

BARRILES DE PAPEL No 82
CUÁNTO PETRÓLEO PRODUCIR
Diego J. González Cruz

El 14 de septiembre la OPEP cumplió 51 años de fundada (14-09-1960). En ese año la producción promedio de petróleo de Venezuela fue de 2.853.904 barriles diarios (b/d), exportando 2.692.409 b/d y con un mercado interno (M.I.) de apenas 127.899 b/d. Ese año el país tenía el 13,6% de la producción mundial y el 34,5% de la producción OPEP (se entiende que solo eran 5 los miembros). Sin embargo, en 1970, cuando el país alcanza su pico de producción hasta la fecha (3.708.000 b/d) tiene solo el 7,6% de la producción mundial y el 16,2% de la producción OPEP. En 1970 se exportaron 3.469.606 b/d de petróleo y productos y el M.I. era de 200.386 b/d. Hoy la situación no puede ser más deprimente: con una producción oficial de 2.970.000 b/d el país solo produce el 3,45% del total mundial y apenas el 10,1% de la cesta OPEP; y exporta 2.415.000 b/d, con un M.I. de 674.000 b/d (mas detalles en el Cuadro No. 1). Resumiendo, Venezuela ha perdido su presencia mundial en el mercado de los hidrocarburos y debe ser rescatada, para beneficio de todos.

Factores a tomar en cuenta para elevar la producción:

1. Modernizar el ministerio de Energía y crear el Ente Regulador
2. Solicitar a los particulares que operan las empresas mixtas que procedan a incrementar la producción de sus áreas de actividad, y ofrecer otorgarles las vecinas que estén inactivas
3. Desarrollar las reservas probadas no desarrolladas en las áreas activas de PDVSA
4. Elevar el “factor de recobro” de los yacimientos activos
5. Revisar el numero de pozos inactivos existentes y sus áreas de influencia, de los cuales un % se podría reactivar, y lo más importante es que en sus áreas vecinas hay reservas probadas que solo debe procederse a explotarlal con pozos nuevos
6. Explorar y desarrollar los recursos por descubrir en las áreas tradicionales.

Todo lo anterior debe preceder cualquier acción para incrementar substancialmente la producción de petróleo de la Faja, porque son opciones más económicas y que requieren menos tecnologías.

Cuánto petróleo puede producir Venezuela a partir de 2013?

Aquí ampliamos lo presentado en el *Barriles de Papel No 80* (agosto, 2011). Cualquier aumento neto de producción de petróleo, por encima de la que recibirá el nuevo gobierno democrático en 2013, comienza por conocer qué producción se recibirá al cierre del año 2012. Sera también indispensable conocer la situación de los recursos humanos (en especial lngs. de petróleo, geólogos, geofísicos, planificadores, personal de campo y de apoyo) que participan en la generación de producción por “gestión directa”. Cualquier mantenimiento e incremento de la producción de petróleo y gas natural va a depender de

las condiciones de la infraestructura de producción, refinación y procesamiento de gas natural que se encuentre.

En primer lugar habrá que contar con las empresas privadas que actúan hoy en las empresas mixtas (ex Convenios y ex Asociaciones), y solicitarles programas para maximizar la producción de los campos donde actúan hoy, y de la posibilidad de que puedan operar campos y/o áreas vecinas. En especial las empresas Shell, Petrobras, Repsol, ENI, Chevron, CNPC, Total, Statoil, Sinopec, BP, ONGC, Hocol, Teikoku, Harvest V, Perenco, Inemaka, y Tecpetrol, entre otras. Partiendo de la premisa que el nuevo ministerio de Energía estará funcionando, así el Ente Regulador de los Hidrocarburos, estos tendrán que solicitar a PDVSA la devolución de los campos que están completamente inactivos, y de las áreas en producción que tienen un número importante de pozos inactivos, que no estén comprometidos en empresas mixtas, para que el Ente Regulador proceda a la brevedad a invitar a empresas internacionales y las nacionales que se crearen, a licitar por esas áreas, bajo la figura de empresas mixtas, mientras se cambia la Ley de Hidrocarburos de 2006 y se deroga el Decreto 5.200 de febrero 2007 (que obliga a que las empresas mixtas sean 60% Estado y 40% privado).

PDVSA, a partir de 2009 firmó con empresas estatales y algunas privadas contratos para realizar Estudios conjuntos de 24 campos maduros ubicados en el Occidente y Oriente del país. Inclusive en varios de ellos ya se constituyeron empresas mixtas (PDVSA Informe 2010, págs. 95-97)) El nuevo ministerio de Energía deberá solicitar los resultados o el estado en que están dichos estudios, y esas empresas mixtas, para tomar decisiones sobre los mismos, en especial en los que haya una mayoría de pozos inactivos. Habrá que prestar prioridad a los contratos firmados para la creación de empresas mixtas con empresas privadas como Odebrecht y SIPC de China. Se tendrá que hablar con las estatales Belorusneft de Bielorusia (6 campos), Cupet de Cuba (4 campos), Sonagol de Angola (2 campos) y Petropars de Irán (1 campo), para ver qué planes reales tienen de producir esos campos, y si disponen de los recursos financieros y humanos necesarios para trabajar esos campos.

En el caso de la Faja, con voluntad política, habrá que solicitar a las empresas que la manejaron hasta 2008, vuelvan a tomar las riendas de las Asociaciones, lo que implica invitar a ExxonMobil y ConocoPhillips a regresar al país. Las 4 Asociaciones estaban listas para llevar la producción a un millón de barriles diarios. Sobre la "producción temprana" de los bloques recientemente otorgados, en especial a empresas privadas, tendrá que hablarse con estas, para ver en cuanto tiempo pueden alcanzar sus mejores niveles de producción estimados.

Todo lo anterior, solo podrá ser posible si Venezuela envía mensajes muy claros a los capitales nacionales e internacionales y al mundo que está mejorando sus indicadores sobre el respeto a la propiedad privada y al estado de derecho. De allí que cualquier cifra meta de producción de las que se han mencionado, se comenzaría a materializar a partir del tercer año del gobierno democrático, y alcanzarla finalmente dependerá de muchos factores. La situación real es que hay tantas trabas de todo tipo, que sinceramente durante el 1er año y avanzado el 2do. no será mucho lo que se avanzara. Todo está en el suelo. Hay que hacer una prognosis año a año de cuanto se va a incrementar la producción de petróleo y gas natural en función de las licencias que se vayan otorgando.

Enumeremos las situaciones que será necesario resolver:

1. La actividad de entregar en licencias (primero con la figura de empresas mixtas mientras se cambia la LOH) debe ir precedida de una reestructuración total del ministerio de Energía, para que dicte las políticas correspondientes para materializar lo que se desea hacer, y de la creación a la brevedad del Ente Regulador, para que implemente esas políticas.
2. El verdadero número de pozos inactivos “capaces de producir” según la clasificación del ministerio de Energía, solo se sabrá cuando se haga la auditoría necesaria, partiendo de los Informes T-1001, con los que PDVSA mensualmente reporta al MENPET esa actividad. Muchos de esos pozos tiene cerrados decenas de años y en la práctica estarían perdidos (sería absurda técnica y económicamente su reparación), lo importante es que tienen la información necesaria para perforar sus reemplazos de ser necesarios. Todo lo dirá la auditoría que se propone.
3. De máxima prioridad, el número de esos pozos y sus áreas de influencia que entrarían en el programa de reactivación de “campos maduros”, que impulse el ministerio de Energía y el Ente Regulador, así como sus estimados promedio de producción serán el resultado de los *Estudios Integrados de Yacimientos* que realicen la estatal y las empresas particulares, respectivamente.
4. Desarrollar una actividad intensa de estudios y luego de perforación y reparación de pozos, utilizando las mejores tecnologías de completación y de métodos de producción (macollas, perforación horizontal y multilaterales, bombas electro sumergibles, levantamiento artificial con gas, inyección de vapor y otras tecnologías probadas en las áreas de crudos pesados, uso de diluentes, etc.).
5. Incluir el desarrollo de las reservas probadas “no desarrolladas” que representan un volumen muy importante (mayor que el de las “desarrolladas”) de crudo tradicional seguro de obtener, pero que necesita infraestructura de pozos y de superficie para producirse. Aquí también han que destacar que esa producción adicional no será sumada simplemente a la que esté ocurriendo, porque parte de ella va a reemplazar la declinación natural de las áreas activas y de ella propia, así que el neto de producción que se anuncie, para sumar en términos de ingresos será menor.
6. Disponer de los recursos humanos y de los equipos de perforación, bienes y servicios, que habrá que contratar y traer del exterior de no estar disponibles en el país, por lo que será necesario resolver lo de CADIVI de forma prioritaria. Será necesario hacer expedita la importación de los bienes y materiales que se requieran. Si no llegan al país los equipos de perforación y reparación de pozos eliminando trámites burocráticos, nada de lo propuesto se podrá materializar
7. Sí no se dispone de los cientos de ingenieros petroleros, geólogos, geofísicos, petrofísicos y técnicos industriales que será necesario que se incorporen a esta gigantesca actividad del sector privado, que correrá paralela a la actividad que debe seguir haciendo la estatal en sus áreas hoy activas. Muchos de esos RR.HH. tendrán que venir del exterior, contratados por las nuevas empresas y muy bien pagado en dólares o euros
8. Permitir la total expatriación de los capitales que lleguen y los beneficios y dividendos que produzca la actividad, así como los salarios y beneficios del personal importado que así desee hacerlo
9. Será imprescindible Tener empresas de bienes y servicios a la altura de las exigencias, así que las actuales tendrán que adaptarse lo más rápido posible a las mismas
10. Será necesario adecuar la infraestructura de los 12 estados y sus 170 municipios relacionados con la actividad petrolera, para que puedan responder a la gigantesca actividad que se les avecina. Aquí nos referimos a las carreteras,

- servicios de agua, gas, electricidad y aseo urbano, mercados y supermercados, clínicas, escuelas y liceos, hoteles, restaurantes, ferreterías, y pare de contar
11. Y no menos importante será lograr una “tregua sindical” para que los sindicatos y trabajadores estén dispuestos a contribuir con el desarrollo de las actividades
 12. Para la modificación de la Ley de Hidrocarburos que se propone para facilitar la materialización de la propuesta, es necesario comenzar a hacer un lobby desde el momento que se lance ésta públicamente, para que los diputados del gobierno actual se sientan presionados por sus regiones para que aprueben los cambios, una vez este el nuevo gobierno en el poder. Insistimos en que deberá manejarse la figura de leyes habilitantes para acelerar esos cambios en la Ley de Hidrocarburos vigente.

Conclusión final

Venezuela necesita es un Estado no empresario, pequeño pero fuerte, con sólidas instituciones y una burocracia profesional como la de los países del primer mundo, que hagan énfasis en el mejor desempeño de los ministerios “sociales”: educación, salud, vivienda, seguridad, infraestructura (electricidad, gas, agua, aseo urbano, vialidad), como única forma de abatir la pobreza y movernos hacia pertenecer al primer mundo. Un país de oportunidades, donde se respete la propiedad privada y el estado de derecho.

Dejemos que sean la PDVSA reorganizada, las empresas nacionales e internacionales que vendrán, una vez que las reglas estén claras, las que digan al Ente Regulador de los Hidrocarburos y al país, cuanto petróleo y gas natural pueden producir.

Cuadro No 1

VENEZUELA Y SU PRODUCCION DE PETROLEO CON RESPECTO AL MUNDO Y A LA OPEP

Año	Venezuela Producción b/d*	Venezuela Exportaciones petroleras b/d*	Venezuela Mercado Interno b/d*	Produccion mundial b/d	Produccion OPEP b/d	% OPEP del TOTAL MUNDIAL	% Venezuela del TOTAL MUNDIAL	% Venezuela del TOTAL OPEP
1960	2.853.904	2.692.409	127.899	20.990.000	8.270.000	39,4	13,6	34,5
1970	3.708.000	3.469.606	200.386	48.941.000	22.822.000	46,6	7,6	16,2
2010	2.970.000	2.415.000	674.000	86.828.991	29.266.000	33,7	3,4	10,1
* Cifras oficiales								
Referencias: http://www.eia.gov/ipm/supply.html								
Informes PDVSA 2010 y MENPET 2010								

Fuente: MENPET-PODE 2007-2008, PDVSA Informe de Gestión 2010, y Cálculos propios

Diego J. González Cruz, PE; Senior Associate E&P and Natural Gas
GBC Global Business Consultants
gonzalezdw@gmail.com
www.gbc-laa.com; <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>
Tlf. Cel. +58 416 605 8299
Tlf. Ofic. +58 212 267 1687

Caracas, 06 de noviembre 2011