



PROPUESTAS PARA VENEZUELA

CÓMO RESCATAR A LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL



Plan de acción a corto
y mediano plazo

Por Ing. Diego J. González Cruz

RESUMEN

Motivado por la necesidad de rescatar la Industria Petrolera Nacional (IPN), en la coordinación de un grupo de profesionales vinculados directa e indirectamente a ésta, constituidos en el **Centro de Estudios de Energía de Venezuela (CEEV) de Cedice-Libertad**, he elaborado este documento con el propósito de promover discusiones y acciones para lograr una industria petrolera en Venezuela potenciada organizacional, tecnológica y financieramente, con inversiones públicas y privadas en beneficio de sus propietarios legítimos, los venezolanos, y que contribuya a generar una dinámica socioeconómica que nos permita transitar la vía hacia un país desarrollado.

Este documento tiene como objetivo inicial proponer acciones para garantizar la Seguridad Energética, mediante medidas tendentes a lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y del resto de las empresas que conforman la IPN. Es parte de la premisa el grave deterioro de nuestra principal industria y de la urgencia de mejorar su eficiencia y eficacia, mediante un modelo diferente al que existió hasta 1998 y al que existe actualmente. Por otra parte, el tiempo ha puesto de relieve que el desarrollo del país basado solamente en los ingresos de las divisas petroleras es absurdo e inflacionario; las fluctuaciones de los precios del crudo han ocasionado repetidas crisis en lo presupuestario, en lo fiscal, y en lo monetario. Cuando los precios caen se imponen ajustes violentos que los gobiernos no han sabido manejar, que deterioran el bienestar de la población, situaciones que se tratan de resolver aumentando la deuda interna y externa (comprometiendo al país con potencias como China y Rusia), disminuyendo las reservas del Banco Central, y terminando por vender activos de la estatal PDVSA.

Otro aspecto a tomar en cuenta, es que si bien los derivados del petróleo siguen siendo la principal fuente de energía, es de visualizar que en un plazo de 30 a 40 años perderá importancia relativa frente al gas natural y las fuentes alternas. De allí la necesidad de desarrollarlo con eficiencia e invertir adecuadamente sus ingresos asegurando el bienestar de las generaciones actuales y futuras. Cabe resaltar que es probable encontrarnos en el 2016 con un escenario económico complicado, si el Gobierno sigue utilizando los recursos del petróleo para efectos

electorales populistas, dejando al país con menos reservas, con lo que aumentarán los problemas de caja en la estatal PDVSA y en el Fisco.

Dada la precaria situación de reservas del BCV y que el servicio de la deuda pública será más elevado para el año 2016 y el siguiente, es muy posible que el próximo gobierno vea disminuida su capacidad de maniobra macroeconómica. Estamos estimando que las exportaciones de crudo deberán alcanzar a no menos de 71.000 millones de dólares para garantizar dichos pagos, las importaciones más indispensables y los compromisos de PDVSA, cifra por demás inalcanzable con la situación de los precios en lo que resta de 2015, y para el 2016; y ni hablar de elevar sustancialmente la producción para compensar la situación de los precios.

Consideramos que cualquier acción orientada a abordar el futuro de la Industria Petrolera Nacional debe ser suficientemente discutida con el país político y nacional, en un marco de una gestión honesta, transparente y competitiva, de respeto a los trabajadores y en procura de hacer del negocio petrolero un generador del máximo bienestar para los ciudadanos y la nación. Recordándoles a los Grupos de interés que los hidrocarburos, en especial el petróleo no tiene nada de estratégico, ni es una industria básica, y mucho menos que es sinónimo de soberanía, independencia y para el desarrollo social. Paradigmas creados por nuestra clase política, que se han arraigado en el imaginario nacional.

Con los recursos y reservas ciertas de petróleo y gas natural con que cuenta el país, es que se harán las propuestas para rescatar y relanzar la Industria Petrolera Nacional (IPN). Teniendo presente que una cosa es tener recursos y aun reservas y otra cosa estar en la capacidad real de producirlas y comercializarlas, que es la tragedia de la mayoría de los países OPEP, en especial Venezuela, cuyo gobierno no se cansa de decir que somos el país con mayores reservas de petróleo, sobre todo en la Faja del Orinoco, pero no logra aumentar la producción. Es importante recordar que la cifra de reservas probadas de petróleo de la Faja del Orinoco, derivó de un capricho presidencial en 2007. Por lo

antes expuesto, la mayor parte de las reservas de petróleo que presenta PDVSA al país y al mundo, que corresponden a las de la Faja del Orinoco, no cumplen con las Normas del Despacho de Petróleo y Minería de Venezuela ni con las Regulaciones internacionales, por lo tanto no se pueden considerar reservas probadas.

Sí hoy el petróleo no se refina no sirve para nada. Los principales pronosticadores a nivel mundial, tanto instituciones (IEA, EIA, OPEP, WEC, entre otros), empresas financieras, como empresas petrolera (Exxon-Mobil, Shell, BP), y más recientemente la Academia de Ciencias de Rusia, estiman una participación del petróleo en la matriz energética mundial entre el 23% y 31,8% para el 2035-2040, siendo el estimado de la OPEP de 24,3% para el 2040. Esto es lo que hemos dado por llamar “La ventana de oportunidades para el petróleo venezolano”. El gas natural tiene más futuro que el petróleo, porque es el combustible fósil que menos contamina, y del que hay muchos más recursos. Venezuela tiene inmensos recursos de este hidrocarburo.

Con respecto a las **reservas venezolanas**, para cualquier efecto de cálculos de producción, las reservas de las áreas tradicionales (“crudos convencionales”) de 76.000 millones de barriles serian más que suficiente. En la cifra anterior entran las 4 anteriores Asociaciones de la Faja. Sin embargo, considerando que hay varios colegas que dudan de esas reservas desarrolladas y no desarrolladas para 1998, y siendo conservador, sugiero para los cálculos la figura de 43.000 millones de barriles, que para todos los efectos son más que las reservas probadas sumadas de México, Brasil, Colombia, Argentina, Ecuador y Perú . Ese volumen de reservas probadas podría resultar en una producción cercana a los 4.000.000 b/d durante los próximos 30 años.

La cadena de valor de la IPN comienza en las actividades de Exploración y Producción (EyP). En general las discusiones y propuestas en relación con la IPN giran habitualmente alrededor de las actividades “aguas arriba”, es decir, a las de EyP.

Después de las actividades de EyP le siguen las de Manufactura de los hidrocarburos producidos (Refinación, Mejoramiento de crudos de la

Faja, y Procesamiento del gas natural),; las de Gas Natural, siguen las de Transporte y Almacenamiento; las de Comercio Interno y Externo; las propiamente de Mercado Interno, y continua con las de Investigación, Desarrollo y Adiestramiento, no menos importantes, para terminar finalmente en los Negocios en el exterior. Por Ley todas estas actividades, con excepción de las de EyP no están reservadas al Estado, es decir, que pueden ser realizadas por el sector privado “en conjunto o no con empresas del Estado”, así reza nuestra legislación en materias de hidrocarburos.

Lo anterior significa que con voluntad política se abre todo un abanico de oportunidades para el pleno desarrollo de la IPN con la participación del sector privado, tanto nacional como internacional.

En toda la cadena de valor de la IPN, las oportunidades de negocios son muchas. Por la sencilla razón que todas las actividades, con excepción de la de Exploración y Producción (EyP), no están reservadas al Estado. En Exploración y Producción en materia de petróleo hay seis (6) oportunidades principales, a corto y mediano plazo, aun con la legislación actual; y en Gas Natural hay tres (3) oportunidades principales. Así también hay oportunidades en Mercado Interno, y en Comercio y Suministro.

Cuando preguntamos que cambiar, en lo institucional es necesario acometer tres acciones prioritarias: 1) crear el Ente Regulador de los Hidrocarburos, 2) crear la Comisión Nacional de Energía (CNE), y 3) y dar todos los pasos necesarios para tener un Ministerio de Energía Moderno.

Se requerirá que desde el gobierno nacional se envíen al mundo señales de estabilidad y legalidad que generen confianza con respecto a invertir y trabajar en Venezuela.

Es necesario promover y desarrollar, respondiendo a las condiciones del mercado: La Faja Petrolífera del Orinoco, las reservas probadas no desarrolladas en áreas tradicionales, las áreas inactivas, las áreas nuevas para exploración y futuro desarrollo, el gas costa afuera, así

como proyectos de Gas Natural Licuado para exportación. Promover la creación de empresas para industrializar las corrientes de refinación, así como nuevas petroquímicas. Habrá que revisar, dentro de la ley, aquellos acuerdos internacionales que sean lesivos al país

Es necesario revisar la relación Estado-Sociedad con respecto a la renta que produce la actividad de los hidrocarburos, para que esta vaya directamente a los ciudadanos.

Se deberán revisar los Acuerdos y Convenios bilaterales y acondicionarlos a los mejores intereses de la República; iniciar los procesos para modificar la legislación en materias de hidrocarburos para facilitar la ejecución de los puntos antes mencionados.

Será preciso que PDVSA deje de ser una operadora y convertirla en una excelente administradora de los Contratos de Producción Compartida (*"Production Sharings"*), en nombre de los propietarios del recurso, todos los ciudadanos. Sobre lo anterior se tienen los extraordinarios ejemplos de las Asociaciones de la Faja, donde PDVSA tenía menos del 50% de participación y todo marchaba exitosamente. Mientras se cambia la Ley Orgánica de Hidrocarburos, con voluntad política, se puede usar la figura de las empresas mixtas para tal fin, con los particulares teniendo por lo menos el 49% de participación en los negocios. Para las actuales actividades que realiza PDVSA como de esfuerzo propio se pueden firmar Contratos de Servicio.

Se deben tomar medidas en el corto plazo (*the day after*):

1. La estatal PDVSA debe mantener su actividad que hoy realiza como "esfuerzo propio", actividad que produjo 1.764.400 b/d en 2014, es decir el 60,9% de la producción oficial; y las empresas mixtas que produjeron 1.143.700 b/d, el 39,1% de la producción oficial que totalizó 2.899.100 b/d
2. Identificar el personal prioritario para garantizar la continuidad de las operaciones.
3. Tomar control inmediato de los sistemas prioritarios de información,

tales como los operacionales, finanzas, comercio internacional y nómina.

4. Establecer un Plan de Comunicaciones Internas permanente, que baje la incertidumbre en el personal y genere un clima propicio a la continuidad operativa.
5. Realizar evaluaciones técnico– operacionales y de procesos administrativos en las principales áreas del negocio y en los programas de responsabilidad social
6. Será necesario realizar una auditoría técnico-financiera, de reservas, del estado de los yacimientos e instalaciones, así como evaluar rigurosamente la viabilidad de aumentar la producción.
7. Asegurar las instalaciones de alta criticidad tales como refinerías y llenaderos de combustible, gasoductos, plantas compresoras de gas y centros de despacho de gas.
8. Contactar a la comunidad financiera nacional e internacional para garantizar el cumplimiento de los compromisos de la empresa y asegurar que se mantengan los flujos de créditos para una PDVSA debilitada financieramente
9. Finalmente esta el tema del manejo de los recursos humanos actualmente trabajando en la estatal. En el 2002 PDVSA contaba con una nómina de 39.354 trabajadores propios y 28.329 contratados y estaba en reducción. En la actualidad, según cifras del Informe 2014 de PDVSA, laboran 147.126 trabajadores, de los cuales 30.320 no están en actividades del sector, además hay 25.698 contratistas.

Desde el primer día, el ministerio de Petróleo y Minería, conjuntamente con miembros de la directiva de PDVSA nombrados para tal efecto, deben comenzar a darlos pasos necesarios para llevar a la IPN a una situación de optimo desarrollo y actuación. Para llevar adelante lo anterior, se requiere lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y de las empresas mixtas.

ÍNDICE

00	RESUMEN	02
01	RECURSOS Y RESERVAS	10
02	EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS EN EL MUNDO	12
2.1	PETRÓLEO	12
2.2	GAS NATURAL	12
03	RECURSOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN VENEZUELA	13
04	EL RESTO DE LA CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL (IPN)	16
05	LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL (IPN) EN 5 TIEMPOS	18
06	OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS	24
07	¿QUÉ HAY QUE CAMBIAR?	26
7.1	EN LO INSTITUCIONAL	26
7.2	EN LAS RELACIONES PROPIETARIOS DEL RECURSO Y LOS PARTICULARES	29
08	PROPUESTAS A CORTO PLAZO (<i>"THE DAY AFTER"</i>)	30

ÍNDICE

09	PROPUESTAS A MEDIANO PLAZO	35
10	CONCLUSIONES	40
11	REFERENCIAS	46
12	SOBRE EL AUTOR	47
13	CRÉDITOS	48

Recursos y Reservas

01

Creemos que es importante extenderse en este tema, porque con los recursos y reservas de petróleo y gas natural con que cuenta el país, es que se harán las propuestas para rescatar y relanzar la Industria Petrolera Nacional (IPN).

La regulación de los conceptos de recursos y reservas de petróleo y gas natural data de muchos años, siendo los precursores la American Petroleum Institute (API), quien en 1976 publicó el trabajo *“Organization and Definitions for the Estimation of Reserve and Productive Capacity”*. A continuación, es la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de los EE.UU (SPE) la más activa desde 1981 sobre el tema, cuando su revista técnica el *Journal of Petroleum Technology* presentó las “definiciones de las reservas probadas de petróleo”. De allí en adelante su trabajo ha sido permanente y consistente, hasta el reciente excelente trabajo de 221 páginas de noviembre 2011 *“Guidelines for Application of the Petroleum Resource Management System (PRMS)”* que coordinó, con el apoyo de la Sociedad Americana de Geólogos Petroleros (AAPG), el Consejo Mundial de Petróleo (WPC) patrocinantes del World Petroleum Congress, la Sociedad de Ingenieros para Evaluaciones Petroleras (SPEE) y la Sociedad de Geofísicos de Exploración (SEG).

El establecimiento del Sistema Gerencial de los Recursos Petrolíferos (PRMS) a nivel mundial data de 2007. El tema de los conceptos y las definiciones de los recursos y las reservas de hidrocarburos es tan importante que ha sido de la atención de las Naciones Unidas, que desde 2004 analiza el tema y lo publica como *“United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009”*.

Así, la US Securities and Exchange Commission - SEC que es la agencia regulatoria de los EE.UU. que desde 1934 tiene como Misión “proteger a los inversionistas, y mantener los mercados de forma transparente, ordenados y eficientes, para facilitar la formación de materias de recursos y reservas de petróleo y gas natural, para proteger a los accionistas de las empresas petroleras”, recordemos el caso de la Royal Dutch Shell, a la que la SEC terminó con imponer una obligación enorme para la empresa



(389 millones de US\$) con sus accionistas y la destitución de los directores responsables del cálculo y presentación de esas reservas, que no eran tales. No es coincidencia que PDVSA se haya retirado de la SEC.

Estos conceptos y definiciones internacionales de recursos y reservas de petróleo y gas natural han sido recogidos por el ahora Ministerio de Petróleo y Minería de Venezuela en sus “Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos- Dirección de Exploración y Producción”.

Una cosa es tener recursos y aun reservas y otra cosa estar en la capacidad real de producirlas, que es la tragedia de la mayoría de los países OPEP, en especial Venezuela, cuyo gobierno no se cansa de decir que somos el país con mayores reservas de petróleo, sobre todo en la Faja del Orinoco.

Es importante recordar que la cifra de reservas probadas de petróleo de la Faja del Orinoco, derivó de un capricho presidencial en 2007 de multiplicar un valor de petróleo original de sitio (POES) de 1.360 millardos de barriles por un exagerado factor de recobro (FR) de 19% que resulta en la cifra de 257,4 millardos de barriles. El triste origen de ese alto factor de recobro lo expliqué en mi **Barriles de Papel No 18**.

En la PDVSA democrática se estableció para la Faja un POES de 914 millardos de barriles y se declararon reservas probadas de 37,1 millardos de barriles, usando un moderado y más razonable FR de 4,1% (Aníbal Martínez, 2004, La Faja del Orinoco, Editorial Galac).

Por lo antes expuesto, la mayor parte de las reservas de petróleo que presenta PDVSA al país y al mundo, que corresponden a las de la Faja del Orinoco, no cumplen con las Normas del Despacho de Petróleo y Minería de Venezuela ni con las Regulaciones internacionales, por lo tanto no se pueden considerar reservas probadas.

El futuro de los hidrocarburos en el mundo

02

1

Petróleo

Debemos recordar que hoy sí el petróleo no se refina no sirve para nada. De un proceso de refinación típico se obtiene de gasolina el 47%, de Diesel y Fuel Oil el 23% y de Jet Fuel o combustible de aviación el 10%, es decir, que el 80% va al transporte. En la medida que el transporte sea atendido por las energías renovables y sean energéticamente más eficientes, el transporte terrestre, embarcaciones y aviones necesitaran menos derivados del petróleo. Los principales pronosticadores a nivel mundial, tanto instituciones (IEA, EIA, OPEP, WEC, entre otros), como empresas (ExxonMobil, Shell, BP), y más recientemente incluyendo la Academia de Ciencias de Rusia, estiman una participación del petróleo en la matriz energética mundial entre el 23% y 31,8% para el 2035-2040, siendo el estimado de la OPEP de 24,3% para el 2040. Esto es lo que hemos dado por llamar “La ventana de oportunidades para el petróleo venezolano”

Gas Natural

El gas natural tiene más futuro que el petróleo, porque es el combustible fósil que menos contamina, y del que hay muchos más recursos (principalmente el gas en las lutitas y el gas de los hidratos en los lechos marinos) y es el llamado a reemplazar el carbón para la generación de electricidad, y en muchos casos a los derivados del petróleo en el transporte. Como vimos, Venezuela tiene inmensos recursos de este hidrocarburo.

2

Recursos y reservas de hidrocarburos en Venezuela

03

Esto es lo que hemos estado escribiendo y diciendo sobre las reservas de petróleo y gas natural de Venezuela: una cosa es tener recursos y reservas y otra cosa estar en la capacidad real de producirlos, que es la tragedia de la mayoría de los países OPEP, en especial Venezuela, cuyo gobierno no se cansa de decir que somos el país con mayores reservas de petróleo. Con respecto a esas cifras oficiales de reservas probadas de petróleo y gas natural de Venezuela, la situación es crítica: al leer en el Informe de Gestión 2014 de PDVSA, enfatizan que de los enormes volúmenes de reservas probadas que se anuncian, apenas están desarrolladas (tienen la infraestructura para producir las) las de petróleo en 4%, el resto necesita miles de nuevos pozos, nuevas estaciones de recolección y plantas compresoras de gas, nuevos oleoductos y gasoductos, nuevos patios de almacenamiento y muelles, es decir toda una infraestructura que suma billones de dólares, muy bien diseñada y que debe estar a tiempo para que ese nuevo petróleo se produzca.

Así mismo, según PDVSA, las reservas oficiales probadas de gas natural son de 196 billones (1012) de pies cúbicos (tcf), pero están desarrolladas en solo un 19%. De estas reservas las ubicadas costa afuera son 31,64 tcf, y a 11 años de promulgada la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos todavía no sale una producción sustancial de gas natural de esos campos, para ser vendido en el mercado interno, y menos para exportarlo; y escuchamos que la producción de la Plataforma Deltana irá a Trinidad-Tobago para ser procesada. Y los recursos de gas natural por explorar y desarrollar en tierra y costa afuera suman 200 tcf.

Con respecto a las reservas venezolanas, en los Cuadros No. 1 y 2 explicamos que para cualquier efecto de cálculos de producción las reservas de las áreas tradicionales (“crudos convencionales”) de 76.000 millones de barriles serían más que suficiente. En la cifra anterior entran las 4 Asociaciones de la Faja con un factor de recobro moderado y producible. Sin embargo, considerando que hay varios colegas que dudan de esas reservas desarrolladas y no desarrolladas a 1998, y siendo conservador, sugiero para los cálculos la figura de 43.000 millones de barriles, que para todos los efectos son más que las reservas probadas sumadas de México, Brasil, Colombia, Argentina, Ecuador y Perú. Ese volumen de reservas probadas podría resultar en una producción cercana a los 4.000.000 b/d durante los próximos 30 años.

Cuadro 1. Reservas y Producción de Petróleo y Gas Natural

Reservas y producción de petróleo MMbls y Mbd
y gas natural tcf MMpc d de Venezuela 1998 2014

	RESERVA			PRODUCCIÓN		
	1998	2014	Cambio en 16 años	1988	2014	Cambio en 16 años
Condensado	1.922	2.367	445	43	110	67
Crudo liviano 30 API y mayor	9.292	10.493	1.201	1.233	416	-817
Crudo mediano 21 API y menos 30 API	12.505	9.672	-2.833	1.137	619	-518
Crudo Pesado 11 API y menos de 21 API	16.742	18.692	1.950	866	1640	774
Crudo Extra Pesado Menos de 11 API	35.647	258.739	223.092	*	*	
Total reservas de crudo Millones de Barriles	76.108	299.963	223.855			0
Reservas de GaZs Natural TCF	146.573	198.368	198.221	3.279	2.785	-494
Producción de gas natural MMpcd				3.965	7.422	3.457
Producción de líquidos del gas natural				170	114	-56

Fuente: Cifras de 1998 del Informe a la SEC 2000, y cifras 2014 del Informe de Gestión PDVSA 2014; y DJGC Cálculos Propios.

Cuadro 2. Reservas Desarrolladas y no Desarrolladas

CRUDO (MILLARDOS BS.)	TOTALES	DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	% DESARROLLADAS
Crudo Condensado	2.367	565	1.802	23,87
Crudo liviano	10.493	1.786	8.707	17,02
Crudo Mediano	9.672	1.725	7.947	17,83
Crudo Pesado	18.692	4.524	14.168	24,20
Crudo Extra Pesado	258.739	4.326	254.413	1,67
Total	299.963	12.926	287.037	4,31
Gas Natural (tcf)	198	37,7	160,7	19,01

Fuente: Cifras 2014 del Informe de Gestión PDVSA 2014; y DJGC Cálculos Propios



El resto de la Cadena de Valor de la Industria Petrolera Nacional (IPN)

04

La cadena de valor de la IPN comienza en las actividades de Exploración y Producción (EyP). En general las discusiones y propuestas en relación con la IPN giran habitualmente alrededor de las actividades “aguas arriba”, es decir, a las de EyP.

Después de las actividades de EyP le siguen las de Manufactura (Refinación, Mejoramiento de crudos de la Faja, y Procesamiento del gas natural), de los hidrocarburos producidos; las de Gas Natural, siguen las de Transporte y Almacenamiento; las de Comercio Interno y Externo; las propiamente de Mercado Interno, y continua con las de Investigación, Desarrollo y Adiestramiento, no menos importantes, para terminar finalmente en los Negocios en el exterior. Por Ley todas estas actividades, con excepción de las de EyP no están reservadas al Estado, es decir, que pueden ser realizadas por el sector privado “en conjunto o no con empresas del Estado”, así reza nuestra legislación en materias de hidrocarburos.

Esto significa que con voluntad política se abre todo un abanico de oportunidades para el pleno desarrollo de la IPN con la participación del sector privado, tanto nacional como internacional. Tema del que nos ocuparemos posteriormente.

Específicamente, en relación a la infraestructura de refinación, con el debido mantenimiento y haciéndole las mejoras necesarias, las 6 refinerías nacionales e Isla para efectos de la “seguridad energética” pudieran abastecer el mercado nacional y quedaría algo para exportar. Las cifras de reservas ajustadas pueden satisfacer con creces los requerimientos de estas. Más detalles en el Cuadro No. 3. La administración de las refinerías será un capítulo aparte, así los otros negocios antes mencionados.



Cuadro 3. Datos de Refinación y Mercado Interno

DATOS REFINACION	CAPACIDAD			PROCESADO		
	1998	2012	Cambios	1998 PODE	2012 PODE	Cambios
Total Venezuela (5 refinarias)	1.274,40	1.303	28,6	1.173,8	1072,47	-101,3
liviano				428,1	222,46	-205,6
Mediano				462,0	549,17	87,2
Pesado				166,0	160,57	-5,4
otros Insumos				117,7	140,27	22,6
Isla	335	335		210,0	192,0	-18,0
Mercado interno (14 productos líquidos)				441,7	697,8	256,1

Fuente: Cifras de 1998 y 2012 del PODE; y DJGC Cálculos Propios



La Industria Petrolera Nacional (IPN) en 5 tiempos

05

Para cualquier análisis del futuro de la IPN, hay que ir a su pasado inmediato. Tratando de ubicar a la estatización de la IPN (1975) en el marco de la producción de petróleo del país desde 1970. La estatización ocurre a los cinco años del mayor auge de producción y estuvo en una caída libre de la misma durante 15 años (1971-1985), caída que se intentó recuperar hasta 2001, cuando se alcanzó el nivel de producción de 1973, y los planes apuntaban sobrepasar el nivel de 1970.

Cuando llega la estatización en 1975, el país cerró con una producción promedio para el año 1975 de 2.346.202 b/d, aunque en el mes de diciembre de ese año estuvo en 1.772.000 b/d... ¿cosas de la estatización?

A partir de 1970 y hasta 1985, cuando apenas se produjo un promedio para el año 1985 de 1.681.045 b/d, todo fue ver caer la producción... ¿Qué pasó en esos 15 años? ...¡sólo vimos caer la producción!

Seria hasta 1997, cuando de nuevo se vio una producción por encima de los tres millones de barriles diarios, para ser exactos ese año el promedio fue de 3.160.000 b/d, para llegar en 2001 al último tope de 3.342.000 b/d. Desde 2002 y hasta la fecha, no se ha vuelto a ver elevarse la producción. Para el 2014 la estatal PDVSA reporta una producción promedio de crudo de 2.779.000 b/d, aunque las fuentes OPEP dicen que fue solo de 2.373.000 b/d. Para el mes de septiembre 2015 la estatal PDVSA reporta a la OPEP una producción promedio de crudo de 2.630.000 b/d, aunque las fuentes secundarias OPEP dicen que fue solo de 2.369.000 b/d.

Estos cambios en los niveles de producción de petróleo irán a afectar los niveles de producción de gas natural (por ser esta asociada al petróleo), la manufactura y el procesamiento de petróleo y gas natural, así como las exportaciones, y por supuesto, las finanzas de la IPN.

El 29 de agosto de 1975 el presidente Carlos Andrés Pérez Rodríguez, firma el “cúmplase” de los 28 artículos contentivos de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, Ley que se haría efectiva a partir del 1ro. de enero de 1976. El 30 de agosto de 1975, por Decreto No. 1123 se creó PDVSA.

A esta decisión, más política que cualquier otra cosa, se llegó después de once notorios procesos estatizadores. Decimos que fue política y no económica porque el PODE 1975 (pág. 128) informa que la relación participación del Estado con respecto a la utilidad de las empresas fue del 94%; y la suma del ISLR, las regalías y otros impuestos sumó 6.785,9 MMUS\$, es decir, el 78,64% del ingreso total de las empresas (8.628,6 MMUS\$). Estos hechos fueron:

1. **Política de no más concesiones, formulada desde 1945**
2. **En 1945-1948, con la reforma fiscal, la Junta Revolucionaria de Gobierno establece la figura del 50%-50% para distribuir las ganancias entre las concesionarias y el Estado. Esta relación se elevaría a lo que fue conocido como el 60%-40%, con la reforma impositiva de la Junta de Gobierno de 1958**
3. **El 09 de abril de 1959 se crea la Comisión Coordinadora de la Conservación y el Comercio de los Hidrocarburos, para la defensa de los precios y para evitar el despilfarro económico del petróleo (Juan Pablo Pérez Alfonzo-JPPA)**
4. **El 19 de abril de 1960 se crea la petrolera estatal Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), una empresa nacional manejada por venezolanos, para los venezolanos (JPPA), adscrita al Ministerio de Minas e Hidrocarburos**
5. **El 20 de julio de 1967 se reforma la Ley de Hidrocarburos de 1943 para introducir la figura de los Contratos de Servicio negociados por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos o la CVP**
6. **El 11 de febrero de 1969 se sanciona el Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos, por lo demás, un documento estrictamente técnico de primera calidad**
7. **El 11 de abril de 1969 la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP) realiza un exitoso Foro sobre la Reversión de las Concesiones Petroleras, a partir de 1983**

8. En 30 julio de 1971 el presidente Rafael Caldera promulga la Ley de Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos. Se preparaba al país para adelantar la fecha de la reversión de la mayoría de las concesiones
9. El 26 de agosto de 1971 el presidente Rafael Caldera promulga la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural, que obligaba a las empresas concesionarias a entregar a la CVP todo el gas natural producido; y el Ejecutivo decidía cualquier uso del mismo en las operaciones de producción (combustible, inyección, procesamiento, etc.)
10. El 28 de enero de 1973 el ministro de Minas e Hidrocarburos anuncia que la Faja Petrolífera del Orinoco no será negociada con ninguna nación y que todos los futuros desarrollos petroleros nacionales los realizará la CVP
11. El 21 de junio de 1973 se promulga la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno (MI) de los Productos Derivados de los Hidrocarburos, con la cual toda la actividad del MI será manejada por la estatal.

En 1975 las reservas probadas de petróleo, al cierre del año eran de 18.511 millones de barriles. En el año se produjo un promedio de 2.346.202 b/d de petróleo, de una gravedad promedio de 25,9 oAPI, es decir, a los niveles de 1956. De ese volumen el 38,5% era de 30,1 oAPI o más (liviano y condensado), el 34,5% entre 22,1 y 30 oAPI (mediano) y el 27,1% restante era menor de hasta 22,0 oAPI (pesados y extra pesados).

Las 12 refinerías en operación tenían una capacidad de procesamiento de 1.554.000 b/d de operación. Se procesaron 865.855 b/d de crudos y mezclas, y la exportación de petróleo (1.472.178 b/d) y productos (613.970 b/d) fue de 2.086.148 b/d. El consumo de gasolinas fue de 105.286 b/d. Las exportaciones ocurrieron a un precio realizado de 10,99 US\$/barril para el petróleo y 11,0 US\$/barril para los productos.

Del total de ingresos fiscales ordinarios (9.738 MMUS\$) 7.535 MMUS\$ fueron provenientes del petróleo, es decir, el 77,4%, así el 95,6% de las exportaciones (pág. 1, PODE 1975).

El personal de la IPN en 1975 totalizó 23.733 empleados, de los cuales 23.248 eran nacionales y 485 extranjeros. El promedio de remuneración anual en 1975 fue de 1.948,4 millones de bolívares, es decir, 82.097 Bs, anuales por empleado, que a la tasa de cambio para 1975 de 4,20 Bs./US\$ serían 19.546,9 US\$ anuales por empleado.

2001 es el año en que la producción de petróleo cierra en su más alto nivel después de la estatización; se produjo un promedio para el año de 3.342.000 b/d, es decir, a los niveles de 1963-1964, con una gravedad promedio de 23,5 oAPI. De ese volumen el 43,6% era menor a 21,9 oAPI (pesado y extra-pesado), el 35,1% estaban entre 22,0 y 29,9 oAPI (mediano) y el 21,3% era de 30,0 o más oAPI (liviano y condensado). Se observa como se había reducido la calidad de la producción con respecto a 1985. Para 2001 la producción de los Convenios Operativos era de 502.011 b/d y la de las 4 Asociaciones de la Faja del Orinoco 233.200 b/d (los mejoradores entraron a partir de febrero 2001). Las reservas probadas de petróleo, al cierre del año 2001 eran de 77.783 millones de barriles.



77.783

millones de
barriles, eran las
reservas probadas
de petróleo para el
cierre del 2001

LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL (IPN) EN 5 TIEMPOS

La caída libre en 15 años a que nos referimos arriba, ocurrió por tres causas:



1. Primeramente, fue la inconveniente política de no más concesiones, que canceló la actividad exploratoria con la consiguiente pérdida de reservas, las cuales llegaron a límites tan bajos como 13.810 millones de barriles en 1973. Esto fue denunciado reiteradamente por el visionario Ing. Arturo Hidalgo R. (ver nuestro Barriles de Papel No. 132)
2. Por el equivocado concepto arraigado en nuestra clase política de que el petróleo había que conservarlo, que ellos entendieron como no producirlo, cuando el concepto de la conservación es puramente técnico, porque se refiere a la conservación de la energía de los yacimientos
3. La equivocada política de cuotas dentro de la OPEP, que al reciente fallecido Erwin Arrieta, ex Ministro de Energía (1994-1998) y Presidente de la Conferencia de la OPEP (1995), se le atribuye la frase que la Organización era un Club de Pinochos.

En 2014 la producción oficial de petróleo cierra con un promedio para el año de 2.779.000 b/d, es decir, a los niveles de 1995, pero la OPEP la ubica a niveles de 1991 (2,381.000 b/d), con una gravedad promedio de 20,5 oAPI. De ese volumen el 54,32% era menor a 21,9 oAPI (pesado y extra-pesado), el 24,54% estaban entre 22,0 y 29,9 oAPI (mediano) y el 21,14% era de 30,0 o más oAPI (liviano y condensado). Se observa como se había reducido la calidad de la producción con respecto a 1975. En materia de recursos humanos la nómina total llegó a 147.126 personas, de los cuales la estatal reconoce que 30.320 están en actividades no petroleras.

LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL (IPN) EN 5 TIEMPOS

A 40 años de la estatización de la Industria Petrolera Nacional la situación no puede ser peor:

1. Para el momento de la estatización la suma del ISLR, las regalías y otros impuestos sumó 6.785,9 MMUS\$, es decir, el 78,64% del ingreso total de las empresas (8.628,6 MMUS\$), como referencia, en 16 años, para el periodo 1999-2014 este porcentaje es de apenas el 19,9%
2. Las “reservas probadas” oficiales de petróleo son 86,26% de crudos extra pesados (258.739 millones de barriles-MMb), de los cuales 255.958 MMb están en el Campo Faja del Orinoco, y el grueso de las mismas no cumplen con las Normas sobre la materia, por lo tanto son Recursos. Un número más razonable de reservas probadas para Venezuela sería 76.108 MMb, y para efectos prácticos es mejor considerar solo 43.000 MMb
3. En 2014 la producción oficial de petróleo cierra con un promedio para el año de 2.779.000 b/d, es decir, a los niveles de 1995, pero la OPEP la ubica a niveles de 1991 (2,381.000 b/d)
4. La producción cada vez es más pesada, con una gravedad promedio de 20,5 oAPI. Para el momento de la estatización la gravedad promedio era de 25,9 oAPI
5. Los accidentes e incidentes en las refinerías y los derrames de petróleo, son tema de cada día
6. El Comisario de PDVSA informó que al cierre de 2014 la deuda financiera de PDVSA era de 46.153 MMUS\$, mientras al cierre de 1998 era de apenas 7.102 MMUS\$, y lo más negativo es que ese endeudamiento no es para incrementar las inversiones de la estatal.
7. En materia de recursos humanos la nómina total en 2014 llegó a 147.126 personas, de los cuales la estatal reconoce que 30.320 están en actividades no petroleras. Recordando que para el momento de la estatización el personal de la IPN totalizó apenas 23.733 empleados, con una producción de 2.346.202 b/d, producción similar a la que informa la OPEP para julio 2015.



40 años de la estatización de la Industria Petrolera Nacional la situación no puede ser peor, en términos de:

- Reservas probadas oficiales
- Producción oficial de petróleo
- Accidentes e incidentes
- Deuda financiera
- Recursos humanos



Oportunidades de Negocios

06

En toda la cadena de valor de la IPN (Figura No. 1), las oportunidades de negocios son muchas. Por la sencilla razón que todas las actividades, con excepción de la de Exploración y Producción (EyP), no están reservadas al Estado.

En Exploración y Producción hay oportunidades principales, a corto y mediano plazo, aun con la legislación actual:

1. Proceder a desarrollar las reservas probadas no desarrolladas de petróleo y gas natural de las áreas tradicionales. Aquí están incluidos los miles de pozos inactivos, clasificados por el Ministerio de Petróleo y Minería como “Cerrados Capaces de Producir”, que habrá que reemplazar por pozos con nuevas tecnologías de producción
2. Otorgar los contratos de servicio necesarios para toda la actividad de servicios de infraestructura de las operaciones
3. Otorgar los permisos necesarios para la recolección y venta del gas producido
4. Aumentar el factor de recobro de los yacimientos
5. Otorgar los recursos (prospectos) existentes en tierra y costa afuera para su exploración y eventual desarrollo
6. Proceder a desarrollar las reservas no desarrolladas del Campo Faja del Orinoco, permitiendo el libre uso de las 17 tecnologías para explotarlas y las 6 tecnologías para comercializar la producción.



En Gas Natural hay 3 oportunidades principales:

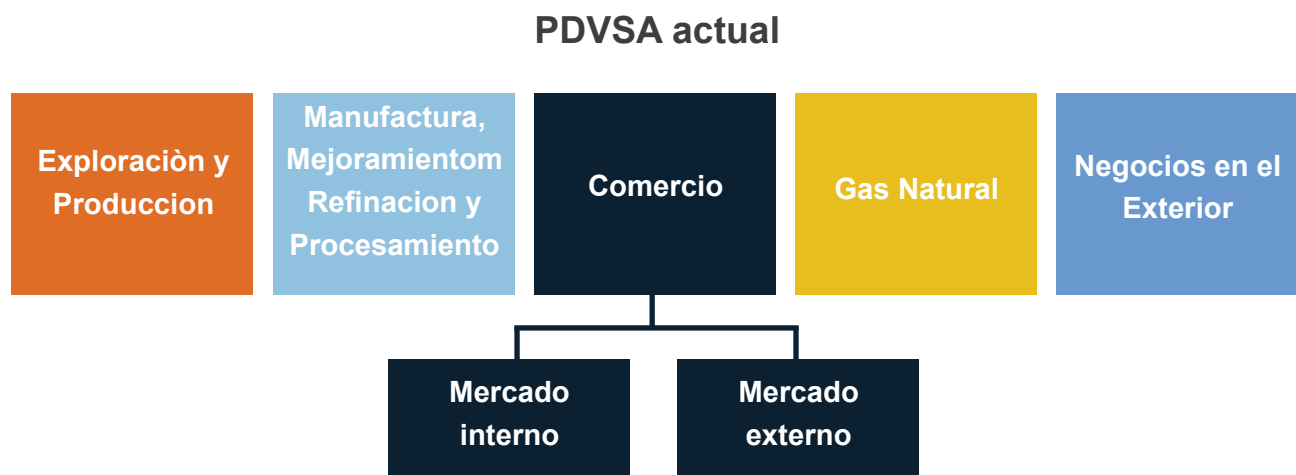
1. Otorgar los permisos necesarios para la construcción y mantenimiento de la infraestructura de transporte (gasoductos) requerida para modernizar e incrementar la distribución de gas metano
2. Otorgar los permisos necesarios para la distribución y comercialización de gas por tubería en las principales poblaciones
3. Otorgar los permisos necesarios para el procesamiento, almacenamiento y distribución del gas de bombona (GLP)

En Mercado Interno la oportunidad obvia es otorgar los permisos que se requieran para llenar el país de estaciones de servicio y conveniencias.

En Comercio y Suministro la oportunidad es otorgar los permisos que se requieran para que los particulares, nacionales y extranjeros, puedan comercializar crudos y productos, tanto a nivel nacional como internacional.

Así, en Adiestramiento hay muchas oportunidades.

Figura 1. Propuesta para una nueva Industria Petrolera



FUENTE Diego J González Cruz. Julio 2009

¿Qué hay que cambiar?

07

7.1 Institucional

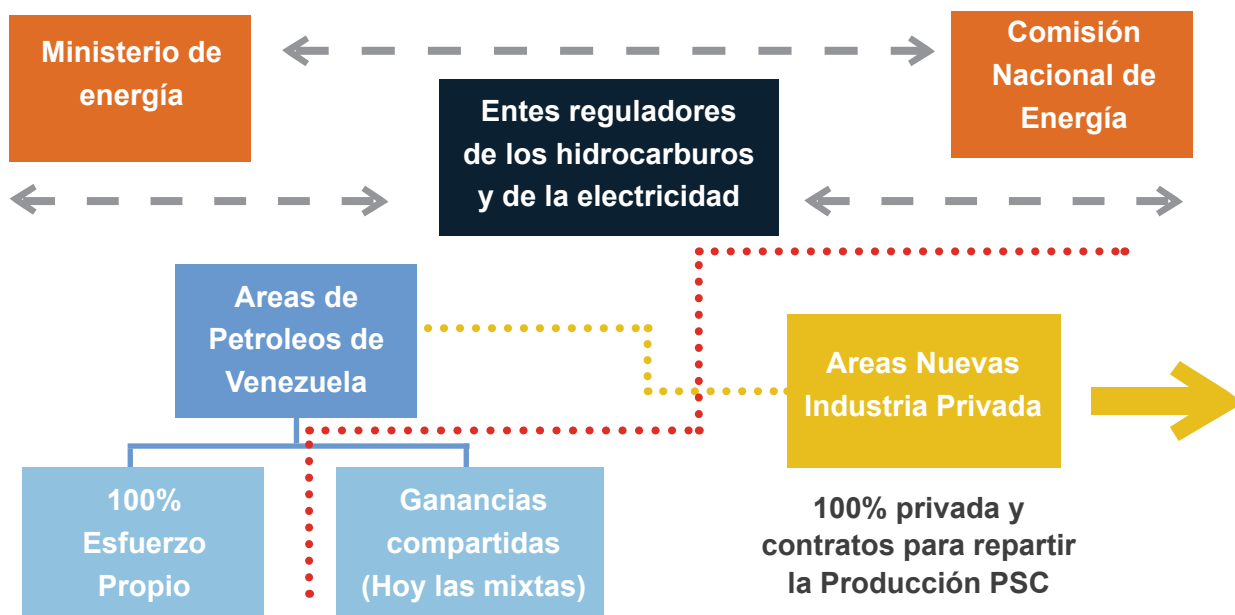
En lo institucional es necesario acometer tres acciones prioritarias:

1. Proceder a crear el Ente Regulador de los Hidrocarburos, órgano del Estado, independiente del gobierno de turno, autónomo y autárquico, responsable de la administración, implantación y vigilancia del cumplimiento de las políticas públicas correspondientes, y regulación de las actividades; otorgar las licencias y permisos para abrir todos los negocios “aguas arriba y abajo”, elaborar la estadísticas, aplicar las multas, calcular y distribuir las regalías, entre otras actividades
2. Proceder a crear la Comisión Nacional de Energía (CNE), órgano del Estado, independiente del gobierno de turno, autónomo y autárquico, ente responsable de la elaboración de propuestas de políticas públicas para el Sector Energético y de velar por el éxito del propósito y objetivos de las mismas. Con el fin de garantizar un balance en las grandes decisiones y orientación de la actividad de la IPN, se debe incorporar a la CNE una representación significativa de los venezolanos, más allá de representantes del Estado, tales como las Empresas, Entes Financieros, Academias, Universidades, Gremios y Asociaciones y Sociedades civiles vinculadas al sector, entre otras, siguiendo un esquema organizativo y de trabajo como el existente en el exitoso “National Petroleum Council-NPC” de los EE.UU.
3. Dar todos los pasos necesarios para tener un Ministerio de Energía Moderno, encargado de presentar las propuestas de políticas públicas a la Asamblea, promover la investigación y desarrollo en el sector, y representar al país en los asuntos internacionales en materias de energía. Por Ley se prohibirá que los cargos de Ministro de Energía y el de Presidente de la estatal petrolera puedan ser ocupados por la misma persona, rescatando así el rol del Ministerio de Energía como rector de la política energética y petrolera del país y garante de su seguridad energética. Adicionalmente, estarán

adscritas al Ministerio de Energía las Oficinas, Agencias y Comisiones, para comunicarse con los ciudadanos y garantizar sus derechos, en especial la libertad de empresa, el respeto a las entidades privadas y la transparencia en la información. La esencial característica de estos organismos será su independencia del Ejecutivo, es decir del gobierno de turno (aun siendo dependencias estatales). Impulsará y apoyará la investigación aplicada y el desarrollo en materia de energías renovables y no renovables, así como promover con las universidades e instituciones privadas estudios en las áreas de petróleo, geología, cuencas hidráulicas, energías renovables, combustibles, y otros usos. También será el responsable de las publicaciones oficiales contenidas de la información histórica nacional e internacional sobre energía y su relación con la economía venezolana y mundial (el actual Petróleo y Otros Datos Estadísticos-PODE, que tiene 50 años publicándose).

La relación entre los entes propuestos se presenta esquemáticamente en la Figura No. 2

Figura 2. Propuesta - El aspecto institucional



FUENTE Diego J González Cruz. Julio 2009

Paralelamente:

1. Se requerirá que desde el gobierno nacional se envíen al mundo señales de estabilidad y legalidad que generen confianza. Se debe satisfacer a cabalidad los compromisos contractuales con los socios, para evitar demandas y hacer frente a los crecientes arbitrajes, situación que además de afectar el prestigio y la seriedad de Venezuela, impacta la productividad de la industria petrolera
2. Dar los pasos necesarios para impulsar la Industria Petrolera Nacional (IPN), en todas las fases del Negocio: Exploración y Producción (EyP), Manufactura (refinación, mejoramiento y procesamiento), Gas Natural, Comercio nacional e internacional, y Negocios en el Exterior; considerando que en la legislación actual solo las actividades de EyP están reservadas al Estado
3. Se puede comenzar con la política de permisos para instalar las estaciones de servicio y conveniencia para el que los solicite, así como con los permisos para que particulares participen plenamente en la distribución regional de gas metano y gas de bombona, Promoviendo el desarrollo del sector gas, a través del sector privado para la construcción y mantenimiento de los sistemas de transporte (gasoductos) y redes de distribución de gas natural en el mayor número de poblaciones
4. Es necesario promover y desarrollar, respondiendo a las condiciones del mercado: La Faja Petrolífera del Orinoco, las reservas probadas no desarrolladas en áreas tradicionales, las áreas inactivas, las áreas nuevas para exploración y futuro desarrollo, el gas costa afuera, así como proyectos de Gas Natural Licuado para exportación
5. Promover la creación de empresas para industrializar las corrientes de refinación, así como nuevas petroquímicas
6. Habrá que revisar, dentro de la ley, aquellos acuerdos internacionales que sean lesivos al país
7. Dar los pasos necesarios para comenzar el proceso de ajustes del precio de todos los combustibles, y la revisión de la política de subsidios
8. Es necesario revisar la relación Estado-Sociedad con respecto a la renta que produce la actividad de los hidrocarburos, para que esta vaya directamente a los ciudadanos. El excedente económico que se origine en la actividad petrolera, que corresponde a la Nación, será destinado totalmente a la creación de un FONDO, que será el Fondo de ahorro, patrimonio e inversión de los venezolanos. Su rendimiento será entregado directamente a cada venezolano a través de cuentas individuales. El Fondo será administrado en forma autónoma por una representación calificada de venezolanos, y su administración estará en manos de entes financieros nacionales e internacionales de la máxima solidez



9. Se deberán revisar los Acuerdos y Convenios bilaterales y acondicionarlos a los mejores intereses de la República
10. Iniciar los procesos para modificar la legislación en materias de hidrocarburos para facilitar la ejecución de los puntos antes mencionados
11. Promover el desarrollo de las ciencias y tecnologías, creando oportunidades para la investigación y desarrollo en todas las fases de los sistemas de oferta y demanda de los sistemas energéticos

7.1 Relaciones entre propietarios del recurso y particulares

Respecto a las relaciones entre los propietarios del recurso y los particulares, me permito recordar que mi propuesta es que PDVSA deje de ser una operadora y se convierta en una excelente administradora de los Contratos de Producción Compartida (“Production Sharings”), en nombre de los propietarios del recurso, todos los ciudadanos. Sobre lo anterior se tienen los extraordinarios ejemplos de las Asociaciones de la Faja, donde PDVSA tenía menos del 50% de participación y todo marchaba exitosamente. Mientras se cambia la Ley Orgánica de Hidrocarburos, con voluntad política, se puede usar la figura de las empresas mixtas para tal fin, con los particulares teniendo por lo menos el 49% de participación en los negocios.

Para las actuales actividades que realiza PDVSA como de esfuerzo propio se pueden firmar Contratos de Servicio.

Propuestas a corto plazo (*"The day after"*)

08

PDVSA, con mala intención, no presenta en su Informe de Gestión 2014 los volúmenes de crudo procesado por las refinerías venezolanas, solo la suma total de las refinerías nacionales e internacionales, tampoco muestra la carga de las refinerías por tipo de crudos, por ello para el análisis acudimos a los Informes PODE 1998 y 2012 del Ministerio de Petróleo y Minería, que se muestra en el Cuadro No. 3.

Resalta que en los 15 años del régimen ha caído el volumen de crudos procesados, así como el aporte de los crudos livianos (-205.000 b/d); y los otros insumos que se importan se han incrementado en 22.600 b/d. Es necesario proponer acciones concretas para garantizar la Seguridad Energética (suministros confiables de combustibles - gasolinas, diesel, fueloil, gas de bombona y gas metano por tubería - para el sector eléctrico, transporte, y los sectores industrial, comercial y residencial) mediante medidas tendientes a lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y de las empresas mixtas. Es parte de la premisa del grave deterioro de nuestra principal industria y de la urgencia de mejorar su eficiencia y eficacia, mediante un modelo diferente al anterior y al que existe actualmente.

En el corto plazo la estatal debe mantener su actividad que hoy realiza como "esfuerzo propio", actividad que produjo 1.764.400 b/d en 2014, es decir el 60,9% de la producción oficial; las empresas mixtas produjeron 1.143.700 b/d, el 39,1% de la producción oficial que totalizó 2.899.100 b/d.

En el Cuadro No. 4 se presentan los consumos de productos refinados entre 2005 y 2014, que nos dicen que hay que hacer todo lo necesario operacionalmente para producir en especial gasolinas, diesel y fueloil (592 mil b/d) y asfalto (10,4 mil b/d), así como gas de bombona-GLP (91 mil b/d) y gas metano por tubería (1.537 MMpc/d).

Cuadro 4. Consumo de productos refinados y componentes de gas natural

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA (MBEP/DÍA)	2005	2011	2012	2013	2014
Petroleo (sin LGN)	2.906	2.991	2.910	2.899	2.785
Gas	733	731	768	796	831
Leña y carbon mineral	104	35			
Hidroelectricidad	127	141			
Orimulsion	42	42	0	0	0
Total	3912	3898			
Produccion de LGN	165	138	124	116	114
Petroleo (sin LGN)	2.906	2.991	2.910	2899	2.785
Consumo de productos refinados	522,9	568,0	592,0	612,0	573,0
Consumo de asfalto (mb/d)	6,2	8,1	10,4	9,0	8,0
Consumo de GLP (mb/d)	78,0	77,0	89,0	91,0	8,0
Consumo de gas metano (MMpc/d)	2.394	1.465	1.537	1.432	1.388

NOTAS

- 1 barril equivale a 1,07 barriles de petroleo equivalente
- La cifra de gas no incluye el gas reinyectado
- 1gwh equivale a 1,65 bepd

Fuente: informes de gestion de PDVSA y poder para las otras energias Elaborado por DJGC, cálculos propios



En términos de Gobernabilidad, se hace necesario un pacto entre los actores políticos que contemple:

- La no interferencia del Ejecutivo en las actividades operacionales
- Un acuerdo de paz laboral con la dirigencia sindical.
- Asegurar a los socios, contratistas y proveedores la continuidad de las relaciones de negocio contratadas y comprometidas.

En Comunicados de COENER señalábamos:

1. Identificar el personal prioritario para garantizar la continuidad de las operaciones.
2. Tomar control inmediato de los sistemas prioritarios de información, tales como los operacionales, finanzas, comercio internacional y nómina
3. Establecer un Plan de Comunicaciones Internas permanente, que baje la incertidumbre en el personal y genere un clima propicio a la continuidad operativa
4. Realizar evaluaciones técnico-operacionales y de procesos administrativos en las principales áreas del negocio y en los programas de responsabilidad social
5. Será necesario realizar una auditoría técnico-financiera, de reservas, del estado de los yacimientos e instalaciones, así como evaluar rigurosamente la viabilidad de aumentar la producción.
6. Asegurar instalaciones de alta criticidad tales como refinerías y llenaderos de combustible, gasoductos, plantas compresoras de gas y centros de despacho de gas
7. Contactar a la comunidad financiera nacional e internacional para garantizar el cumplimiento de los compromisos de la empresa y asegurar que se mantengan los flujos de créditos para una PDVSA debilitada financieramente

Para llevar adelante lo anterior, se requiere como se señaló anteriormente, lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y de las empresas mixtas:

En términos de Gobernabilidad, se hace necesario un pacto entre los diferentes actores políticos que contemple la no interferencia del Ejecutivo en las actividades operacionales, ni en la designación de los ejecutivos, salvo en el nombramiento de la Junta Directiva de la Casa Matriz. Igualmente, será imprescindible un acuerdo de paz laboral con la dirigencia sindical. Así mismo, habrá que asegurar a los socios, contratistas y proveedores la continuidad de las relaciones de negocio debidamente contratadas y comprometidas.

Con respecto a la Normalidad Operativa, el objetivo inmediato es garantizar que la producción de petróleo y gas natural, y la refinación no sigan decayendo, que disminuya el número de accidentes y que la comercialización y las contrataciones se realicen con transparencia. Para ello es imprescindible el respeto al personal que actualmente labora en esas actividades. En esta etapa es de vital importancia una excelente relación con los dirigentes sindicales. Así como el cumplimiento de las normas de seguridad en el trabajo, higiene ocupacional y respeto al medio ambiente.

Para regresar a la normalidad operativa completa, será necesario, resarcir a las personas naturales y jurídicas que han sido afectadas, negociando las formas de pago de las compensaciones requeridas. Lo prioritario será el reconocimiento oficial de todas las deudas y compromisos con el personal ilegalmente expulsado en 2002 y 2003.

La designación de una nueva Directiva debe inspirar confianza tanto a los trabajadores de la IPN, como ante la sociedad venezolana. Para ello los nuevos directores deben ser reconocidos por su honradez, ecuanimidad, conocimiento del negocio y capacidad gerencial. A esta directiva le corresponderá reorganizar a la empresa para mejorar la eficiencia y eficacia de la misma.

Finalmente esta el tema del manejo de los recursos humanos actualmente trabajando en la estatal. En el 2002 PDVSA contaba con una nómina de 39.354 trabajadores propios y 28.329 contratados y estaba en reducción. En la actualidad, según cifras del Informe 2014 de PDVSA, laboran 147.126 trabajadores, de los cuales 30.320 no están en actividades del sector, además hay 25.698 contratistas.

Consideramos que a los trabajadores reclutados con buenas credenciales después del 2002, solo se les exigiría que no participen en actividades políticas partidistas dentro de la empresa. Los trabajadores que no estén calificados deberán someterse a un período intensivo de entrenamiento.

A los trabajadores despedidos ilegalmente en el 2002-2003 deberá reconocérseles todos los derechos laborales atropellados y su regreso a la estatal dependerá de las necesidades de la misma, y de que estos estén en capacidad profesional de regresar. Los aptos para la jubilación deberán ser jubilados.

PDVSA tiene actualmente 118 Unidades Productivas, 28 Empresas y 6 Grupos Industriales no relacionadas con el negocio de los hidrocarburos, organizaciones que no tienen nada que ver con la misión de una verdadera empresa petrolera. Esas organizaciones y su personal deben ser transferidos progresivamente a los organismos oficiales relacionados. Los empleados de las filiales no petroleras pueden ser liquidados y asignados a las organizaciones del Estado y/o gobierno relacionadas con su trabajo. En las filiales no petroleras hay 2.607 empleados en edad de jubilación, por lo que la situación crítica para moverlos se reduce (Ver Cuadro No. 7). En cualquier caso ésta será una de las primeras auditorías que tendrán que realizarse para buscar soluciones a esta situación, asesorada con una organización de Desarrollo Organizacional que debe crearse a la brevedad durante la transición.

Resumiendo, la República de Venezuela deberá:

- 1. Lograr la Gobernabilidad de PDVSA.** Se hace necesario un pacto entre los diferentes actores políticos que contemple la no interferencia del Ejecutivo en las actividades operacionales, ni en la designación del tren directivo y gerencial, salvo en el nombramiento de la Junta Directiva de la Casa Matriz. Igualmente, será imprescindible un acuerdo de paz laboral con la dirigencia sindical. En las filiales petroleras 40.124 empleados tienen 45 años o más, y de estos 13.597 ya están en edad de jubilación (Ver Cuadro No. 6). El resto de los empleados, en edad laboral, en la medida que haya más empresas privadas, que pagarían en dólares a sus empleados y con Actas Convenio laborales mejores que la Convención Colectiva de PDVSA, irían renunciando a PDVSA y pasando a las mismas, y esto es válido para las dos Nóminas. Hay que tener presente que con reglas claras, respeto a la propiedad y estado de derecho, las empresas relacionadas con el negocio de hidrocarburos que se establecerán en el país deben contarse por miles.
- 2. Garantizar la seguridad energética del país.** La “Seguridad Energética” implica que deben producirse en el corto plazo el petróleo y el gas natural para producir por lo menos 573.000 b/d de productos refinados (en especial gasolinas y diesel, incluyendo 10.000 b/d de asfalto), 90.000 b/d de gas licuado de petróleo (gas de bombona) y 3.000 MMpc/de de gas metano. PDVSA y los particulares tendrá cada uno una alícuota de su producción para cargar las refinerías y atender el mercado interno
- 3. Dictar todas las medidas necesarias para impulsar el desarrollo acelerado de la producción de gas natural para atender al máximo el parque termoeléctrico**
- 4. Garantizar la continuidad operacional,** permitiendo a las empresas Mixtas producir al máximo (dejándolos trabajar), y promoviendo la política financiera aplicada al Cambo Boscán; permitiendo que los particulares comercialicen el crudo producido; y puedan repatriar sus capitales (como en Cuba y otros países petroleros)
- 5. Establecer las reglas claras para atraer los capitales nacionales e internacionales,** know-how y tecnologías que se necesitaran para desarrollar plenamente los recursos de hidrocarburos
- 6. Proceder a desarrollar las reservas probadas no desarrolladas de petróleo y gas natural,** aumentar el factor de recobro de los yacimientos, otorgar los recursos (prospectos) existentes en tierra y costa afuera
- 7. Proceder a desarrollar las reservas no desarrolladas del Campo Faja del Orinoco,** permitiendo el libre uso de las 17 tecnologías para explotarlas y las 6 tecnologías para comercializarla



Propuestas a mediano plazo

09

Con respecto a la producción, hemos insistido que los volúmenes a producirse lo dictaran en primer lugar lo requerido para la “seguridad energética” (el mercado interno) y lo que digan los mercados internacionales en materia de exportación. Cada licenciatario utilizará y aprovechará la que más le convenga, en la medida que consiga sus mercados. En lo anterior hay que destacar que ni el Ente Regulador, y mucho menos el Gobierno de turno deben inmiscuirse en estas decisiones de los particulares (la OPEP, compromisos geopolíticos dixit). Si el gobierno desea negociar petróleo por alguna razón política lo puede hacer con una porción la figura de las regalías que le pueda corresponder como se hizo en el pasado (recordando que el grueso de las mismas irá al Fondo de los ciudadanos).

En el periodo 1999 – 2014, la producción de los crudos más comerciales ha caído estrepitosamente: los livianos han disminuido en 817.000 b/d y los medianos en 518.000 b/d, lo que explica la caída en estos crudos procesados por las refinerías nacionales, y la necesidad de comprar más insumos del exterior (ver Cuadro No. 3).



Factores a tomar en cuenta para elevar la producción

1. **La primera opción es desarrollando las reservas probadas no desarrolladas.**
2. **Un segundo elemento a considerar para hacer estimados de producción futura de petróleo es la cifra de “factor de recobro”**, es decir la cantidad de petróleo que se puede recuperar del petróleo total en los yacimientos, con las tecnologías, recursos humanos y precios existentes. En el caso de Venezuela PDVSA ha informado que el factor de recobro de los crudos condensados/livianos/medianos esta en 30,23%; el de los crudos pesados y extra pesados en 11,05%, para un promedio nacional de 15,45%. Este promedio nacional está muy por debajo del promedio estimado internacional (40%), lo que dice que hay oportunidades de elevar la producción elevando el factor de recobro de los yacimientos, tanto en las áreas activas como en las inactivas.
3. **El otro factor a considerar para elevar la producción es el numero de pozos inactivos existentes en las áreas operadas hoy por PDVSA**, de los cuales un % se podría reactivar, y lo más importante es que en sus áreas de influencia hay reservas probadas que solo debe procederse a explotaras con pozos nuevos y nuevas tecnologías de producción. La cifra oficial del ministerio de Energía, para el 31-12-2012, de Pozos Capaces de Producir es de 36.690, de los cuales están en producción 17.678 (48,2%), y están cerrados pero son “capaces de producir” 18.160 (49,5%, hay un 2,3% de pozos perforados que estaban suspendidos). Para el 2015 el número debe ser mayor. Hemos aclarado que esa figura de “pozos cerrados capaces de producir” no es que se van a abrir y punto. Algunos técnicos consideramos que miles de esos pozos están perdidos (no pueden ser recuperados), por el tiempo que tienen inactivos, y habrá que reemplazarlos completamente con pozos nuevos. Muchos de estos pozos están en campos totalmente inactivos, que deberían darse en Contratos de Servicio y luego en Licencias, pero la mayoría está en áreas en producción de PDVSA, lo que dificulta su asignación individual, pero pueden ser tratados por empresas mixtas que también manejarían los pozos activos vecinos (el caso de los campos Boscán y Dación son emblemáticos en este modelo). En la 1ra. Ronda se “reactivaron” 177 pozos de esos pozos, en la 2da. Ronda 1.627, y en la 3ra. Ronda 1.635 pozos para un total de 3.439 pozos. Muchos fueron reemplazados por pozos nuevos.



Nuestra propuesta es que PDVSA vaya asignando todas sus áreas bajo la figura de Contratos de Servicio (Convenios Operativos) mientras se cambia la Ley de Hidrocarburos para pasar todo a Contratos de Producción Compartida (PSA).

- 4. Explorando y desarrollando los recursos por descubrir, tanto en tierra como costa afuera.** Este fue el caso de las 8 áreas que se otorgaron bajo la figura de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, donde PDVSA podía llegar a tener hasta 35% de participación, bajo la figura de Ganancias compartidas o “Profit Sharing”, es decir la estatal corría con su porcentaje en los CAPEX y OPEX. De allí nuestra propuesta de los “Production Sharing” donde el dueño del recurso no corre con los gastos de CAPEX y OPEX, y solo comparte con el socio particular un porcentaje de la producción. Estas figuras de Contratos las hemos explicado muy bien en nuestros Barriles de Papel No. 86 y 87.

Hay más de
650
prospectos para
ofrecer con
oportunidades
claras

De las 8 áreas licitadas 3 resultaron exitosas (La Ceiba, Golfo de Paria Este y Oeste), es decir un éxito exploratorio de 37,5%, muy bueno para la actividad. La oportunidad es clara porque hay más de 650 Prospectos para ofrecer por el Ente Regulador, y ya aparecerán los particulares interesados en buscar para sus mercados y refinerías crudos livianos en esas áreas tradicionales.

Para satisfacer el mercado interno, a cada productor se le podría fijar una cuota en función de su producción, y este tendría que entregarlo a la refinería de su conveniencia, y de común acuerdo con el Ente Regulador.

PROPUESTAS A MEDIANO PLAZO

La administración actual ha facilitado el trabajo para la transición con la creación de la nueva CVP, la cual fue diseñada para administrar los negocios aguas arriba de la estatal, no operarlos.

Desde el primer día, el ministerio de Petróleo y Minería, conjuntamente con miembros de la directiva de PDVSA nombrados para tal efecto, deben comenzar a darlos pasos necesarios para llevar a la IPN a una situación de óptimo desarrollo y actuación.

Como dijimos anteriormente en el corto plazo la estatal debe mantener su actividad que hoy realiza como “esfuerzo propio”, así las Empresas Mixtas, pero en el periodo de transición las Empresas Mixtas deben aumentar su producción al máximo (PDVSA debe dejarlas trabajar) y la estatal ir reduciendo su participación en la producción. PDVSA no debe crecer más, e ir pasando sus actividades de “esfuerzo propio” a Contratos de Servicios (los anteriores Convenios Operativos); así, todas las áreas inactivas y las áreas nuevas, deben ser pasadas al Ente Regulador para que las licite primero como Empresas Mixtas (51-49% que lo permite la Ley de Hidrocarburos), que al reformarse la Ley se convertirían en Contratos de Producción Compartida (“Production Sharing”), contratos en los cuales el dueño del Recurso, los ciudadanos, no tienen que invertir (CAPEX) ni correr con los gastos (OPEX) de exploración y explotación. PDVSA debe convertirse eventualmente en solo la administradora del recurso de los ciudadanos, y dejar de ser una operadora, para alejar el fantasma de “La Tentación Totalitaria” que aleja a los inversionistas nacionales e internacionales. Esta Tentación es la que estamos viendo en Colombia con Ecopetrol, en Brasil con Petrobras y en Perú con Petroperú, donde las estatales, después del éxito de las empresas particulares, dicen que ellos lo pueden hacer, y no les están renovando las licencias, o como en el caso de Brasil, que se cambió la Ley para que la estatal sea la única operadora en las áreas nuevas, y los socios bien gracias.

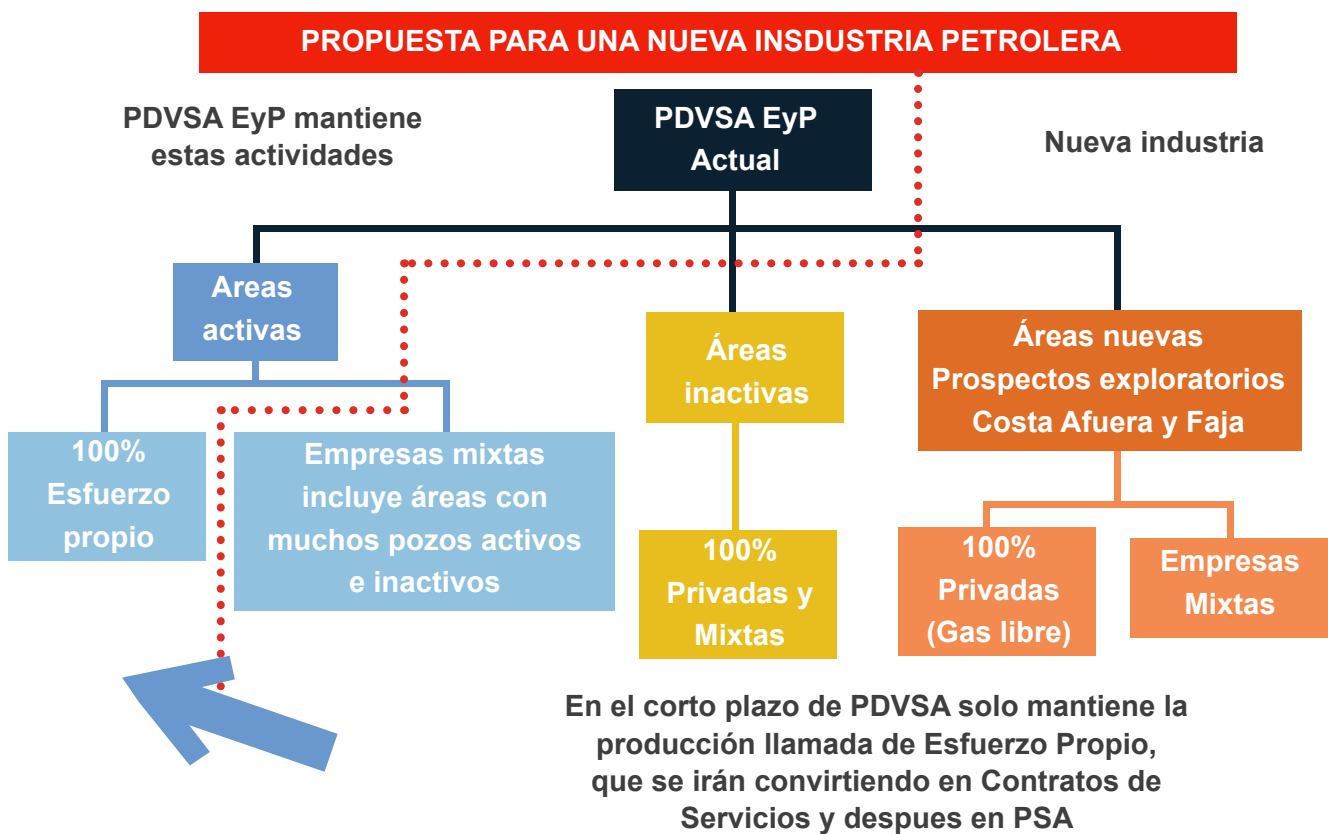
La figura de Producción Compartida (“Production Sharing”) se ha estado utilizando exitosamente en muchos países petroleros, y más recientemente en la Reforma Energética de México, y para la explotación del “Pre-Salt” de Brasil.



Para el desarrollo de los recursos de gas natural, la situación es más fácil, porque esta actividad no está reservada al Estado, por lo que el Ente Regulador debe comenzar una vez constituido a ofrecer todas las Rondas que sean necesarias para la explotación del gas natural Costa Afuera. La propuesta de nueva IPN se muestra en la Figura No. 3

Figura 3. Estructura Operacional de la nueva IPN

El primer cambio de paradigma



Fuente: Diego J. González Cruz

CONCLUSIONES

Una propuesta para rescatar la industria petrolera nacional pasa por garantizar la “Seguridad Energética”, y esta va a depender de comprometerse a manejar, con el concurso de los mejores, la gobernabilidad de la estatal PDVSA y la continuidad operacional. Habrá medidas críticas que tomar en el muy corto plazo (the day after), en especial dejar trabajar a los socios actuales de las empresas mixtas, que son los que pueden mantener y elevar la producción en el menor tiempo; y desarrollar políticas en materia de energía para asegurar el mediano plazo, o período de transición.

Venezuela debe prepararse para aprovechar “la ventana” que le queda al petróleo, dentro de su protagonismo en la matriz energética mundial, así como avanzar en medidas concretas para desarrollar los recursos de gas natural, combustible que tiene mucho más futuro que el petróleo. Todo lo anterior tiene que contar con la voluntad de los Grupos de Interés, en especial los políticos. Y estos entender que los hidrocarburos no son estratégicos, ni sus industrias son básicas; así mismo que no tienen nada que ver con la soberanía ni con la independencia del país.

Venezuela tiene los recursos de petróleo y gas natural para llevar adelante el rescate de la industria Petrolera Nacional (IPN), que es mucho más que PDVSA. Este rescate necesitara inmensas inversiones de nacionales y extranjeros, así como la participación de las mejores empresas internacionales, que traerían su know-how y tecnologías. Para garantizar lo anterior, el país debe dar claras muestras que respetara los compromisos que se adquieran, el respeto a la propiedad privada y el estado de derecho, es decir, las reglas deben estar muy claras. En lo económico desmontar el control de cambio, y permitir la libre expatriación de los capitales; en lo laboral desmontar las decenas de leyes que hoy asfixian la actividad privada.

La estatal PDVSA debe dejar de ser operadora, para eliminar la “tentación totalitaria”, y convertirse en una excelente administradora del recurso de todos los venezolanos, para que a nombre de estos firme y administre los contratos que sean necesarios con el sector privado nacional e internacional, en especial los Contratos de Servicios, y los Contratos de Producción Compartida, entre otros.



Resumiendo, será necesario:

I. EN EL MUY CORTO PLAZO:

- La designación de una nueva Directiva de la estatal PDVSA debe inspirar confianza tanto a los trabajadores de la IPN, como ante la sociedad venezolana
- Desde el primer día, el ministerio de Petróleo y Minería, conjuntamente con los nuevos miembros de la directiva de PDVSA, deben comenzar a dar los pasos necesarios para llevar a la IPN a una situación de óptimo desarrollo y actuación
- Se hace necesario un pacto entre los diferentes actores políticos que contemple la no interferencia del Ejecutivo en las actividades operacionales, ni en la designación del tren directivo y gerencial de la estatal
- Será imprescindible un acuerdo de paz laboral con la dirigencia sindical
- Identificar el personal prioritario y las posiciones para garantizar la continuidad de las operaciones
- Tomar control inmediato de los sistemas prioritarios de información, tales como los operacionales, finanzas, comercio internacional y nómina
- Establecer un Plan de Comunicaciones Internas permanente, que baje la incertidumbre en el personal y genere un clima propicio a la continuidad operativa
- Realizar auditorías técnico-operacionales y de procesos administrativos en las principales áreas del negocio y en los programas de responsabilidad social



CONCLUSIONES

- Será necesario realizar una auditoría técnico-financiera, de reservas, del estado de los yacimientos e instalaciones, así como evaluar rigurosamente la viabilidad de aumentar la producción
- Asegurar instalaciones de alta criticidad tales como refinerías y llenaderos de combustible, gasoductos, plantas compresoras de gas y centros de despacho de gas
- Comenzar a enviar al mundo señales de estabilidad y legalidad que generen confianza
- Contactar a la comunidad financiera nacional e internacional para garantizar el cumplimiento de los compromisos de la empresa y asegurar que se mantengan los flujos de créditos para una PDVSA debilitada financieramente
- Respecto a las relaciones entre los propietarios del recurso y los particulares



II. EN EL MEDIANO PLAZO

a. En lo Institucional:

- Crear el Ente Regulador de los Hidrocarburos
- Crear la Comisión Nacional de Energía
- Tener un Ministerio de Energía moderno
- Dar los pasos necesarios para impulsar la Industria Petrolera Nacional (IPN), en todas las fases del Negocio.
- Establecer las reglas claras para atraer los capitales nacionales e internacionales, know-how y tecnologías que se necesitaran para desarrollar plenamente los recursos de hidrocarburos
- Tener presente que con reglas claras, respeto a la propiedad y estado de derecho, las empresas relacionadas con el negocio de hidrocarburos que se establecerán en el país deben contarse por miles.
- PDVSA debe dejar de ser una operadora y convertirla en una excelente administradora de los futuros Contratos de Producción Compartida (“Production Sharings”), y para las actuales actividades que realiza PDVSA como de esfuerzo propio se transformen en Contratos de Servicio
- Revisar todos los acuerdos geopolíticos internacionales y acondicionarlos a los mejores intereses de la República
- Comenzar el proceso de ajustes del precio de todos los combustibles, y la revisión de la política de subsidios
- Revisar la relación Estado-Sociedad con respecto a la renta que produce la actividad de los hidrocarburos, para que esta vaya directamente a los ciudadanos
- Iniciar los procesos para modificar la legislación en materias de hidrocarburos para facilitar la ejecución de los puntos antes mencionados
- Promover el desarrollo de las ciencias y tecnologías, creando oportunidades para la investigación y desarrollo en todas las fases de los sistemas de oferta y demanda de los sistemas energéticos.



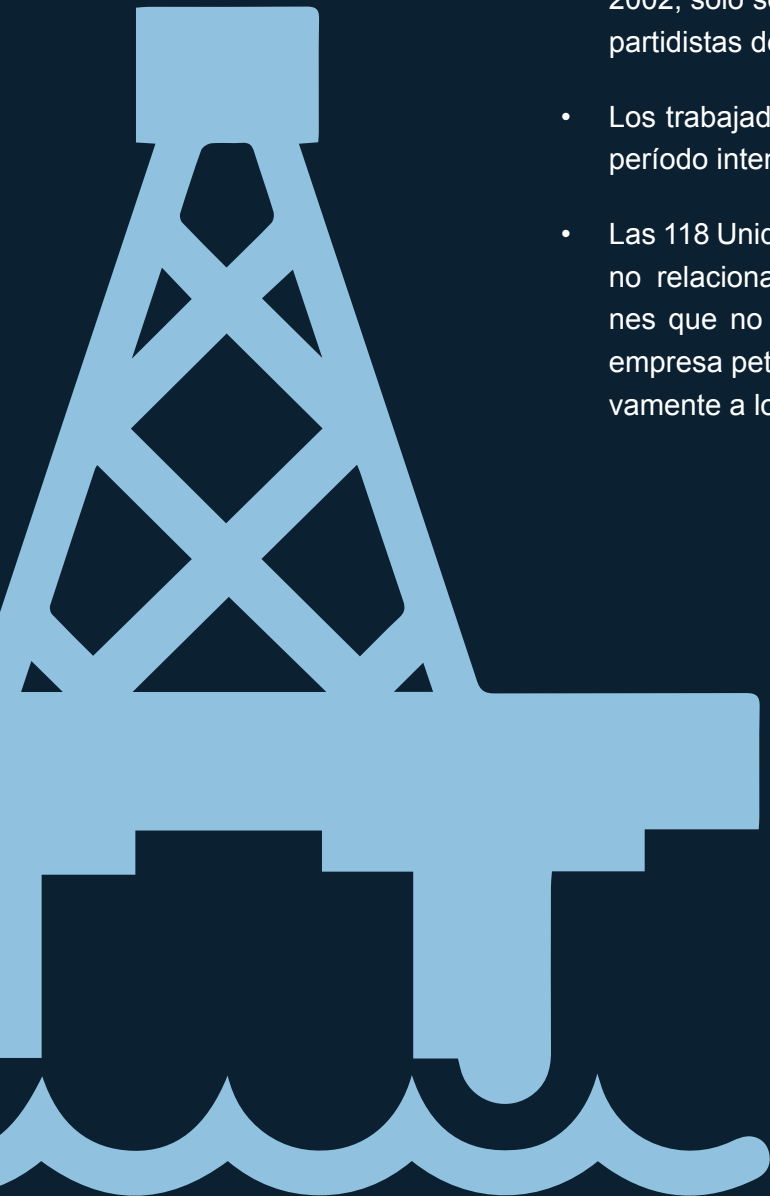
b. En lo Operacional:

- Lograr la Gobernabilidad y la Normalidad Operativa de PDVSA y de las empresas mixtas
- En el corto plazo la estatal debe mantener su actividad que hoy realiza como “esfuerzo propio”, y las empresas mixtas aumentar su producción
- Garantizar la continuidad operacional, permitiendo a las empresas Mixtas producir al máximo (dejándolos trabajar), y promoviendo la política financiera aplicada al Cambo Boscán
- Permitir que los particulares comercialicen el crudo producido, y puedan repatriar sus capitales
- Promover y desarrollar, respondiendo a las condiciones del mercado: La Faja Petrolífera del Orinoco, las reservas probadas no desarrolladas, las áreas inactivas, y las áreas nuevas para exploración y futuro desarrollo
- PDVSA debe asignar todas sus áreas bajo la figura de Contratos de Servicio (Convenios Operativos) mientras se cambia la Ley de Hidrocarburos, para pasar todo a Contratos de Producción Compartida (PSA)
- Dictar todas las medidas necesarias para impulsar el desarrollo acelerado de la producción de gas natural para atender al máximo el parque termoeléctrico
- Promover la creación de empresas para industrializar las corrientes de refinación, así como nuevas petroquímicas
- Comenzar con la política de permisos para instalar las estaciones de servicio y conveniencia para el que los solicite, así como con los permisos para la distribución regional de gas metano y gas de bombona.



C. En materia de RRHH:

- Resolver la situación de los recursos humanos actualmente trabajando en la estatal
- A los trabajadores despedidos ilegalmente en el 2002-2003 deberá reconocérseles todos los derechos laborales atropellados, y su regreso a la estatal dependerá de las necesidades de la misma, y de que estos estén en capacidad profesional de regresar. Los aptos para la jubilación deberán ser jubilados
- Resarcir a las personas naturales y jurídicas que han sido afectadas, negociando las formas de pago y de las compensaciones requeridas.
- Los trabajadores reclutados con buenas credenciales después del 2002, solo se les exigirá que no participen en actividades políticas partidistas dentro de la empresa
- Los trabajadores que no estén calificados deberán someterse a un período intensivo de entrenamiento.
- Las 118 Unidades Productivas, 28 Empresas y 6 Grupos Industriales no relacionadas con el negocio de los hidrocarburos, organizaciones que no tienen nada que ver con la misión de una verdadera empresa petrolera, y su personal deben ser transferidos progresivamente a los organismos oficiales relacionados.



REFERENCIAS

Barriles de Papel (2006-2015)

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

Centro de Orientación en Energía (COENER), Comunicado No. 1 (29 de junio 2011) <http://coener2010.blogspot.com/>

Naciones Unidas (2009) Clasificación de Recursos y Reservas:

http://www.unece.org/energy/se/unfc_2009.html

National Petroleum Council (2007): <http://www.npchartruthsreport.org/>

OPEP (2015): http://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm

PDVSA (2014) Informe de Gestión:

<http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/9689/1675.PDF>

“Production Sharing Agreements”(2013):

<http://openoil.net/understanding-oil-contracts/>

Ministerio de Petróleo (2012): PODE varios años:

<http://www.menpet.gob.ve/secciones.php?option=view&idS=21>

Society of Petroleum Engineers-SPE, sobre Recursos y Reservas (2011):

http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

US Securities and Exchange Commission-SEC

<http://www.sec.gov/about/whatwedo.shtml>

SOBRE EL AUTOR

**Ing. 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 (CEEV)
de CEDICE-Libertad

gonzalezdw@gmail.com

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

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



Cedice Libertad

El Centro de Divulgación del Conocimiento Económico (CEDICE) tiene como objetivo la búsqueda de una sociedad libre, responsable y humana. Las interpretaciones, ideas o conclusiones contenidas en las publicaciones de CEDICE deben atribuirse a sus autores y no al instituto, a sus directivos, a su personal académico o a las instituciones que apoyan sus proyectos y programas. CEDICE considera que la discusión de las mismas puede contribuir a la formación de una sociedad basada en la libertad y la responsabilidad.

Caracas, 2016

RIF: J-00203592-7

Depósito legal Nro. DC2017000937

www.cedice.org.ve



Observatorio Económico Legislativo

El Observatorio Económico-Legislativo de CEDICE monitorea, investiga, analiza y hace seguimiento a la agenda legislativa y su impacto económico para propiciar alertas tempranas, advocar e influir en las políticas públicas. Además desarrolla investigaciones y documentos bajo la metodología costo-beneficio de leyes y políticas públicas.

<http://cedice.org.ve/observatoriolegislativo/>