

Barriles de Papel No. 146

Urge reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la de Hidrocarburos Gaseosos para convertirlas en una *Ley de Energías Fósiles y Energías Renovables*

(Para comenzar a elevar la Producción de Venezuela en 2016 e impulsar el desarrollo de las Renovables)

Ing. Diego J. Gonzalez C.

Introducción:

En el corto y mediano plazos urge aumentar la producción de petróleo y gas natural, mientras el país en paralelo busca otras formas para ir reemplazando a la simple exportación de los hidrocarburos como actividad generadora de divisas; y producir más energías renovables. Debe quedar entendido que los hidrocarburos podrán continuar siendo generadores de divisas, pero utilizándolos en actividades diferentes a su simple exportación como materia prima, o manufacturados primarios.

Igualmente, en este periodo de “la ventana” de los hidrocarburos en la matriz energética nacional e internacional, tanto los derivados del petróleo como el gas natural y sus componentes se requerirán en el país para garantizar la seguridad energética. Entendiendo que en paralelo hay que buscar alternativas, con energías cada vez más limpias.

En estas propuestas haremos énfasis en el petróleo, dejando el gas natural y las energías renovables para otros artículos.

Para acelerar las propuestas será fundamental reformar las Leyes Orgánicas actuales que rigen el sector; y ampliar su alcance integrándolas y denominándolas: *Ley de Energías Fósiles y Energías Renovables*. Las leyes sobre el sector eléctrico serán motivo de otros análisis. En pocos días enviaré una propuesta de reforma de la legislación actual sobre hidrocarburos para ser discutida en el Centro de Estudios sobre Energía de Venezuela (CEEV) de Cedice-Libertad, y en el Centro de Orientación en Energía (COENER).

Situación actual:

Es un hecho conocido que la producción de petróleo de Venezuela está en franca declinación, desde que alcanzó un máximo de 3.342.000 b/d en 2001 (esta cifra oficial incluía. 43.000 b/d de condensados y líquidos del gas natural), para cerrar en 2014 con la cifra oficial de 2.899.000 b/d (incluidos 114.000 b/d de líquidos del gas natural).

Valga informar que la cifra oficial enviada a la OPEP por el gobierno venezolano para el 15 de noviembre de 2015 es de 2.587.000 b/d, y las fuentes secundarias de la OPEP presentan 2.369.000 b/d para noviembre 2015, y 2.862.000 b/d para 2001. Si tomamos estas cuatro últimas cifras la caída de la producción oficial desde 2001 ha sido de 755.000 b/d, y según las fuentes secundarias de la OPEP la caída ha sido de 493.000 b/d en el mismo periodo. Acorde con las cifras oficiales la disminución de producción es de 54.000 b/d anuales. De no tomarse acciones la producción oficial para finales de 2016 estaría en 2.533.000 b/d, y según las fuentes secundaria de la OPEP sería de apenas 2.334.000 b/d. Más detalles en el Cuadro No. 1.

Cuadro No. 1

Caída de Producción Anual 2001-2014 y 2001-2015

FUENTE	2001	2014	2015 (15 Nov)	Diferencia	Caida	Diferencia	Caida
	b/d	b/d	b/d	2001 -2014	Anual, 2001 2014	2001 2015	Anual, 2001 2015
Oficial a OPEP	2.862.000	2.683.000	2.587.000			755.000	53.929
Oficial en Venezuela (1) y *	3.342.000	2.899.000	-	443000	34.077	-	-
Otras Fuentes a PDVSA	2.862.000	2.373.000	2.369.000	489000	37.615	493.000	35.214

(1) Fuente PODE 2012, pág. 68, en 2001 incluye 43.000 b/d de condensados

* IGPDVSA, pág. 46 en 2014 incluye LGN (2.785.000 +114.000) y DJGC cálculos propios

Hay una prioridad: tratar de mantener la producción actual de crudo mientras llega la “nueva” producción masiva (que explicaremos más adelante), para ello será importante analizar cuanto de ella está produciendo PDVSA y cuanto las Empresas Mixtas (EM). Las EM productoras de petróleo son 15 en el Occidente del país, 2 en las áreas tradicionales de Oriente, 4 en la División Costa Afuera, y 25 en el Campo Faja del Orinoco, para un total de 46 EM productoras de petróleo y 5 de gas natural libre (más detalles en el Cuadro No.2).

Cuadro No. 2

Empresas mixtas operando en Venezuela

	# de Empresas
<u>Dirección Occidente</u>	
División Lago	6
División Costa Occidental del Lago	5
División Costa Oriental del Lago	3
División Sur del Lago	1
Sub Total Occidente	15
<u>Dirección Oriente</u>	
División Furrrial	2
Sub Total Oriente	2
<u>Dirección Costa Afuera</u>	
División Costa Afuera	4
Sub Total Costa Afuera	4
<u>Dirección Faja</u>	
División Junín	6
División Carabobo	6
División Ayacucho	12
División Boyacá	1
Sub Total Faja	25
<u>Desarrollo de Gas Costa Afuera</u>	
Rafael Urdaneta	1
Plataforma Deltana	1
Sub Total Costa Afuera	2
<u>Licencias de Gas Natural en Tierra</u>	
Copa Macoya	1
Quirquire Profundo	1
Falcón Este/Falcón Oeste	1
Sub Total Gas Natural Tierra	3
<u>Gran Total Empresas Mixtas</u>	51
Fuente: Petroguia y DJGC Cálculos propios	

Las EM oficialmente en 2014 produjeron 1.134.700 b/d, es decir el 39,1% de la producción que reporta PDVSA; y la estatal, por esfuerzo propio dijo que produjo 1.764.400 b/d, el 60,9% de la producción oficial total.

Sin embargo, haciendo un ejercicio matemático, y utilizando la cifra de producción real según OPEP al 15 de noviembre 2015, y partiendo de la premisa que la producción de las EM es real, porque con eso es que estas cobran el 40% a PDVSA, resulta que la estatal solo produce 1.234.300 b/d, es decir, el 52,1% de la producción, y las EM producen 1.134.770 b/d o el 47,9% de la producción de Venezuela. Más detalles en el Cuadro No. 3.

Cuadro No. 3

Producción Venezuela, PDVSA y Empresas Mixtas

REGION	PDVSA Oficial 2014, mb/d	% PDVSA Oficial, mb/d	Empresas Mixtas, mb/d	TOTAL VENEZUELA Oficial, mb/d	Total VENEZUELA Real al 15 11 2015 mb/d	PDVSA según OPEP 15 11 2015, mb/d	Empresas Mixtas según OPEP, mb/d
Oriente	829,6	47,02	16,6	865,7	1113,9	1097,3	16,6
Pdvs Gas Oriente	19,5	1,11		19,5	26,2	26,2	
Costa Afuera			38,1	38,1	0,0		38,1
Occidente	452,1	25,62	298,2	750,3	607,0	308,8	298,2
Campo Faja	446,5	25,31	781,8	1228,3	599,5	182,3	781,8
N.D Campo Faja	16,7	0,95		16,7	22,4		
TOTAL	1764,4	100,00	1134,7	2899,1	2369	1234,3	1134,7
	60,9		39,1	100,0		52,1	47,9

Fuente: Informe PDVSA 2014, OPEP dic. 2015 y DJGC cálculos propios

El mensaje es que la producción de las EM es fundamental. Así que una primera medida será garantizar y aumentar la producción de la EM para compensar cualquier ineficiencia de PDVSA, y por lo menos tratar de mantener la producción de la estatal, todo mientras llega la “nueva” producción de manera masiva.

La medida elemental para garantizar la producción y el crecimiento de las EM es dejarlos producir más, permitiendo que estas contraten sus propios equipos de perforación y reparación de pozos y tecnologías, sin recurrir a Bariven y a empresas que PDVSA obliga hoy, que empleen al personal requerido (incluidos los expulsados de PDVSA), que no estén obligados a usar entre su personal la Convención Colectiva de PDVSA (y volver a usar la Actas Convenios como en la época de los Contratos de Servicios y Asociaciones), que les permitan pagar a sus empleados salarios internacionalmente competitivos. Y sobre el 60% que debe aportar PDVSA en las EM, mientras la estatal no hace sus aportes, hacer uso de la práctica implantada por Chevron en la EM de Boscan (Fideicomisos internacionales independientes del control de PDVSA), y que cada vez más EM puedan comercializar su crudo producido. Todo esto mientras se reforma la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Un reto será hacer todo lo posible por mantener la producción propia de la estatal, lo que COENER ha denominado garantizar la Continuidad Operacional. Hay que llegar a acuerdos con los sindicatos, garantizar y mejorar todas las remuneraciones y beneficios acorde con la Convención Colectiva, y mantener una excelente comunicación a nivel nacional con el personal técnico y profesional, así mismo darles un excelente adiestramiento.

Fuentes de la nueva producción masiva:

La nueva producción masiva provendrá primeramente de la producción de las reservas probadas tradicionales desarrolladas y no desarrolladas; y a más largo plazo (5-10 años) del desarrollo de las áreas exploratorias en las áreas tradicionales que resulten exitosas, donde están ubicados más de 650 prospectos exploratorios. Se precisará:

- a. Agresiva actividad de Perforación en las miles de localizaciones que están disponibles acorde con la “Base de Recursos” de PDVSA
- b. Intensa actividad de reacondicionamiento de pozos (*Workovers-W/O*) y de recompletación, estimulación y limpieza de pozos (RA/RC) “capaces de producir”, acorde con la clasificación del Ministerio de Petróleo y Minería y las cifras de la “Base de Recursos”
- c. Acelerada actividad de Recuperación Suplementaria, con la inyección de agua, gas, químicos, vapor de agua y otros
- d. Actividad en el Campo Faja del Orinoco, en la medida que sus crudos tengan mercados, lo cual decidirán los particulares que exploten sus bloques.

Una tarea importante será revisar las condiciones de la infraestructura de producción, tratamiento, manejo y transporte de crudo, así como la infraestructura de compresión, manejo y procesamiento del gas natural, acorde con la “Base de Recursos”. Sobre esta última, se requerirá una auditoría técnico-económica urgente para ver la situación de la misma.

Otra tarea será averiguar qué pasó con los 63 Campos inactivos otorgados a dedo, entre 2009 y 2011, ubicados en las áreas tradicionales de los estados Zulia, Anzoátegui y Monagas, para que empresas mayormente estatales de 4 continentes (Argentina, Brasil, Cuba, Uruguay, Ecuador, China, Irán, Arabia Saudita, Vietnam, Rusia, Belarus, Angola y Sudáfrica) hicieran estudios conjuntos con PDVSA, que posteriormente se convertirían en empresas mixtas. Sobre este tema escribimos en el Barriles de Papel No. 99 (...) *Los concededores de la industria petrolera venezolana notarán que se han entregado prácticamente los mejores Campos de las áreas tradicionales.*

Y acorde con la información presentada en el Informe de Gestión PDVSA 2014 se suscribieron en 2014 (...) *acuerdos para la evaluación de yacimientos, elaboración del plan de desarrollo y el diseño de otros instrumentos técnicos necesarios para determinar la factibilidad del desarrollo de hidrocarburos en 13 Campos Maduros.*

Para garantizar el éxito de todas las oportunidades de producción “nueva” intensiva se requiere reformar la LOH. Esta nueva reforma, que al final será la *Ley de Energías Fósiles y Energías Renovables*, antes mencionada, incluirá las figuras de Contratos de Producción Compartida, donde la Nación no tendrá que hacer inversiones ni gastos, para convertir:

- a. La producción propia de PDVSA a Producción Compartida (*Production Sharing*)

- b. Las Empresas Mixtas a Producción Compartida (*Production Sharing*) y
- c. Las Áreas nuevas con Producción Compartida (*Production Sharing*)

Valga recordar que solo con la reforma de la Ley se materializarán *Las Oportunidades para Desarrollar los Recursos de Hidrocarburos de Venezuela* que presentamos en el Barriles de Papel No. 144 (verlo en <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/>)

Esta nueva Ley, entre otros objetivos, deberá, en materias de hidrocarburos:

- a. Explicar, como lo establece la Constitución nacional en su Art. 12, que *los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la República*, y en ningún caso al Estado, y menos al Gobierno. En una reforma constitucional el término República debe cambiarse por Nación, ya que República es una forma de gobierno
- b. Explicar en la Exposición de Motivos que en el caso de Venezuela las actividades relacionadas con la Energía no son estratégicas, ni sus industrias son básicas, y mucho menos que tienen que ver con la soberanía y la independencia
- c. Dejar sentado que las actividades relacionadas con la Energía no están reservadas al Estado, y este podrá ejercerlas solo en casos excepcionales
- d. Crear el Ente Regulador de los Hidrocarburos y la Comisión Nacional de Energía, independientes del gobierno, para dar transparencia nacional e internacional. Ambos Entes junto con un Ministerio de Energía moderno
- e. Que la exploración superficial será libre, como lo establecía la Ley de 1943
- f. Que las empresas que firmen los Contratos podrán comercializar sus crudos
- g. Dejar muy claro el respeto a la propiedad privada y al estado de derecho
- h. Dejar establecido que habrá reglas claras
- i. Que existirán las Taquillas Únicas para aprobar actividades en paquetes por proyectos anuales.

Caracas, 12 de enero de 2016

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 Venezuela (CEEV) 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. Celular +58 416 605 8299
Telf. Oficina +58 212 267 1687