

Barriles de Papel No 137
El largo camino de la producción de petróleo

Ing. Diego J. González C.

El camino que hay que recorrer para producir el petróleo de cada día es largo, y más largo aún tratar de elevar la producción sustancialmente, como alegremente lo propone el gobierno venezolano en su “Plan de la Patria”, que por razones no entendidas repiten algunos líderes democráticos. La producción resulta de explotar las reservas probadas desarrolladas, y estas se originan de los recursos que se exploran y se desarrollan.

Sobre recursos de hidrocarburos, las cifras oficiales dicen que totalizan 425 millardos de barriles de petróleo (10^9 - MMbbls) y 465 billones de pies cúbicos (10^{12} - tcf) de gas natural. De las de petróleo, el Ministerio de Petróleo y Minería y PDVSA indican que 298 MMbbls son probadas, 36 MMbbls son probables y 48 MMbbls son posibles y además un remanente de 43 MMbbls de “recursos” no identificadas todavía como posibles; mientras de gas natural 196 tcf son probadas, 37 tcf son probables y 32 tcf son posibles, adicionalmente hay 200 tcf de recursos costa afuera que no se ubican todavía como posibles.

Para efectos de planificación de producción, y para fines de préstamos bancarios, financiamientos, etc., se acepta que en un periodo económico de 25 años se producirán el 90% de las reservas probadas, el 50% de las probables y el 10% de las posibles.

Para ser más precisos, las reservas probadas son clasificadas por el Ministerio de Petróleo y Minería de Venezuela y los órganos internacionales (*US Securities & Exchange Commission-SEC*, y la *Society of Petroleum Engineers-SPE*) como “desarrolladas” y “no desarrolladas”. Las no desarrolladas no disponen de la infraestructura para producirse, y requieren de altas inversiones para colocarlas en el mercado (caso Campo Faja del Orinoco). Una de las situaciones críticas de las reservas de Venezuela es que la misma PDVSA en su más reciente Informe de Gestión 2013 (IG 2013) indica que de las reservas probadas totales de petróleo, apenas el 4,3 % (12.960 millones de barriles) están desarrolladas, lo que viola las Normas internacionales en materias de reservas¹.

Hay otra clasificación más rigurosa en materia de producción: en primer lugar se ubica el “potencial de producción” o la capacidad máxima teórica de producción sin restricciones operacionales o de otro tipo; y finalmente la producción propiamente dichas, es decir, la producción que irá al mercado y a las refinerías, y producirá los ingresos a la empresa, ésta se ubica generalmente en un 80% del “potencial de producción”. Todos estos términos aparecen en los Informes de Gestión de PDVSA.

La planificación de la producción comienza con la que se tiene al comienzo del período de planificación, por ejemplo el 1º de enero de un año, y luego se estimará la que se desea tener al final del periodo de planificación, que podría ser el 31 de diciembre del próximo año o en el año 2019 (como lo plantea el Plan de la Patria).

¹ NORMAS SOBRE RESERVAS: http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf

A la producción que se tiene al comienzo del período de planificación hay que deducirle la declinación física y mecánica de la misma. PDVSA ha utilizado un factor de declinación promedio de la producción de petróleo de alrededor de 20% interanual. Esto quiere decir que si se comienza con la producción oficial declarada por la estatal a la OPEP para el mes de diciembre 2014 de 2.733.000 b/d (la que presenta la OPEP de fuentes secundarias fue de 2.360.000 b/d²), y no se hace inversión alguna durante el año 2015 y hasta el 2019, al mes de diciembre de 2015 se tendría una producción de 2.186.400 b/d, y a diciembre 2019 se tendría una producción de solo 895.549 b/d!

Adicionalmente, además de los barriles diarios necesarios para compensar la declinación, para alcanzar la meta del Plan de la Patria, tendrían que generarse cada año 653.400 b/d nuevos,...por favor!

La producción nueva debe originarse del manejo planificado de la Base de Recursos de PDVSA, que en producción la conforman 5 elementos: 1) El número de localizaciones perforables (ubicación de los nuevos pozos en áreas tradicionales que aportarían la nueva producción), 2) El número de pozos que debe ser reparados (de la cesta de pozos hoy inactivos, y los que estadísticamente se dañen), 3) La aplicación de nuevas tecnologías en los pozos activos (perforación horizontal, bombas electro sumergibles, etc.), 4) Los proyectos de recuperación suplementaria (principalmente de inyección de gas, agua, vapor o químicos), y finalmente, 5) El desarrollo de los prospectos en áreas nuevas que deben ser otorgados para su exploración y posterior desarrollo (aunque esto lleva más tiempo).

Para colocar en los planes de producción todo lo anterior, y garantizar su ejecución y éxito, existía en la PDVSA democrática la figura de los “Estudios Integrados de Yacimientos - EIY”, organizaciones multifuncionales que optimizaban técnica y económicamente todas las 5 opciones anteriores. Haciéndoles estrictas jerarquizaciones de inversiones, tasas de retorno, requerimientos de los mercados, entre otros parámetros. Estos EIY, cuyas bases estaba en las Gerencias de Producción de cada Filial, manejaban por lo menos 53 procesos técnico-económicos, para cumplir con sus objetivos.

Vistas las cifras anteriores, las inversiones necesarias para apenas mantener la producción actual serían inmensas, solo para compensar la declinación de producción; puede imaginarse el esfuerzo adicional que hay que hacer hasta 2019 para tener una producción de 6.000.000 b/d (Plan de la Patria, Gaceta Oficial Extraordinaria No 6118, del 04-12-2013, Objetivo 3.1.1.).

La estatal ha estimado las inversiones en 256,5 millardos de US\$ (MMUS\$), de los cuales el 81% tendría que ser aportado por la estatal (208 MMUS\$), y el 19% restante por los socios de las empresas mixtas (49 MMUS\$). Y la realidad es que la estatal no tiene como aportar ese monto (se ha leído en la prensa que PDVSA está a punto de ser excluida del sistema financiero internacional), los precios actuales y futuros no garantizan ingresos para tales inversiones, y el país no da garantías al sector privado internacional para hacer inversiones en Venezuela (leyes laborales, leyes del BCV, entre otras). Los detalles del Plan de Inversiones estimado por PDVSA se reproducen en el Cuadro No 1.

² http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_March_2015.pdf

Cuadro No. 1

Plan de desembolsos por Inversiones 2013 – 2019
(Fuente: PDVSA, Informe de Gestión 2013, pág. 40)

DESEMBOLOS POR INVERSIONES 2013 – 2019

EXPRESADO EN MILLONES DE DÓLARES

2013	DESEMBOLOS POR INVERSIONES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL 2013-2019
12.750	Exploración y Producción	22.832	22.998	28.500	32.941	34.095	33.439	187.555
2.868	Gas	3.062	4.438	4.559	3.040	2.730	2.510	23.207
4.342	Refinación, Comercio y Suministro	4.312	5.836	5.493	3.993	2.746	3.292	30.010
2.938	Otras Organizaciones	5.766	1.201	1.357	1.515	1.601	1.368	15.746
22.898	TOTAL	35.972	34.469	39.909	41.489	41.172	40.609	256.518

Y desde el punto de vista meramente técnico, para acometer esos proyectos y alcanzar las metas de producción, PDVSA no dispone de los recursos humanos (*know-how*), ni de la gerencia, ni de la infraestructura de planificación (manejo de la Base de Recursos que existió hasta 1998), ni de la información (se desmanteló la empresa de Informática INTESA y el sistema presupuestario automatizado SAP), ni de las comunicaciones (las áreas no se comunican entre sí para elementales fines de operaciones, y menos con la Casa Matriz. Ninguna sabe que hace la otra ni que recursos maneja y dispone).

Para hacer los estimados de producción incremental que se requeriría año a año, presentamos los siguientes datos. Los detalles en el Cuadro No 2:

1. La producción para iniciar los cálculos fue la oficial que PDVSA presentó a la OPEP como promedio 2014: 2.733.000 b/d
2. La producción meta, acorde con el Plan de la Patria para 2019, será de 6.000.000 b/d
3. Vistas las cifras anteriores, cada año habrá que generar un promedio de 653.400 b/d nuevos anualmente. Esta cifra resulta de restar 6.000.000 b/d - 2.733.000 b/d, y dividir ese resultado entre los 5 años para alcanzar la meta
4. Se tomó como declinación promedio el 20% de la producción del año anterior
5. Para generar esa producción neta nueva y además compensar la declinación anual, hay que sumar los 653.400 b/d nuevos y la declinación que resulta si no se hace nada en el año en cuestión. Por ejemplo esta última sería en 2015 de 546.600 b/d, y en el 2019 de 1.069.320 b/d (5.346.600 b/d x 0,2) (ver Tabla)
6. Por lo anterior, en 2015 hay que generar un total de 1.200.000 b/d totales, es decir los 546.600 b/d perdidos por la declinación, más los 653.400 b/d nuevos para ir alcanzando la meta. Más detalles en el Cuadro No 2.

Cuadro No 2

Producción nueva que se requerirá
para alcanzar la meta de 6.000.000 de b/d para 2019

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<u>Producción en b/d para ir alcanzando la meta para 2019 (653.000 b/d netos nuevos)</u>	2.733.000	3.386.400	4.039.800	4.693.200	5.346.600	6.000.000
Pérdida de barriles por la declinación de la producción del año anterior		546.600	677.280	807.960	938.640	1.069.320
La meta anual de nueva producción		653.400	653.400	653.400	653.400	653.400
Nueva producción para llegar a la meta en 2019 (653.000 b/d + la declinación anual a compensar)		1.200.000	1.330.680	1.461.360	1.592.040	1.722.720

DJGC Cálculos propios

Los estimados anteriores se complican porque el Plan de la Patria enfatiza que de los 6,0 millones de b/d (Mb/d) del total Venezuela, 4,0 Mb/d provendrán del Campo Faja del Orinoco (Objetivo 3.1.2.1 del Plan); pero el 2013 la FPO cerró con una producción oficial de 706.000 b/d (sumatoria de sus principales 4 campos- Informe de Gestión 2013, pág. 46), por lo que habrá que generar 3.294.000 b/d en los próximos 6 años, es decir, 549.000 b/d nuevos cada año. Y siendo benévolo no se le está calculando declinación a la Faja. Ya en 2014 no se vio ni la mínima “producción temprana” que PDVSA le exigió a las Empresas Mixtas.

Adicionalmente, el rendimiento de producción por pozo viene disminuyendo. La producción promedio por pozo en 2013 fue de solo 158,4 b/d (2.899.000 b/d/ con 18.304 pozos activos-IG 2013); mientras en 1998 la producción promedio por pozo fue de 229,1 b/d (3.329.096 b/d/ con 14.534 pozos activos-PODE 1998)

Desafortunadamente el petróleo no sale solo, como afirmó un veterano político de Acción Democrática.

Caracas, 15 de abril 2015

Diego J. González Cruz, PE.

Senior Associate E&P and Natural Gas

GBC Global Business Consultants (www.gbc-laa.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