BARRILES DE PAPEL No 19

CATAY o CHINA o CNPC

Ing. Diego J. González Cruz

Nunca pensó el grupo étnico *Kitán*, que su nombre iba a derivar en *Catay* para denominar en la antigüedad al gran país que es hoy China. Mucho menos iba a imaginar el veneciano Marco Polo que con el tiempo sus aventuras iban a tomar la dirección opuesta por el nacimiento de la empresa China National Petroleum Corporation (CNPC), la que con el tiempo llegaría a la lejana Venezuela en busca del *Excremento del Diablo*.

El crecimiento de China durante los últimos 30 años es de casi 10% anual, lo que provocó que el gigante asiático se convirtiera en un importador neto de petróleo a partir de 1993. Desde 1980 su demanda de energía crece 4,3% anualmente. De estos requerimientos energéticos el 65% corresponde a carbón, y representa 1/3 del total mundial y 2 veces el de los EE.UU. Cada semana en China se construye una planta eléctrica de 1GW que quema carbón. Desde el año 2004 China es el segundo país productor (1,85.billones de toneladas de carbón equivalentes-bTEC) y consumidor (1,97 bTEC) de energía. Hoy se abastece en un 94% e importa el 6% de la energía que requiere. Para 2020 su demanda se estima será de 2,9 bTEC. Un hecho a resaltar es que China se convirtió a partir de enero 2007 en importador neto de carbón (http://www.uofaweb.ualberta.ca/chinainstitute/nav03.cfm?nav03=57203&nav02=43884&nav01=43092)

Hoy importa el 32% del petróleo que necesita, y la EIA estima que para el 2030 importará las mismas cantidades que los EE.UU. Ese país de 1.300 millones de habitantes y 9,6 millones de Km^2 consumió en 2006 7.274.000 barriles diarios de petróleo (MMBD), de los cuales importó 3.438.000 MMBD (EIA). En su matriz energética primaria el petróleo representó el 22,7% en 2004 y para el 2025 se estima será el 26,7%. En 2004 el carbón representó el 67,7 % de la matriz, el gas el 2,6% y la hidro/nuclear/otros renovables el 7%, para 2025 el carbón se reducirá a 58,2% y aumentarán el gas a 6,97% y las renovables a 8,0%.

China en Venezuela

El diario *El Universa*l de Venezuela, en su edición del 21 05 2007 informó que Venezuela era el séptimo proveedor de crudo a China con 517.811 toneladas en marzo 2007 (121.936 barriles diarios (b/d)). Los mayores suplidores son Angola con 583 mil b/d y Arabia Saudita con 543 mil b/d. Es conocido el interés de China en incrementar sus negocios en Venezuela, y su embajador es la CNPC.

¿Quién es CNPC? La empresa petrolera China nace a raíz de la disolución del ministerio de la Industria Petrolera de China en 1988. A ella pertenece Petrochina (原油 天然气), empresa fundada en 1999, que está en las bolsas de New York y Hong Kong desde el año 2000. CNPC comienza a incursionar en América, propiamente en Perú, en 1993, cuando firma un contrato de servicio para producir petróleo y gas en el campo Talara. Llegó a Venezuela en 1997, cuando ganó en la *Tercera Ronda de Convenios Operativos* la operación de los campos Intercampo en el Lago de Maracaibo y Caracoles Este en el Oriente del país, finalmente incursiona en la producción de Orimulsión, con la empresa Sinovensa, hasta que el gobierno venezolano decidió abandonar ese negocio. Para 2005 CNPC tenía en Venezuela 4 cuadrillas haciendo geofísica y 31 cuadrillas de perforación y reparación de pozos. Hoy CNPC tiene intereses en 26 países y declara producir 2,5 millones de barriles diarios (MMBD) de petróleo (60% en China) y 3.800 millones de pies cúbicos (MMPCD) de gas (73,4% en China).

El ministro de Energía y Petróleo y presidente de Pdvsa, Rafael Ramírez, anunció el 26 de marzo 2007 la firma de varios acuerdos de cooperación que permitirán estructurar un negocio integrado, para colocar en China hasta un millón de barriles diarios de petróleo venezolano (http://www.pdvsa.com/ - Prensa). Declaró que se creará un fondo rotatorio en China de US$ 6 mil millones para proyectos no petroleros. Esos fondos tienen la particularidad que cada vez que se erogan recursos las partes vuelven a proporcionarlos. El país asiático aportará US$ 4 mil millones y Venezuela US$ 2 mil millones. El Acuerdo en materia de hidrocarburos contempla lo siguientes puntos:

1. Producir 800 mil barriles diarios (b/d) de crudo en Venezuela a través de una empresa mixta de la cual Pdvsa tendrá 60% de las acciones. La producción provendría de:

    a. En el bloque Junín 4, en la Faja del Orinoco (FPO), se producirán 200 mil b/d de petróleo.
    b. En el área de 50 kilómetros cuadrados en la FPO, asignada originalmente a Sinovensa para generar Orimulsión, se producirán otros 200 mil b/d.
    c. En un bloque de Carabobo, también en la Faja, se producirán unos 400 mil b/d.
    d. Todo lo anterior con la condición de que el factor de recobro sea de mínimo 20% del petróleo original en sitio (POES), una vez que los 27 bloques originales del Plan siembra Petrolera se subdividan en áreas menores (**nos escucharon**).
2. En el área Zumano en el Oriente venezolano, integrada por 15 campos maduros, CNPC producirá inicialmente unos 40 mil b/d diarios de crudo, con una meta de 100 mil b/d. Este proyecto fue aprobado por la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional, sin licitación, haciendo uso del Artículo 37 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que permite al Ejecutivo

esas asignaciones por *circunstancias especiales*, por un período de explotación de 25 años de una superficie de 428,19 $Km^{2,}$ es decir un poco más de 4 lotes de los que exige la Ley (Art. 23). PDVSA tendrá el 60% de la empresa Petrozumano y CNPC el 40%.

3. Un nuevo contrato de suministro de 320 mil b/d de crudo de áreas tradicionales y fuel oil por un año.
4. La constitución de una empresa mixta de transporte marítimo con 50% de las acciones para PDVSA y 50% para CNPC, para transportar el petróleo a China.
5. La refinación de hasta 800 mil b/d de crudo venezolano en tres refinerías con unidades de conversión profunda, que se construirán en China a través de una empresa mixta donde CNPC tendrá el 60%.
6. El Ministerio de Energía y Petróleo le asignará en forma directa a CNPC una o varias áreas del Proyecto Rafael Urdaneta (Falcón y el Golfo de Venezuela) para producir gas que irá al mercado interno.
7. Evaluar la participación de CNPC en el complejo petroquímico que proyecta Pequiven en Paraguana.

Con respecto a las actividades que iría a realizar CNPC en la FPO, insistimos en que lo relacionado con el factor de recobro impuesto por el MENPET de 20% no tiene sentido. Veamos: Recordando que el Artículo 34 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece un tiempo máximo de 40 años para hacer uso de los derechos de explotación de un área que se otorgue. Sí a CNPC le establecen una cuota de producción de 800.000 b/d, en un año produciría 292 millones de barriles (MMB) y en 40 años extraería un total de 11,7 millardos de barriles (MMMB).

El Plan siembra Petrolera sobre la FPO habla de un petróleo original en sitio (POES) de 1.360 MMMB, por lo que el 20 % de ese volumen serían 272,0 MMMB. Si el volumen que producirá CNPC corresponde al 20% de factor de recobro del POES que le asignaron, faltaría por producirse en toda la FPO 260,3 MMMB. Surge la pregunta ¿Quiénes producirán semejante volumen en los próximos 40 años? Ya que tendrían que producirse 6.507,5 MMB anualmente, es decir, ¡17,8 millones de barriles diarios! Otra pregunta relacionada con la cuota OPEP ¿Cómo Venezuela manejaría semejante volumen dentro del Cartel?

Sobre la eliminación del negocio de la Orimulsión (bitumen natural para generar electricidad), el viceministro Mommer argumentó en su momento que era preferible usar ese petróleo para producir un crudo más comercial (Merey 16); ahora resulta que CNPC recibió autorización para producir 200.000 b/d de ese bitumen natural. Lo que no dice el Acuerdo es si esos barriles serán para preparar Orimulsión y llevarla a China para generación eléctrica, o si será para producir el crudo Merey 16 del que habló Mommer, pero en China. Entendiendo que en el último caso tendría que convertirse en Orimulsión para transportarse (cualquier coincidencia con un diálogo con Cantinflas es pura coincidencia). Nos

permitimos recordar que el máximo de bitumen producido en la FPO fue de 76.500 b/d promedio en 2002.

Hablando de desarrollo endógeno, no se entiende por qué se le asignaron a CNPC 15 campos maduros para producir inicialmente unos 40 mil b/d de crudo, con una meta de 100 mil b/d (más de 6.000 barriles diarios promedio por campo), cuando hay la oportunidad de asignárselo a grupos venezolanos que estarían interesados. ¿Sabrá el MENPET que la empresa venezolana VETRA GROUP por no tener trabajo en su país, opera un campo en Colombia y produce 3.000 b/d; o que hay miles de petroleros trabajando en el exterior, cuando podrían hacerlo en su país?

Sí el Acuerdo incluye la refinación de hasta 800 mil b/d de crudo venezolano en tres refinerías con unidades de conversión profunda, que se construirán en China a través de una empresa mixta donde CNPC tendrá el 60%, vale la pena recordar que la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente pretendía promover el desarrollo y la participación del capital nacional en las actividades de refinación e industrialización de los hidrocarburos:

> ***(…)Artículo 18.*** *El Ejecutivo Nacional adoptará medidas que propicien la formación de capital nacional para estimular la creación y consolidación de empresas operadoras, de servicios, de fabricación y suministro de bienes de origen nacional para las actividades previstas en este Decreto Ley. En tal sentido, el Estado, los entes y las empresas a que se refiere este Decreto Ley, deberán incorporar en sus procesos de contratación, la participación de empresas de capital nacional en condiciones tales que se asegure el uso óptimo y efectivo de bienes, servicios, recursos y humanos y capital de origen venezolano.*
>
> ***Artículo 51.*** *El Ejecutivo Nacional adoptará las medidas necesarias para la industrialización en el país de los hidrocarburos refinados, las cuales, entre otras deberán cumplir las orientaciones siguientes:*
> ***1.*** *Estimular la mayor y más profunda transformación de los hidrocarburos refinados.*
> ***2.*** *Fomentar las inversiones en proyectos generadores de sustancias que apoyen el desarrollo del sector industrial nacional.*
> ***3.*** *Asegurar que las refinerías y plantas procesadoras de hidrocarburos bajo el control del Estado garanticen con carácter prioritario, respecto a la alternativa de exportación, el suministro a oportuno para su posterior procesamiento de las sustancias básicas en cantidad y calidad y con esquemas de precios y condiciones comerciales que permitan el desarrollo de empresas competitivas en los mercados internacionales.*
> ***4.*** *Desarrollar parques industriales alrededor de las refinerías y en zonas donde se facilite el suministro de hidrocarburos o sus derivados.*
> ***5.*** *Que se estimule la creación y participación de entes financieros en la industrialización de los hidrocarburos en el país.*
> ***6.*** *Que las empresas que realicen actividades de industrialización de hidrocarburos en el país fomenten a su vez la industrialización, aguas abajo, de los insumos que producen.*
>
> ***Artículo 52.*** *El Ejecutivo Nacional dará prioridad a los proyectos de industrialización de los hidrocarburos refinados que estimulen la formación de capital nacional y vinculen éste a una mayor agregación de valor a los insumos procesados y cuyos productos sean competitivos en el mercado exterior.*

También habría que explicar por qué el Ministerio de Energía y Petróleo le asignará sin licitación a CNPC una o varias áreas del Proyecto Rafael Urdaneta (Falcón y el Golfo de Venezuela) para producir gas para el mercado interno, y conocer cuál será la contraprestación que ofrecerá CNPC por tal hecho y qué porcentaje de capital nacional incorporarán, como lo establece el Reglamento de la Ley en sus artículos 21, 22 y 23 (ver abajo); y preguntarse a qué precio tendrá que producirse el gas costa afuera para venderlo en el mercado interno venezolano, ya que éste está fijado por el MENPET en 43,212 Bs./m3 (0,57 US$/MPC – Gaceta Oficial No 38.378 de 13.02.2006).

> ***(…) Artículo 21:*** *… El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, previa autorización del Consejo de Ministros, podrá otorgar directamente la licencia sin proceso licitatorio, por razones de interés público o por circunstancias particulares de las actividades, con sujeción a las condiciones que establece la Ley.*
>
> ***Artículo 22:*** *Las contraprestaciones especiales a las cuales aspira la República deberán incluirse en las bases del proceso licitatorio para el otorgamiento de la licencia*
>
> ***Artículo 23:*** *Las personas a quienes se les otorgue una licencia en áreas con reservas probadas de gas natural no asociado que justifiquen su desarrollo, deberán incorporar un porcentaje de capital nacional en los términos y condiciones que se establecerán en la Licencia.*

Finalmente, cuando el Acuerdo considera evaluar la participación de CNPC en el complejo petroquímico que proyecta Pequiven en Paraguana, nos permitimos recordar que ahora la actividad en ese sector no pertenece a PDVSA ya que pasó al MENPET en 2005 y el nombre de la compañía es *Corporación Petroquímica de Venezuela*, dirigida por el ingeniero Saúl Ameliach. Por lo demás, pareciera que la estatal venezolana tendría que llegar a un acuerdo con Petrobras, la cual recibió hace poco, con otros acuerdos, la ejecución de proyectos petroquímicos.

Diego González C.
Caracas, junio 2007

Referencias:

IAGS Spotlight written by Gal Luft (http://www.iags.org/china.htm,, http://www.iags.org/la020204.htm & http://www.iags.org/n0118041.htm)

Principales productores, consumidores, exportadores e importadores: http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/topworldtables3_4.html

Presentación Zhwei Zhou. http://energy.coe21.kyoto-u.ac.jp/eng/task-eva/ws_eei_asia/02_Prof_ZhweiZhou_Asia.pdf

Consumo de energía en China y unidades: http://j-parc.jp/Transmutation/ws/pdfen/1-2_Yuping.pdf

Factores de Conversión: http://www.eppo.go.th/ref/UNIT-OIL.html

Ley Orgánica de Hidrocarburos, 2001 http://www.asambleanacional.gov.ve/ns2/leyes-habilitante/L-204HIDROCARBUROS.pdf