operaciones complejas de gas shale exigen una tecnología de perforación cada vez más sofisticada<sup>29</sup>. "*Schlumberger clama que Smith le da una mayor exposición en el shale estadounidense dándole realmente sentido, al menos en algún grado*", dijo **Doug Sheridan**, de **EnergyPoint Research**. "*Smith tiene un knowledge considerable en trabajos de perforación de pozos shale*"<sup>30</sup>.

Con más de 77.000 empleados, Schlumberger tuvo ingresos en 2009 por 22.7 mil millones de dólares, y está valorado en aproximadamente 76 mil millones de dólares, dos veces el tamaño de su competidor **Halliburton**. El gigante de servicios petroleros gana el acceso a 21.000 empleados de Smith, que tuvo ingresos por 8.2 mil millones de dólares en 2009, y accede contratos como uno **PathFinder Energy Services**, una unidad de operación de Smith International, que recientemente firmó con la brasileña **Petrobras**<sup>31</sup>. PathFinder presta servicios de perforación direccional y de medición y registro de parámetros en tiempo real (M/LWD, por su sigla en inglés). El nuevo contrato tiene tres años de vigencia<sup>32</sup>.

Con la fusión de todas las acciones, Smith Internacional, que emplea a más de 3.700 personas en Houston durante esta época del año, se integrará al enorme conglomerado internacional debido a su gran experiencia en la fabricación de barrenas de perforación. "*Las tecnologías de perforación de Smith, otros productos y su experiencia complementan la nuestra, mientras que la presencia geográfica de Schlumberger significa que podemos ampliar nuestra oferta conjunta en todo el mundo*", expresó **Andrew Gould**, director ejecutivo de **Schlumberger**<sup>33</sup>.

**Brad Handler**, analista con **Credit Suisse** en **New York**, dijo que el acuerdo llena un hueco para Schlumberger, pero también ayuda a impedir el desarrollo de Smith en un competidor serio en el camino. "*Existieron rumores de otras conversaciones*", dijo Handler. Varios analistas dijeron que la consolidación entre Schlumberger y Smith podría ejercer presión sobre otras empresas energéticas, como **Halliburton y Weatherford International**, que tal vez tendrían que reforzar sus carteras con nuevas adquisiciones. A su vez, eso podría afectar a otras firmas de Houston. Pocos analistas de la industria predijeron una enorme ola de adquisiciones similares al surge de fusiones entre los grandes productores petroleros hace una década. En parte, es porque no hay muchas empresas grandes preparadas para comprar, y estos que serían objetivos atractivos, como el fabricante de equipos **Cameron International Corp.** o **FMC Technologies Inc.** son demasiados caros para la mayor parte de los compradores<sup>34</sup>. Lo que es más probable, dicen los expertos, son una serie de tratos más pequeños, para llenar vacíos en sus cadenas productivas. **National Oilwell Varco**, por ejemplo, dijo públicamente que le gustaría aumentar el tamaño de su negocio de fluidos de perforación.

En los años recientes, las empresas de servicios petroleros trataron de obtener ventajas en la competencia ofreciendo una gama más completa de productos y servicios a sus clientes en las industrias de petróleo y de gas natural, donde cada vez más hay compañías estatal de petróleo que prefieren trabajar con firmas que ofrezcan una gran variedad de servicios<sup>35</sup>. Teniendo la ventaja del balance más grande y más eficiente, Schlumberger seguramente ayudaría a la entidad combinada a mantener una clientela más leal repleta por los mejores productos que la industria tiene para ofrecer. Estas posiciones de la nueva entidad preparan el espacio para el futuro crecimiento y los futuros descensos cíclicos en el negocio que ha visto una alta volatilidad en petróleo y gas en los últimos años.

<sup>29</sup> *Financial Post*, "Schlumberger's bid", (23/4)

<sup>30</sup> *The New York Times, DealBook*, "Behind Schlumberger's Smith Deal: A Big Gas Bet", (22/2)

<sup>31</sup> *Oil an Gas Financial Journal*, "Schlumberger, Smith to merge into oilfield services giant", (22/2)

<sup>32</sup> *Upstream Online*, "Smith unit takes over Petrobras gig", (5/1)

<sup>33</sup> *Financial Times*, "Smith seals deal for \$12bn takeover", (22/2)

<sup>34</sup> *The Wall Street Journal*, "Oil-Field Firms Prospect for Partners", (20/2)

<sup>35</sup> *The Wall Street Journal Blog*, "The Cost of Smith Intl's W-H Acquisition? Independence", (24/2)

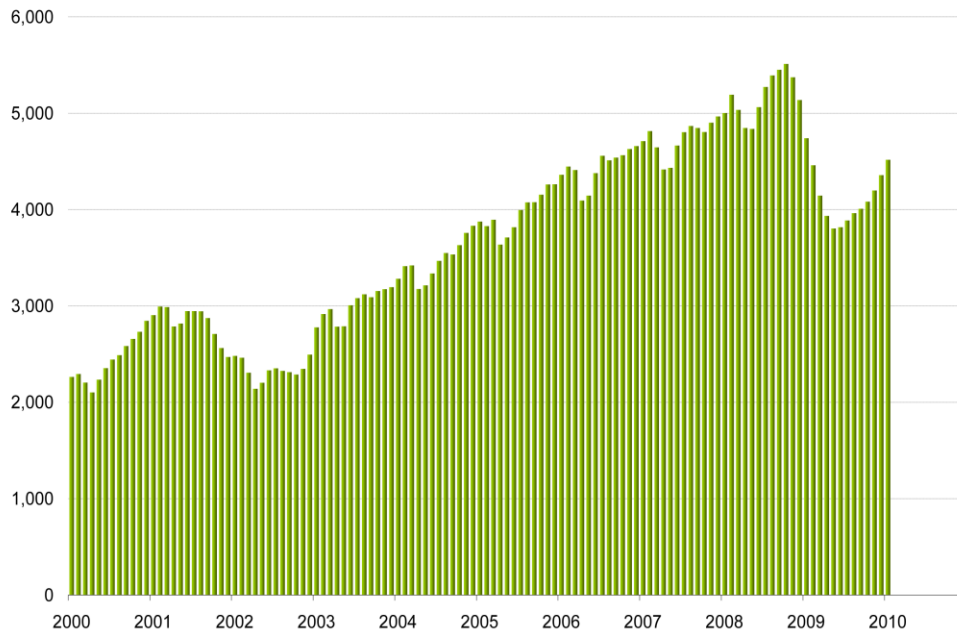


Schlumberger



REUTERS

**GLOBAL DRILLING ACTIVITY:**  
RIGS EMPLOYED IN DRILLING AND RELATED ACTIVITIES



Source: M-I SWACO  
[http://www.miswaco.com/Rig\\_Count/About\\_This\\_Count/](http://www.miswaco.com/Rig_Count/About_This_Count/)

Printed: 11/02/2010

## Aguas profundas, gas shale y otros desafíos de perforación

**Citigroup:** "Esperamos a un coro ruidoso de analistas afirmando que Schlumberger paga demasiado por Smith. A nuestro parecer, ellos se equivocan. Creemos que las tecnologías de Smith jugarán un papel crítico en la siguiente generación de tecnologías que ayuden a una perforación más económica en condiciones más complejas"<sup>36</sup>. **Kurt Hallead**, co-director del departamento global de research energético en **RBC Markets**, dijo que después de la fusión en curso habría cinco grandes productos y líneas de servicio, donde las principales empresas, Schlumberger, Halliburton y Baker Hughes, no se superponen completamente. Dichas áreas son las encuestas sobre sismos, la producción de químicos, los ascensores artificiales, los servicios de prueba y los software de reserva. Entre los potenciales socios en la fusión que tienen operaciones significativas en Houston, se pueden incluir a **CGG-Veritas**, una empresa de tecnología y datos sísmicos, y **Core Laboratories**, que proporciona descripciones de yacimientos, mejora de la producción y gestiones administrativas. Por su parte, **Dan Pickering**, analista de **Tudor, Pickering, Holt & Co.** señaló que no se esperan pronto otros grandes anuncios de fusión. "Esto parece más una evolución y no una revolución para Schlumberger y la industria", dijo Pickering. "Hace que Schlumberger sea un poco más grande y mejor, pero no de manera dramática. Por lo tanto, no creo que esto no hará que otras empresas sientan miedo"<sup>37</sup>.

Como la *weaker sister* en términos de tamaño y categoría de crédito (BB+ vs. Schlumberger A+, S&P), Smith luchaba. Mientras Smith tiene una buena diversificación geográfica, sus ingresos cayeron en el trimestre. Smith cortó su mano de obra global en 13% en 2009, con una reducción del 29% en **Estados Unidos**, donde la actividad de perforación cayó 50%.

Con la fusión, Schlumberger obtendrá el control de **M-I SWACO**<sup>38</sup>, un negocio de perforación y finalización de fluidos, cuyo 60% pertenece a Smith y 40% a Schlumberger. M-I SWACO está en el número uno de la última revisión de EnergyPoint satisfacción de los clientes, y está colocado primero a nivel global, como en yacimientos en offshore, *high-pressure high temperature* (HPHT) y aplicaciones no verticales.

Desde que se formó esta empresa hace más de 10 años, hubo rumores de que ambas empresas podrían unir sus esfuerzos. El cierre del acuerdo, que se espera para mediados de 2010, dependerá de la aprobación de los accionistas de Smith y de las regulaciones normales en estos casos. Es probable que el acuerdo se vea bajo el escrutinio del Departamento de Justicia para analizar ciertas cuestiones, indicó Pickering. "Es probable que Schlumberger tenga que ceder las perforaciones direccionales de Smith debido a la superposición", expresó Pickering. "Schlumberger ya es una gran ficha en ese sector". Para **UBS**, después de la revisión regulatoria, probablemente algunos negocios se superpongan: "En general las empresas tienen pocas áreas de significativa superposición, pero creemos que el Pathfinder Smith (mereciendo potencialmente 600-700 mil dólares) puede ser desarmado, así como el negocio de distribución de Smith (potencialmente en 400-500 mil dólares).

Una gran parte de la estrategia de Schlumberger es el valor considerable ve el negocio de perforación de Smith, **IDEAS** (Integrated Dynamic Engineering Analysis System) e **i-DRILL**.

<sup>36</sup> The Wall Street Journal, "Did Schlumberger Overpay for Smith International?", (22/2)

<sup>37</sup> Bloomberg, "Schlumberger Sees Smith Deal Accelerating Advances", (22/2)

<sup>38</sup> <http://www.miswaco.com/>

## **Análisis III: Venezuela y la (re)estrategia de explotación petrolera**

**\*Las inversiones se prevén en infraestructura de producción, tecnología y capital de trabajo, además de que como el crudo de la Faja es muy pesado, deben construirse mejoradores que lo transformen en petróleo liviano o mediano, y asimismo oleoductos, instalaciones portuarias y posiblemente una nueva refinería.**



La palabra de moda para hablar de las inversiones petroleras en Venezuela es riesgo. Empresas como Repsol y Chevron se enfrentan a algo más que a una sencilla decisión de "uno u otro" sobre dónde invertir. Es muy difícil no ver esto como un éxito, especialmente dado el nivel de aversión al riesgo y la falta de inversión privada en la industria petrolera venezolana en más de una década. El peligro, sin embargo, es que, al intentar acertadamente de reducir el coste total de cada uno de los barriles de petróleo que producen, subestimen el riesgo de confiar en

el improbable buen comportamiento de los que son como Chávez.

Los regímenes como el de Chávez podrían cambiar las normas o expropiar más tarde los proyectos. Por ejemplo, en 2007 Chávez cambió unilateralmente los términos de los contratos petrolíferos existentes, lo que provocó que Exxon Mobil y ConocoPhillips abandonaran el país y cancelaran unas inversiones de 2.300 y 4.500 millones de dólares, respectivamente.

Los socios de los dos proyectos de crudo extrapesado Carabobo 1 y Carabobo 3 de la Faja Petrolífera del Orinoco asumirán un financiamiento que llevará incluido el costo de la volatilidad de los mercados petroleros y la situación de la economía global, pero a lo que también se sumará el riesgo político. Aunque las firmas que decidieron participar consideran que los riesgos de invertir en Venezuela lucen relativamente bajos frente a las alternativas actuales de desarrollo de crudo pesado en otras partes del mundo, donde son extremadamente complejas. El costo de este crudo, de producirlo y mejorarlo, es mínimo si se compara con el costo que se requiere para encontrar petróleo liviano, costa afuera, a más de 5.000 pies de profundidad en Brasil o en el Golfo de México. *"Es una muestra de pragmatismo. Venezuela sabe que no puede hacerlo sin capital y conocimiento, y las petroleras internacionales saben que no hay más sitios en el mundo donde tener acceso a reservas como estas"*, dijo **Jeremy Martin**, del **Instituto de las Américas** en California.

Al fin de cuentas, Venezuela quiere cerrar 2010 con la certificación de que en la Faja tiene reservas por 235.000 millones de barriles, que sumados a unos 90.000 millones en otras áreas le colocarían muy por delante del actual líder, Arabia Saudita, cuyo subsuelo guarda 264.000 millones de barriles, en su mayoría crudos livianos y medianos.

Los socios de los dos proyectos de crudo extra-pesado Carabobo 1 y Carabobo 3 de la Faja Petrolífera del Orinoco asumirán un financiamiento que llevará incluido el costo de la volatilidad de los mercados petroleros y la situación de la economía global, pero a lo que también se sumará el riesgo político. El proyecto requiere de un precio petrolero alto que le permita a las petroleras, incluidas a la propia Pdvsa, asumir la fuerte inversión que implicará el proyecto. Un precio del crudo por debajo de los 70 dólares complicará las inversiones del tamaño del bloque Carabobo; incluso, proyectos como Junín 6 y Junín 5<sup>39</sup>. Si baja a menos de 70 dólares, se dejará de invertir en el petróleo no convencional (como el crudo de la Faja) que es más caro de producir. Durante el proceso, el Gobierno aceptó el arbitraje internacional en las cláusulas contractuales de financiamiento externo. *"Este acuerdo fue trabajado durante los últimos 6-9 meses. Este es un lugar atractivo para descubrir crudo pesado"*, dijo **Amrit Singh**, jefe de fusiones y adquisiciones para **Deutsche Bank India**<sup>40</sup>.

La inversión será de 15.000 millones de dólares; las compañías se quedaron con los proyectos tras ganar la primera subasta de petróleo del país, desde que el presidente **Hugo Chávez** llegó al poder y menos de tres años después de nacionalizar proyectos petroleros similares en la Faja, donde yacen unas de las mayores reservas mundiales de hidrocarburos. El proyecto Carabobo, que permitirá a Pdvsa reanimar su estancada producción, es de una inversión de gran magnitud que la estatal petrolera no está en capacidad financiera de asumir. Analistas afirman que el dinero para este proyecto será más costoso que los recursos que levantaron las petroleras que desarrollaron las antiguas asociaciones estratégicas de la Faja, hoy empresas mixtas tras la nacionalización, incluso, agregan que Pdvsa no estaría exenta del arbitraje internacional, al incorporarse esa cláusula en los contratos de financiamiento.

Los proyectos de Carabobo, junto con sociedades similares con **Eni SpA**, **PetroVietnam** y un grupo de empresas rusas en el yacimiento Junín, son centrales para los planes de Venezuela de impulsar su producción petrolera. Las petroleras que participarán en el proyecto Carabobo podrán anotarse en libros su parte de las reservas de crudo pesado, pero no utilizarlas como garantía para endeudamiento. Las compañías aprovecharon la oportunidad de anotarse reservas frescas en una industria con pocas oportunidades globales, pese a que la operación de Carabobo entraña considerables retos financieros<sup>41</sup>. Algunas empresas desestimaron la oferta fiscal de los proyectos, que contempla el pago del 50% de impuesto sobre la renta y 30% de regalías, aunque Pdvsa accedió a reducirlo al 20% si la inversión no se recupera a los siete años del inicio de la producción de crudo.

El consorcio conformado por la petrolera estadounidense **Chevron**, las japonesas **Mitsubishi Corporation** e **Inpex**, y la venezolana **Suelopetrol**, que tendrán derechos a participar como socios minoritarios en el proyecto Carabobo 3, formado por los bloques 2 Sur, 3 Norte y 5. En la empresa mixta **Pdvsa** ostentará la mayoría accionaria<sup>42</sup>. El consorcio hizo una oferta de un bono para acceder al área por 500 millones de dólares y 1.000 millones de dólares de financiamiento para Pdvsa, así como el compromiso de construir un mejorador en el área de Soledad, en el río Orinoco.

Mejorando la mitad de la producción y mezclando la otra mitad se obtienen 400 mil barriles de crudo de hasta 22 grados API. Las socias tendrán la obligación de lograr

<sup>39</sup> El Universal, "Proyecto Carabobo requiere de un barril por encima de \$70", (8/2)

<sup>40</sup> Livemint, "ONGC wins joint bid to develop crude oil blocks in Venezuela", (11/2)

<sup>41</sup> Reuters, "Venezuela OKs some Carabobo reserves booking", (12/2)

<sup>42</sup> Financial Times, "Venezuela auctions off two major oil projects", (11/2)

financiamiento para construir los mejoradores que convierten el crudo pesado del Orinoco en un producto más liviano para su exportación y cuyo costo está estimado entre 6.500 y 12.000 millones de dólares. El ingreso neto para la comercialización de la producción temprana en los cuatro primeros años será de entre 5.000 y 6.000 millones de dólares por proyecto, suficiente para financiar los mejoradores.

El consorcio integrado por Repsol, **ONGC Videsh Limited**, **Oil Indian Corporation** e **Indian Corporation** y la malaya **Petronas**, para explotar junto con Pdvsa el proyecto **Carabobo 1**. Este campo está conformado por las áreas 1 Centro y 1 Norte. Este consorcio canceló un bono por 1.050 millones de dólares para acceder al campo, así como un financiamiento de 1.050 millones de dólares del proyecto. Para este bloque se prevé una producción de hasta 480 mil barriles día y se contempla la construcción de un mejorador en Soledad, en el oriental estado Anzoátegui, para obtener un crudo 22 API, a un costo de producción de siete dólares por barril. La producción comenzará en 2013 y subirá a 400.000 barriles al día en 2016<sup>43</sup>.

Repsol mantiene una presencia histórica en Venezuela, donde es uno de los mayores operadores extranjeros. La producción de Repsol proviene, fundamentalmente, de los bloques **Quiriquire**, **Mene Grande**, **Barúa Motatán** (a partir de 2010) y **Yucal Placer**. Desde 2005, Repsol duplicó el número de trabajadores en su unidad de exploración y destinó una parte importante de su inversión a localizar nuevas áreas de crecimiento<sup>44</sup>.

En tanto, firmas como ONGC o Mitsubishi e Inpex se interesan en Carabobo porque quieren tener un suministro propio de petróleo, sea para consumo de esos países, para el resto de Asia, donde están las mayores tasas de crecimiento en la demanda de petróleo, o el resto del mundo.

Además, Pdvsa construirá, por cuenta propia o en asociación con sus socios, la infraestructura necesaria para el despacho de crudo en Araya, estado de Sucre. Este terminal tendrá una capacidad inicial para 800.000 barriles diarios de petróleo. Otros subproductos como el coke serán exportados en otro terminal que se construirá en Punta Cuchillo, en el Delta del Orinoco.<sup>45</sup> También se construirán aproximadamente 400 kilómetros de oleoductos de 42 pulgadas.

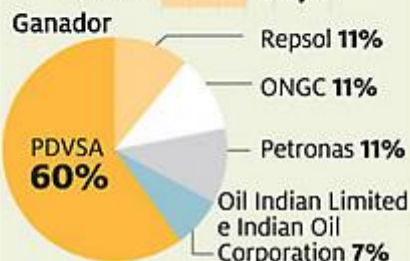
El gobierno no recibió ofertas por el bloque 2. Fuentes vinculadas al proceso de licitación afirmaron a este diario que se está analizando la posibilidad de llevar el bloque 2 a una segunda ronda licitatoria, o a una fase B, en un proceso similar llevado en el proyecto **Rafael Urdaneta** de gas costa afuera del **golfo de Venezuela** y **Falcón Noreste**<sup>46</sup>.

## Consorcios

### Proyecto I

(Carabobo central y norte)

POES\* 30,4



### Proyecto II

(Carabobo 2 sur, 3 norte y 5)

POES\* 66



GRÁFICO: THAJIA DI GAETANO

<sup>43</sup> Bloomberg, "Chevron, Repsol Win Bids to Develop Venezuela Crude Oil Blocks", (10/2)

<sup>44</sup> La Vanguardia, "Repsol explotará uno de los proyectos petrolíferos de Venezuela", (11/2)

<sup>45</sup> Reuters, "FACTBOX-Auction of Venezuela's vast Carabobo oil fields", (10/2)

<sup>46</sup> El Universal, "Bloque 2 de proyecto Carabobo de la Faja irá a segunda ronda", (22/10)



"Es una zona que nos interesa pero los términos la hacen difícil", dijo **Jean-Jacques Mosconi**, jefe de la Unidad de Inteligencia y Estrategia Económica de la francesa Total. **Mari Dotterud**, vocera para el área de Producción y Exploración Internacional de **Statoil** señaló que "no fue posible para Statoil cumplir con los términos establecidos por las autoridades". La versión digital de *Forbes* recogió los resultados de la licitación del bloque Carabobo y señala que otra de las causas son los constantes cambios en las reglas de juego que imperan en el gobierno del presidente Chávez. "Es muy arriesgado invertir dinero en un país donde el Gobierno es su socio", dijo **William Edwards**, miembro de la firma Energy Consultant, en la nota publicada por *Forbes*. "Se podría establecer un conjunto de normas para invitar a invertir y posteriormente cambiar las reglas, y eso es riesgoso", agregó.





Los dos proyectos de crudo extra-pesado de la Faja (Carabobo 1 y 3) implicarán para los nuevos socios un reto tecnológico y financiero, aunque permitirán a las empresas acceder a esas reservas petroleras. En esos proyectos se prevé un factor de recobro o el factor de recuperación original en sitio, de 20%. Estas son empresas mixtas que van a tener un periodo de funcionamiento de 25 a 40 años. En ese periodo los factores varían.

Los analistas afirman que para los socios realmente será un desafío tecnológico alcanzar un factor de recobro del 20%, especialmente cuando se trata de empresas, excepto Chevron que opera en **Petropiar** (antiguo Hamaca), que incursionan en la producción de crudo pesado de la Faja. Para otros analistas constituye un negocio a futuro, aunque con retos debido a la reducción de los campos petroleros en el mundo.

## Junín 6: de promisoría a arriesgada

De "*promisoría*" pero "*arriesgada*" califican expertos rusos la futura inversión de **Moscú** en el campo petrolero **Junín 6**, en **Venezuela**. En ese bloque están calculadas, ya certificadas, científicamente certificadas 52 mil millones de barriles de petróleo, y sólo en ese bloque (hay) para comenzar a producir en el 2014, 50 mil barriles por día, para llegar a 450 mil barriles al día de crudo mejorado para el año 2017.

**Mijaíl Krutigin**, de la consultora **RusEnergy**, calificó de "*bastante prometedor*" este campo petrolero de la faja del Orinoco. Subrayó en una entrevista con el diario **Kommersant** que el yacimiento "*se encuentra cerca del inmenso mercado estadounidense*" y que "*compañías rusas trabajan por ahora de manera asombrosamente coordinada*" en el proyecto.

El **Consorcio Nacional Petrolero (CNP)**, participado en partes iguales por **Gazprom**, **Lukoil**, **Rosneft**, **Surgutneftegaz** y **TNK-BP**, invertirá un total de 20 mil millones de dólares en la explotación de Junín 6 cuyas reservas superan cinco mil millones de toneladas del crudo. Además, pagará 600 millones de dólares en forma de bonificación a Venezuela una vez que haya ratificado el acuerdo correspondiente, y otros 400 millones de dólares cuando haya tomado la decisión definitiva de invertir en el proyecto. La parte rusa se reserva una cuota del 40% en la empresa conjunta que creará con la venezolana PDVSA para la explotación de Junín 6. Al mismo tiempo, Krutigin recordó que "*los riesgos políticos en Venezuela son altos*" y "*se requiere una actuación prudente*" para prevenir una reedición de lo sucedido en **Irak**, donde empresas rusas acabaron perdiendo numerosos contratos suscritos con el régimen de **Sadam Husein**.

## ¿45% de factor de recobro del petróleo de la Faja del Orinoco?

El **Servicio de Geología de Estados Unidos** la **USGS** por sus siglas en inglés reveló en un informe que las verdaderas reservas de la **Faja Petrolífera del Orinoco** alcanzan un volumen de 513 mil millones de barriles, cifra que supera 214% el monto de 163 mil millones mencionado en las publicaciones del **Ministerio de Energía y Petróleo**.

La liberación de este reporte por parte de la USGS no podía ocurrir en mejor momento para el Gobierno venezolano. Se hizo justo una semana antes que se recibieran las ofertas para la licitación del bloque Carabobo de la faja, sin que ese nivel de reservas se convierta necesariamente, de la noche a la mañana, en el elemento clave para que las empresas transnacionales decidan aceptar las condiciones impuestas por las autoridades del país.

Durante la presentación del **Proyecto Carabobo** las autoridades del Ministerio de Energía y Petróleo no omitieron la cifra de la USGS y resaltaron que Venezuela, ahora, pudiera contar con reservas por el orden de las 656 mil millones de barriles. **Baldo Sansó**, asesor legal del ministerio y coordinador del Proyecto Carabobo recordó en una exposición ante expertos vinculados al **Centro de Energía y Ambiente del IESA** que las cifras utilizadas por el Gobierno provienen del programa de cuantificación y certificación de reservas que se inició a partir de 2006, con el apoyo de la firma consultora estadounidense

**Ryder Scott**, especializada justamente en la evaluación de reservorios petroleras y gasíferos.

"Las reservas indicadas se refieren a las que económicamente son recuperables, asumiendo un factor de recobro de 20%", dijo Sansó. Explicó que el porcentaje de recuperación de petróleo se obtendrá de crudos pesado y extrapesado, mezclados con formaciones sólidas. "Es un crudo que debe ser 'mejorado', es decir, debe hacerse más líquido para su comercialización, y para ello deben construirse plantas semejantes a las instaladas en el complejo de Jose, en Anzoátegui". Los norteamericanos agregó nos dicen ahora que somos conservadores y que deberíamos utilizar 40% como factor de recobro. "Eso de la USGS nos tiene muy confundidos", reconoció el abogado.

El programa de cuantificación de reservas fue criticado desde el momento en el que se anunció, primero porque la evaluación se hizo mayoritariamente mediante la adjudicación de bloques a empresas energéticas extranjeras cuyos gobiernos son cercanos al de Chávez; y segundo, porque el factor de recobro o recuperación duplica al que se utiliza internacionalmente.

El ingeniero **Aníbal Martínez**, uno de los estudiosos de la faja, objeta los datos del Ministerio de Energía y Petróleo. "La certificación de reservas está descalificada por impropiedad en la metodología reconocida, aprobada y empleada internacionalmente", ha comentado el experto. Al conocer los datos de la USGS, Martínez no vaciló en cuestionar el informe en cuestión, en los cuales prácticamente se coloca a Venezuela con la mayor acumulación de hidrocarburos del mundo, al punto que triplicaría a la de **Arabia Saudita**. "El factor de recobro actual del campo es 8,4%. El horizonte que se considera para reservas probadas se corresponde a las cantidades recuperables en 30 años por métodos desarrollados y comprobados", explica Martínez.

El servicio geológico de Estados Unidos indica que el factor de recobro de la faja, en promedio, alcanzaría 45%. Si bien utiliza como multiplicador un mínimo de 15% también lo hace con 70%, por tanto, el nivel de reservas podría ser mínimo de 380 mil millones de barriles, máximo 652 mil millones. Los niveles de gas natural los ubica, en promedio, en 135 billones de pies cúbicos, dentro de un rango que va de 53 billones a 262 millones de pies cúbicos.

Sin embargo, los expertos de esta agencia hacen tres aclaratorias: La primera indica que "no se intentó estimar tanto los recursos o las reservas económicamente recuperables dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco"; la segunda, que "estos resultados no implican nada acerca de las tasas de producción de petróleo pesado o sobre la probabilidad de recuperación de petróleo pesado", y por último, "no se hace referencia al período de tiempo que se requiere para la recuperación de este petróleo mediante el uso de una tecnología que lo permita hacer más comerciable".

El nivel de reservas revelado y la metodología que utilizó esta agencia obligaron al responsable del estudio, el geólogo **Chris Schenk**, a ofrecer explicaciones, sobre todo porque las críticas no sólo se hicieron en Venezuela sino también de expertos petroleros internacionales. "La nueva estimación no se basa en las reservas estimadas sino en la cantidad de petróleo que es técnicamente recuperable con la tecnología que nosotros conocemos hoy", respondió Schenk. "Estamos diciendo que son técnicamente recuperables, pero no necesariamente económicamente recuperables hoy", añadió.



**Table 1.** Key input data for assessment of Orinoco Oil Belt Assessment Unit.

[%, percent; BBO, billion barrels of oil; ft, feet; scf/bbl, standard cubic foot per barrel]

	<i>Minimum</i>	<i>Median</i>	<i>Maximum</i>
Orinoco oil-in-place (BBO)	900	1,300	1,400
Recovery factor (%)	15	45	70
Net oil-saturated sandstone thickness (ft)	1	150	350
Porosity (%)	20	25	38
Water saturation (%)	10	20	25
Formation volume factor	1.05	1.06	1.08
Gas/oil ratio (scf/bbl)	80	110	600

**Table 2.** Orinoco Oil Belt Assessment Unit assessment results.

[BBO, billion barrels of oil; TCFG, trillion cubic feet of gas; NGL, natural gas liquids; BBNGL, billion barrels natural gas liquids. Results shown are fully risked estimates. F95 represents a 95 percent chance of at least the amount tabulated. Other fractiles are defined similarly]

<i>Total Petroleum System (TPS) and Assessment Unit (AU)</i>	<i>Field Type</i>	<i>Total Undiscovered Resources</i>											
		<i>Oil (BBO)</i>				<i>Gas (TCFG)</i>				<i>NGL (BBNGL)</i>			
		<i>F95</i>	<i>F50</i>	<i>F5</i>	<i>Mean</i>	<i>F95</i>	<i>F50</i>	<i>F5</i>	<i>Mean</i>	<i>F95</i>	<i>F50</i>	<i>F5</i>	<i>Mean</i>
<b>La Luna-Querecual TPS</b>													
Orinoco Oil Belt AU	<i>Oil</i>	380	512	652	513	53	122	262	135	0	0	0	0

## ¿Refinería venezolana en China?

Beijing dio luz verde a un gigantesco proyecto para la construcción de una refinería entre las estatales **Pdvs**a y **CNPC**, que producirá unos 400.000 barriles de crudo por día. La refinería, la primera de **Venezuela** en **Asia**, implicará una inversión de 6.000 millones de dólares y permitirá al Gobierno venezolano crear un mercado sólido para la comercialización de su petróleo, como parte de su estrategia de dejar la dependencia de Estados Unidos, su principal cliente. Con la aprobación por parte del **National Development and Reform Commission**, se allana el camino para que los socios comiencen estudios de factibilidad para la refinería que procesará unos 400.000 barriles por día<sup>47</sup>.

"Es significativo (...) la refinería ayudará a que Venezuela logre su objetivo de alejarse de Estados Unidos. Para China, es una gran cantidad de suministro de crudo garantizado. Están dados todos los factores para que este proyecto ocurra", indicó **Victor Shum** de **Purvin & Gertz**. Los 400.000 barriles diarios de petróleo representan el 10% de las importaciones totales diarias de petróleo de China que logró superar a Japón como el segundo comprador mundial de crudo y sus importaciones de petróleo ahora representan la mitad de su consumo<sup>48</sup>.

La refinería estará ubicada en la ciudad de **Jieyang**, en la provincia de **Guangdong**, el mayor centro exportador de China, que en los últimos años buscó incrementar su capacidad de proveerse de petróleo ante el vertiginoso aumento de su demanda interna. Para China, la inversión en una refinería de ese tamaño ayudará a garantizar un mayor suministro de crudo a largo plazo -por fuera de los exportadores predominantes de **Medio Oriente**- para producir el combustible que tanto necesita a fin de impulsar una economía que en el último trimestre del 2009 se expandió un 10,7 por ciento.



<sup>47</sup> The Wall Street Journal, "Venezuela, China in Oil Talks", (2/2)

<sup>48</sup> Reuters, "CNPC, Venezuela's China refinery wins Beijing's nod", (21/1)