

**Barriles de Papel No 120**  
**LAS CIFRAS LO DICEN TODO**

Diego J. González Cruz

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), presentó su *Informe Anual de Gestión 2013*. El Informe está dividido en 12 partes: las primeras seis contienen el Informe de Actividades propiamente dicho: 1) Contenido y la propaganda política, 2) Actividades de Exploración y Producción y los grandes números, 3) Negocios Faja, Campos Maduros y Actividades de Gas natural, 4) Refinación, 5) PDV Naval, y 6) Nuevos Negocios (filiales no petroleras); los segundos cinco están dedicados a los temas de Seguridad, Higiene y Ambiente, y en documentos separados presentan los Estados Financieros y el Informe del Comisario.

Para explicar el grado de deterioro de la industria petrolera nacional, es adecuado analizar los principales indicadores, por áreas de negocios, comparando 7 años de la PDVSA que se concentraba en las actividades del negocio de los hidrocarburos (1992-1998) con 14 años del proceso de decadencia (1999-2013). En este Barriles solo analizaremos las actividades de Exploración, Producción y Gas Natural, que son las actividades que producen los insumos para generar las divisas que necesita el país. En la medida que disminuya la producción de hidrocarburos y se incrementen los costos de producción, menores serán los ingresos, adicional a la mala gerencia, a los desfavorables negocios que está haciendo la estatal a nombre del gobierno, y a la distracción de recursos a actividades no petroleras

Para este análisis, es importante destacar que las cifras que se muestran son de fuentes oficiales, especialmente del ahora Ministerio de Petróleo y Minería (Informe anual *Petróleo y Otros Datos Estadísticos* - PODE, varios años), e Informes de PDVSA.

### **Exploración:**

La exploración por hidrocarburos es fundamental para reponer las reservas que se producen. En materia de exploración se eliminó desde 2007 el desarrollo del programa exploratorio múltiple, con la participación de empresas privadas, las Asociaciones de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (AERGC). Era la forma de evaluar los más de 600 prospectos exploratorios identificados desde la PDVSA democrática, y que la petrolera estatal no tenía los recursos económicos para acometerlos. Este esfuerzo tuvo un éxito exploratorio estadístico sin precedente: de 8 áreas otorgadas, resultaron 3 descubrimientos, el 37,5%. Si ese esfuerzo se hubiera continuado sobre las más de 600 áreas prospectivas señaladas por PDVSA en sus planes, con digamos un 20% de éxito hoy se tendrían en desarrollo por lo menos 120 nuevos campos petroleros, no gigantes pero si medianos y modestos, tipo La Ceiba, Golfo de Paria Este y Oeste, y existirían miles de empleos directos e indirectos en nuevas empresas operadoras y en compañías proveedoras de bienes y servicios.

A continuación se presentan los principales indicadores de la gestión exploratoria, donde se demuestra el deterioro que ha tenido la actividad:

La actividad sísmica total que se realizó en 2013 fue de apenas 601 km de dos dimensiones (2D) y 2.462 km<sup>2</sup> de 3D. Como referencia destacamos que en 2002 se

corrieron 6.779 km de líneas sísmicas 2D y 4.398 km<sup>2</sup> de sísmica 3D; y entre 1999 y 2008 14.377 km de 2D y 32.214 km<sup>2</sup> de 3D; y entre 2009 y 2012 disminuyendo a solo 3.988 km de 2D y 8.250 km<sup>2</sup> de 3D.

De los estudios exploratorios planificados por la “nueva” PDVSA entre 2007 y 2021, apenas el progreso está entre 3,1 y 31,5%. En 2013 solo se trabajaron nueve (9) pozos exploratorios: tres en progreso, cuatro completados y dos pozos abandonados. Recordando que en los 15 años anteriores, entre 1984 y 1998, se iniciaron 475 pozos exploratorios, mientras en el periodo 1999-2013 (15 años) solo se han trabajado 268 pozos de este tipo.

### **Reservas:**

PDVSA sigue mostrando volúmenes de reservas de petróleo y gas natural que no son tales, porque no cumplen con las Normas del Ministerio de Petróleo y Minería, y mucho menos con las Normas internacionales establecidas por: la *Society of Petroleum Engineers-SPE*, la *US Securities & Exchange Commission-SEC*, y el *World Petroleum Congress-WPC*), en especial en lo relacionado con las reservas “No Desarrolladas”. PDVSA no puede mostrar cifras de reservas probadas de petróleo desarrolladas de solo el 4% del total (19.707 millones de barriles de 298.353 millones de barriles), y cifras de reservas probadas de gas natural desarrolladas de solo el 20% del total (39,1 tcf de 197,1 tcf), porque las Normas exigen que la empresa explique, en un Plan de desarrollo muy detallado, cómo va a producirlas, con que facilidades y procesos, y como serán transportadas a los mercados establecidos, en los próximos cinco (5) años.

Las Normas también exigen que las empresas presenten anualmente los volúmenes de reservas no desarrolladas que pasan a desarrolladas. También, las cifras presentadas por PDVSA violan el concepto de límite económico para producirlas, asociado con los costos operacionales para producirlas, que establecen las Normas de la SPE.

### **Producción:**

La actividad actual de producción es donde se refleja mejor el deterioro de la industria petrolera nacional. Se dismanteló el esfuerzo sostenido que se produjo con la política de los Convenios Operativos, las Asociaciones de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (AERGC), y las Asociaciones de la Faja, para aumentar la producción de petróleo y gas natural. Gracias a ello logró formarse 33 nuevas empresas operadoras, 3 Convenios con Universidades nacionales, 3 AERGC, 4 Asociaciones en la Faja, y Bitor-Sinovensa. Los Convenios alcanzaron una producción tope de 518.000 barriles diarios (b/d) y la Faja 663.000 b/d, incluyendo 61.000 b/d de Bitor-Sinovensa, y las AERGC ya mostraban alguna producción, representando una producción adicional cercana a los 1.200.000 barriles diarios. Hoy las autoridades estatales reconocen que esos niveles de producción han disminuido.

Esa política de apertura también tuvo como hecho positivo la creación de la Asociación Venezolana de los Hidrocarburos (AVHI-<http://www.avhi.org/>), que reúne a las empresas productoras diferentes de PDVSA.

En materia de producción, aún cuando el Informe de Gestión 2013 habla de una producción de petróleo y líquidos del gas natural de 3.015.000 barriles diarios (b/d), le

enviaron a la OPEP la cifra de 2.786.000 b/d. Por lo demás, un promedio de producción informado por la OPEP, las Agencias internacionales AIE y EIA, y Platts para agosto 2013, la sitúan en no más de 2.469.000 barriles diarios de producción. Y el reciente Informe OPEP de junio 2014 la ubica en 2.335.000 b/d, mientras PDVSA le informó a la Organización que para la misma fecha la producción era de 2.832.000 b/d.

La producción oficial 2013 de petróleo está dividida en 1.274.000 b/d en la Dirección Faja (495.000 b/d de gestión directa PDVSA; empresas mixtas 114.000 b/d; y 665.000 b/d de empresas mixtas Faja); 964.000 b/d en la Dirección Oriente (881.000 b/d gestión directa PDVSA, 59.000 b/d empresas mixtas y 24.000 b/d de Pdvsa Gas); 777.000 b/d en la Dirección Occidente (485.000 b/d de gestión directa PDVSA, 292.000 b/d empresas mixtas).

Es decir, que la actividad directa de PDVSA produjo oficialmente el 62,5 % del total (1.885.000 b/d), pero la verdad es otra. Si tomamos como cierta la producción de las empresas mixtas de 1.130.000 b/d (37,5%), porque llevan su propia contabilidad para efectos de su cobro de dividendos, y esta se deduce de la cifra de junio de la OPEP: 2.335.000 b/d, resulta que la producción real de PDVSA por gestión directa fue de 1.205.000 b/d, declinando con respecto a 2012, que usando el mismo calculo, produjo 1.414.000 b/d.

Por tipo de crudo, la producción oficial total está dividida en 1.677.000 b/d de crudos pesados/extra pesados, 637.000 b/d de medianos, 585.000 b/d de livianos y condensados, y 116.000 b/d de líquidos del gas natural, un claro deterioro de la producción de los crudos más comerciales, ya que en 1998 la situación era la siguiente: 1.160.700 b/d de livianos y condensados, 1.101.500 b/d de medianos, 1.066.900 b/d de crudos pesados/extra pesados y 181.309 b/d de líquidos del gas natural.

Para comprobar el grado de deterioro ocurrido en la industria petrolera entre 1998 y 2013, también basta comparar la actividad de perforación y la situación de los pozos activos, porque la estatal no informa de los pozos cerrados. Los números que siguen muestran la ineficiencia de la PDVSA de hoy en una actividad fundamental como es la perforación y el mantenimiento de pozos: en 2013 se perforaron 937 pozos, de los cuales 345 fueron en la Faja, (no dicen cuantos fueron exitosamente completados) mientras que en 1998 se perforaron 1.402 pozos, de estos se completaron exitosamente 749, y 441 estaban suspendidos.

Sobre el estado de los pozos, informan de 18.304 pozos activos al 31-12-2013, pero en 2011 había 18.287, es decir, no aumenta significativamente el número de pozos activos, por lo que no aumenta la producción. Por supuesto, no informan del número de pozos inactivos. Ya los veremos cuando algún día salgan los nuevos PODE.

Estas cifras son críticas, porque a menor el número de pozos produciendo menor serán las reservas recuperables.

Otro hecho para demostrar el deterioro de lo que estaba funcionando mejor, fue la eliminación del exitoso negocio de la venta de Orimulsión® como combustible ideal para plantas eléctricas que funcionan a carbón. Un producto que se fabrica con el bitumen que se puede producir de la Faja, y del cual hay ingentes recursos (34,5 % del total del petróleo original en sitio - POES de la Faja), el cual en nada iba a dificultar o

reducir el otro negocio de la Faja como es el de producir y mejorar sus reservas de crudos extra pesados (65,5 % del POES). Se les insistió hasta el cansancio que los dos negocios eran factibles de llevarlos adelante, pero privó el afán de borrar lo bueno que había.

### **Campo Faja del Orinoco (La Joya de la Corona):**

En términos de futuro, lo peor de la destrucción de la industria petrolera venezolana es lo que está ocurriendo en el Campo Faja del Orinoco. Se han asignado bloques, con el inútil pretexto de "certificar" unas reservas, a un conjunto de empresas en su mayoría estatales, que no tienen ni el *know-how*, ni la experticia en estudios de yacimientos, producción, manejo, mejoramiento y comercialización de crudos extra pesados, y mucho menos el músculo financiero para acometer la actividad que se requiere en la Faja, donde se puede aumentar algo la producción, hasta que éste preciado recurso deje de tener la importancia energética y política que tiene hoy, que sin duda ese día llegará y habremos perdido ese tren (recordemos las palabras del Jeque Yamani).

Ese gran esfuerzo que fue demostrar la factibilidad técnica y económica de producir, manejar, mejorar y comercializar esos petróleos y bitúmenes, a través de 4 Asociaciones Estratégicas, que el mismo Gobierno actual celebró su inauguración y éxitos en su momento, inclusive ofreciéndoles a sus promotores otorgarles áreas adicionales, lo terminaron con una "nacionalización" artificial, que condujo a la caída de la producción y a dos litigios con arbitrajes internacionales.

Hoy hay 11 empresas mixtas en la FPO, de las cuales cuatro están en las áreas que se producían como Asociaciones, las 7 restantes deberían estar produciendo por lo menos la "producción temprana" de 50 mil barriles diarios (mb/d) que ofreció el gobierno, pero el Informe 2013 de PDVSA no dice nada de la producción de las mismas, solo recordamos que la Memoria y Cuenta 2013 que presentó el ministro-presidente de PDVSA informó que de estas solo produjeron 2 mb/d Petrocarabobo y 2 mb/d Petromiranda; por lo demás la Memoria informó que Petroanzoategui (100%PDVSA-antes Petrozuata) produjo 111 mb/d, Petrocedeño (antes Sincor) produjo 114 mb/d, Petromonagas (antes Cerro Negro) 142 mb/d, Petropiar (antes Ameriven) 161 mb/d y Sinovensa 136 mb/d, es decir, la mayoría de las antes exitosas Asociaciones están produciendo menos.

Lo nuevo en la Faja es la participación de Rosneft en la empresa Petrovictoria (40%) en el Área Carabobo. Con el compromiso de producir 400 mb/d en 2019, de los cuales deberá mejorar 200 mb/d para obtener un crudo de 42° API. Un sueño más.

Por lo demás, informan que hay 18 empresas "certificando reservas".

### **El Mundo y la OPEP:**

En materia internacional la participación de Venezuela en la producción de petróleo ha descendido de 4,8% del total mundial en 1998 a 2,6% en 2013. En la OPEP Venezuela tenía el 11,9% de la torta en 1998, y en 2013 apenas Venezuela tiene el 7,8% de la producción OPEP.

### **Gas Natural:**

Venezuela ha perdido la gran oportunidad que tuvo de desarrollar la industria del gas en

toda su cadena de valor, como lo permite la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) de 1999, tan promovida por el difunto presidente de la República por todo el mundo, cuando invitaba a la “fiesta del gas” en Venezuela. Las expectativas de gas que hay en el mar territorial deberían estar en completo desarrollo, no esa tímida actividad que se observa en la Plataforma Deltana, donde solo se han otorgado 3 licencias. De las 7 licencias licitadas en tierra en el año 2.000 apenas hay una menguada producción de no más de 346 millones de pies cúbicos diarios (MMpc/d). De las 5 licencias otorgadas al oeste de Paraguaná, una sola tuvo éxito (Cardon IV-ENI/Repsol) y marcha a paso de morrocoy, con expectativas de comenzar a producir en 2015; y el famoso proyecto Mariscal Sucre (ex Cristóbal Colón) continúa durmiendo el sueño de los justos. Hoy la mayoría de las capitales del país y la mayoría de los municipios deberían disfrutar de sistemas de gas por tuberías, pero no es así. Colombia en el mismo tiempo, ya tiene más de 500 municipios con gas por tubería, y está exportando gas a Venezuela, y para el 2015 exportarán gas licuado al Caribe y posiblemente a Centroamérica.

Las reservas de gas natural se elevaron de 146,6 billones de pies cúbicos (tcf) en 1998 a 197,1 tcf en 2013. Incremento no representativo una vez aprobada la LOHG, si se consideran los inmensos recursos identificados, tanto costa afuera como en tierra.

La producción de gas natural promedió 7.395 MMpc/d, distribuida en 5.454 MMpc/d de PDVSA EyP, 850 MMpc/d de Pdvsa Gas, 745 MMpc/d de las empresas mixtas y 346 de las licencias; adicionalmente, se compraron 203 MMpc/d a Colombia. La distribución general del gas producido fue como sigue: 5.250 MMpc/d a consumos de PDVSA (inyección, combustible y otros), 1.973 MMpc/d al mercado interno, y 172 MMpc/d transformado en líquidos. Los volúmenes que fueron al mercado interno se vendieron a pírricos precios de 0,66 \$/MMBtu. En 1998 fueron al mercado interno 2.290 MMpc/d. Las ventas se muestran en la tabla siguiente:

VENTAS DE GAS POR SECTOR	VOLUMEN MMPCD	%
Eléctrico	690	32%
Petrolero	454	21%
Petroquímico	420	19%
Manufacturero	188	9%
Siderúrgico	171	8%
Distribuidor	112	5%
Cemento	94	4%
Aluminio	28	1%
Doméstico	17	1%
Autogas	2	0%
<b>TOTAL VENTAS</b>	<b>2.176</b>	<b>100%</b>

En términos de utilización, el gas arrojado se elevó de 5,5% del total producido en 1998 (6.014,9 MMpc/d) a 10% del producido en 2010 (6.939,2 MMpc/d). No hay cifras para 2013. Esto se refleja en las cifras de gas vendido, que según el PODE en 1998

representaron el 38,1% de la producción, mientras en 2010 el gas vendido representó el 27,5% del gas producido (No hay cifras para 2013).

La crisis en materia de gas también se refleja en la producción de líquidos del gas natural (LGN), que es la fuente para abastecer el mercado interno de gas por bombonas. En 1998 la producción de LGN alcanzó los 182.933 b/d mientras que en 2013 fue de solo 144.000 b/d. Esta situación se refleja también en las exportaciones de los productos obtenidos del gas natural. En 1998 se exportó 58.000 b/d, mientras que en 2013 se exportó apenas 22.000 b/d, y al mercado interno fueron 122.000 b/d, versus 135.430 b/d en 1998, pero para bombonas apenas 43.000 b/d.

En materia de infraestructura para mover el gas, en los informes oficiales se lee que en 1998 había 3.823,6 kilómetros de gasoductos principales, mientras en 2013 hay apenas 4.434 Km, un crecimiento insignificante para los planes que ha presentado Pdvsa Gas, para satisfacer las necesidades del país de infraestructura de gas para abastecer todos los estados por tubería. Por cierto, instalaciones indispensables para cualquier plan de hacer que el parque automotor funcione con gas comprimido (GNV). Si no hay gas por tubería disponible en todos los municipios ni pensar en el uso masivo del GNV.

### **Conclusiones:**

El país, y en especial sus factores de poder políticos, empresariales e industriales, así como las Asociaciones, Cámaras y las Sociedades profesionales relacionadas con el negocio de los hidrocarburos, deben reaccionar para salvar la principal industria de Venezuela. Ya no hay más tiempo de continuar “pasando agachado, como los jugadores en el dominó”, como decía el Dr. Humberto Peñaloza.

*Diego J. González Cruz, PE. - Senior Associate E&P and Natural Gas  
GBC Global Business Consultants ([www.gbc-laa.com](http://www.gbc-laa.com))  
[gonzalezdw@gmail.com](mailto:gonzalezdw@gmail.com);  
<http://coener2010.blogspot.com/>  
<http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>  
Telf. Cel. +58 416 605 8299,  
Telf. Ofic. +58 212 267 1687*

### **Referencias**

Los cambios en las definiciones de reservas de la SEC:

[http://www.mayerbrown.com/public\\_docs/10-14-09\\_Oil\\_and\\_Gas\\_Webinar.pdf](http://www.mayerbrown.com/public_docs/10-14-09_Oil_and_Gas_Webinar.pdf)

Producción promedio de petróleo: Revista Petroleum, No 283 (2013):

[http://issuu.com/revistapetroleum/docs/petroleum\\_283\\_-\\_agosto\\_2013](http://issuu.com/revistapetroleum/docs/petroleum_283_-_agosto_2013)

OPEP (junio 2014), producción de petróleo de Venezuela:

[http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/MOMR\\_June\\_2014.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_June_2014.pdf)