

Barriles de Papel No. 152
Por fin se publicó el Informe PODE 2013
Ing. Diego J. González C
gonzalezdw@gmail.com



Apareció el Informe Petróleos y Otros Datos Estadísticos (PODE) 2013, elaborado por el Ministerio de Petróleo y Minería desde el año el año 1959, con el detalle que su carátula ya no es de color rojo. Es preocupante que un Informe tan importante salga con 2 años y tres trimestres de atraso.

El PODE es el Informe estadístico oficial de Venezuela en materia de Energía, que recoge las cifras de los últimos 10 años de actividad, en el país, en la OPEP y en el resto del mundo. En el caso de Venezuela aparecen datos de toda la cadena de valor de la Industria Petrolera Nacional (IPN), desde la exploración hasta el comercio nacional e internacional, incluyendo sus aspectos financieros, y los aportes de la IPN a la nación.

Las cifras oficiales de 2013 muestran en toda su magnitud como la IPN se ha venido deteriorando desde 1998, el último año de la IPN democrática. Si vamos a través de la “Cadena de Valor” veremos los siguientes resultados:

1. Las reservas probadas remanentes de los crudos condensados, livianos, medianos y pesados, que se encuentran en las áreas tradicionales, que son los crudos más comerciales, y los que se necesitan para cargar las refinerías nacionales, han disminuido de 40.461 millones de barriles (MMbbls) en 1998 a 38.088 MMbbls en 2013. Insistimos que las cifras de reservas probadas que se muestran para 2013 de 298.353 MMbbls, que han continuado incrementándose a 2015, no son tales, porque no cumplen con las Normas del ministerio de Petróleo y Minería de Venezuela, ni con las definiciones de la *US Securities & Exchange Commission (SEC)*, ni de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

Esas cifras, mayormente de crudos extra pesados del Campo Faja del Orinoco son “Recursos” no “Reservas”, porque semejantes volúmenes tendrían que tener un Plan de desarrollo total en los próximos 5 años, como lo exige la Norma, cosa por demás imposible. La misma estatal PDVSA, en su Informe de Gestión de 2015 (pág. 41), dice que las reservas desarrolladas de crudos extra pesados son apenas el 1,64% del total.

Las reservas desarrolladas disponen de los pozos y de la infraestructura de producción para producirlas, mientras que las no desarrolladas necesitan de las inversiones necesarias para perforar los miles de pozos que se requieren, así como construir las estaciones de flujo, plantas de compresión y tratamiento, oleoductos y gasoductos imprescindibles para producir esos hidrocarburos adicionales. Las definiciones anteriores aparecen en el Informe de Gestión 2015 de PDVSA, pág. 37.

Esta fue una de las razones por las cuales PDVSA tuvo que salirse de la SEC, porque no podía presentar el Plan de desarrollo de esas reservas, al mismo tiempo de presentar sus informes con atraso, inaceptable para la SEC

2. La actividad de perforación es determinante para mantener y aumentar las reservas y la producción de petróleo y gas natural, en especial la perforación exploratoria. En 1998 se inició la perforación 28 pozos exploratorios, 15 años después apenas se iniciaron 5 pozos exploratorios, razón por la cual no se incrementan las reservas de crudos tradicionales. En materia de pozos de desarrollo, en 1998 se perforaron 1.321 pozos, en 2013 apenas 549. De los primeros se completaron 726, y de los de 2013 se completaron apenas 104, lo que explica la caída de la producción
3. Con respecto a los pozos cerrados, capaces de producir o reactivables, acorde con la definición del ministerio de Petróleo, en 1998 había 14.409 en esa categoría, 15 años después hay 18.053; 3.644 pozos adicionales que podrían producir pero están cerrados. Otra razón que explica la caída de la producción
4. Es una realidad inculcable la caída de la producción. Las cifras oficiales indican que en 1998 fue de 3.329.100 b/d, mientras que en 2013 bajo a 2.894.000 b/d, una disminución neta de 435.100 b/d.

Si vamos al 2016, la cifra que le envió el ministerio de Petróleo y Minería a la OPEP para el mes de septiembre la producción es de 2.334.000 b/d; una disminución oficial de 995.100 b/d con respecto a 1998. Y lo peor, en 1998 la calidad del petróleo producido fue de 25,0° API, mientras que para 2013 promedió 19,5° API, es decir, está disminuyendo la calidad del petróleo producido por Venezuela.

Cuando se va al detalle de la calidad de los crudos producidos, la suma de los extra pesados y pesados en el periodo de 15 años que analizamos se ha incrementado en 610.100 b/d, mientras que los medianos han disminuido en 464.500 b/d, y los livianos en 581.700 b/d.

La caída de la producción se ha reflejado en lo que fue la principal Cuenca petrolera del país: Maracaibo. En 1998 la Cuenca promedió 1.629.49 b/d, 15 años después producía 770.000 b/d (fuentes no oficiales dicen que es mucho menor), una brutal caída de 859.479 b/d. La caída de la producción también se ha reflejado en el mayor éxito de producción de los 80' el Campo Furrial (1986). En 1998 el Furrial promedió 453.682 b/d, y en 2013 su producción era apenas de 286.211 b/d. Así, otro éxito de los 80' los Campos Guafita y la Victoria en Apure; en 1998 produjeron 103.469 b/d y 15 años después la producción era de apenas 22.000 b/d. En los vecinos campos de Barinas, la producción en 1998 era de 30.540 b/d y en 2013 de 19.000 b/d

5. Pasamos al área de Manufactura. En 1998 los crudos procesados por las refinerías nacionales sumaron 1.056.100 b/d y en 2013 ese volumen bajó a 950.050 b/d. Hoy, con los accidentes en Amuay y Cardón y el paro en El Palito la situación es mucho más crítica.

No hay cifras para 2015 y menos para 2016. La carga a las refinerías venezolanas ha caído en calidad. En 1998 la de livianos era de 428.100 b/d, y en 2013 fue 187.750 b/d menor (240.350 b/d). Mientras el mercado interno se sigue incrementando: el consumo de gasolinas pasó de 194.578 b/d en 1998 a 299.360 b/d en 2013; y el de diesel de 80.195 b/d en 1998 a 93.740 b/d en 2013; de allí la necesidad de importar esos productos

6. Al mirar las exportaciones, a nuestro principal comprador y pagador seguro, los Estados Unidos, en 1998 se le envió de crudos y productos derivados 1.825.441 b/d, pero para 2013 las exportaciones al país del norte habían descendido a 747.463 b/d, una crítica disminución de 1.077.978 b/d
7. En materia de gas natural las cifras de gas arrojado a la atmosfera o quemado son alarmantes: El PODE de 1998 señala que el gas arrojado en 1998 fue de 332 millones de pies cúbicos diarios (MMpc/d), y 15 años después la cifra alcanza los 1.328 MMpc/d. Y pensar que no hay gas por tubería para el sector eléctrico
8. La producción de líquidos del gas natural, de donde se obtiene el “gas de bombona” se redujo de 182.933 b/d en 1998 a 115.295 b/d en 2013, lo que explica la crisis para adquirir las bombonas en el país. El país tiene una capacidad efectiva de fraccionamiento de gas natural de 254.000 b/d (PODE 2013, pág. 98)
9. Pasando a los temas financieros, ahora tan de moda, la situación no puede ser más crítica:
 - a. Los Costos y Gastos Consolidados pasaron de 19.491 millones de dólares americanos (MMUS\$) en 1998, a 78.361 MMUS\$ en 2013
 - b. La deuda financiera se elevó de apenas 6.679 MMUS\$ en 1998, a la astronómica cifra de 43.384 MMUS\$ en 2013
 - c. El total de Pasivos pasó de 16.377 MMUS\$ en 1998, a 172.273 MMUS\$ en 2013
 - d. Los costos de producción pasaron de 5,15 US\$/barril en 1998, a 11,47 US\$/barril en 2013.

Los detalles de la información anterior aparecen en el Anexo.

ANEXO

COMPARACIÓN DE LA IPN AÑOS 1998 Y 2013
(Fuente: Ministerio de Petróleo, PODE 1998 y 2013)
Diego J. González Cruz

| DATOS DEL PODE 2013-1998 | <u>2013</u> | <u>1998*</u> | <u>2013 - 1998</u> |
|---|--------------------|---------------------|---------------------------|
| Reservas de petróleo, MMbbls | | | |
| Áreas Tradicionales | 38.088 | 40.461(dato SEC) | -2.373 |
| Otras | 260.265 | 35.647(dato SEC) | +224.618 |
| Total | 298.353 | 76.108 | +222.245 |
| Reservas de Gas, tcf (10¹²) | | | |
| Áreas tradicionales | 128,2 | s/información | |
| Costa Afuera | 31,6 | s/información | |
| Faja del Orinoco | 37,3 | s/información | |
| Total | 197,1 | 146,6 | +50,5 |

| DATOS DEL PODE 2013-1998 | 2013 | 1998* | 2013 - 1998 |
|---|-------------------------|-------------------------|--------------------|
| Actividad de Perforación | | | |
| Pozos exploratorios iniciados | 5 | 28 | -23 |
| Pozos de desarrollo perforados | 549 | 1.321 | -772 |
| Pozos de desarrollo completados | 104 | 726 | -622 |
| Pozos | | | |
| Cerrados capaces de producir | 18.053 | 14.409 | +3.644 |
| Producción (b/d) | | | |
| petróleo | 2.894.000 19,5 (API) | 3.329.100 25,0 (API) | -435.100 |
| Extra Pesados | 1.060.000 | En los Pesados | |
| Pesados | 617.000 | 1.066.900 | +610.100 |
| Medianos | 637.000 | 1.101.500 | -464.500 |
| Livianos | 468.000 | 1.160.700 | -581.700 |
| Condensados | 111.000 | En los Livianos | |
| Campo Furrial | 286.211 | 453.682 | -167.471 |
| Cuenca de Maracaibo | 770.000 | 1.629.479 | -859.479 |
| Apure | 22.000 | 103.469 | -81.469 |
| Barinas | 19.000 | 30.540 | -11.540 |
| Refinación (b/d) | | | |
| Capacidad (Dest. Atmosférica, días op.) | 1.303.000 | 1.274.400 | +28.600 |
| Crudo Procesado (sin otros Insumos) | 950.050 | 1.056.100 | -106.050 |
| Otros Insumos | 138.580 | 117.700 | +20.880 |
| Carga a las refinerías (b/d) | | | |
| Crudos Livianos | 240.350 | 428.100 | -187.750 |
| Crudos Medianos | 558.340 | 462.000 | +96.340 |
| Crudos Pesados | 151.360 | 166.000 | -14.640 |
| Consumo (b/d) | | | |
| Gasolinas (85+95+aviac.+ blanca) | 299.360 | 194.578 | +104.782 |
| Diesel/Gasóleo | 93.740 | 80.195 | +13.545 |
| Exportaciones (b/d) | | | |
| USA | 747.463 | 1.825.441 | -1.077.978 |
| China | 253.507 | s/información | |
| Balance de Gas Natural (MMpc/d) | | | |
| Producido | 7.396 | 6.015 | +1.381 |
| Inyectado | 2.784 | 1.909 | +875 |

| DATOS DEL PODE 2013-1998 | 2013 | 1998* | 2013 - 1998 |
|---|-------------|--------------|--------------------|
| Arrojado | 1.328 | 332 | +996 |
| Otros Usos (vendido, comb., transf.) | 3.284 | 3.774 | -490 |
| | | | |
| Producción de líquidos (b/d) | 115.295 | 182.933 | -67.638 |
| Gas al sector eléctrico (MMpc/d) | 690 | 602 | +88 |
| | | | |
| Datos financieros | | | |
| Costos y Gastos Consolidados (MMUS\$) | 78.361 | 19.491 | +58.870 |
| Deuda Financiera (MMUS\$) | 43.384 | 6.679 | +36.705 |
| Total Pasivos (MMUS\$) | 172.273 | 16.377 | +155.896 |
| Costos de Producción (US\$/barril) | 11,47 | 5,16 | +6,31 |
| | | | |

DJGC, Cálculos propios

* Nota: Los "dato SEC" de producción por segregaciones de 1998 corresponden a los enviados por PDVSA a la SEC en el año 2000.

Caracas, 29 de octubre 2016

Diego J. González Cruz, PE.

Senior Associate E&P and Natural Gas

GBC Global Business Consultants (www.gbc-iaa.com)

Ex Presidente del Centro de Orientación en Energía (COENER)

Coordinador del Centro de Estudios de Energía de CEDICE-Libertad

gonzalezdw@gmail.com

<http://coener2010.blogspot.com/>

<http://cedice.org.ve/category/politicas-publicas/centro-de-est-energia-venezuela/>

<http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>

Telf. Cel. +58 416 605 8299; Telf. Ofic. +58 212 267 1687