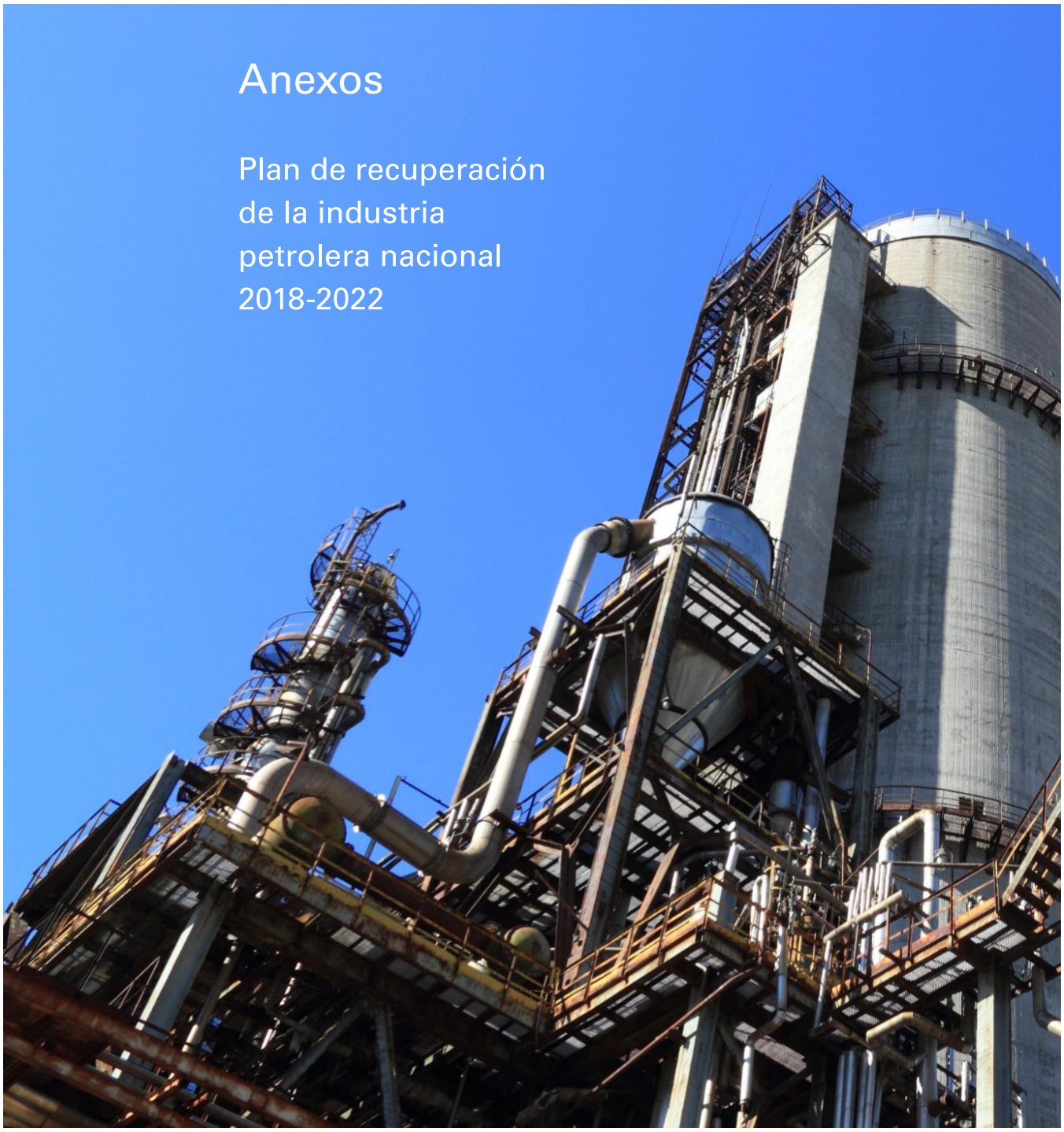
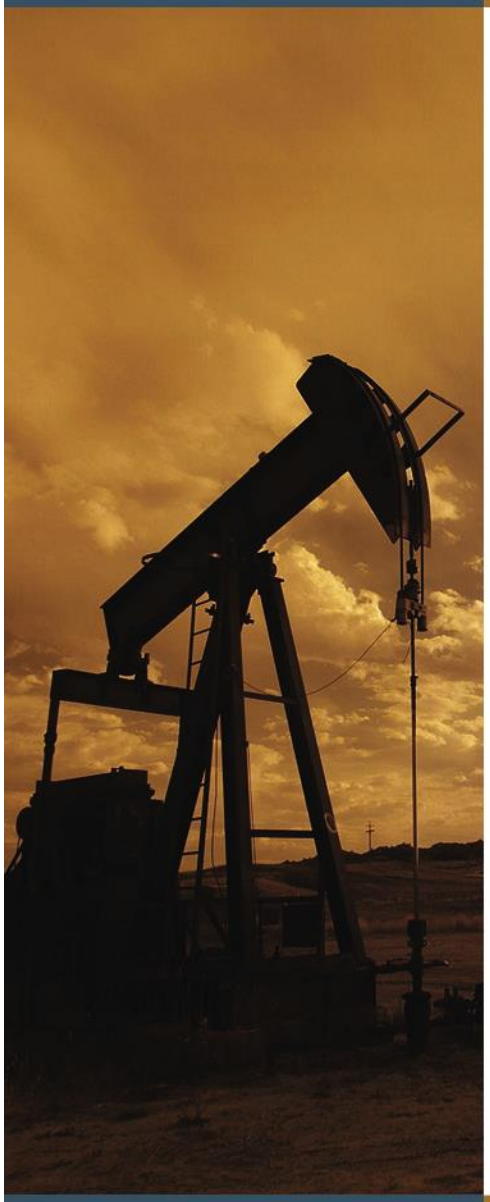
GRUPO ORINOCO

Anexos

Plan de recuperación de la industria petrolera nacional 2018-2022



VII



Anexos

MAPA ENERGÉTICO DE VENEZUELA

DIAGNÓSTICO: LEVANTAMIENTO DE DATA Y ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL (AÑO 2017)

- Finanzas y Flujo de Caja
- Exploración y Producción
- Procesamiento de Crudos y Petroquímica
- Mercado Interno de Hidrocarburos
- Comercio Internacional de Crudos y Productos
- Recursos Humanos
- Accidentalidad y Confiabilidad Operacional
- Ambiente
- Prevención y Seguridad Corporativa
- Fundamentos del Rediseño de Procesos y Organizaciones

PROYECTOS E INICIATIVAS PARA EL RESCATE OPERACIONAL Y FINANCIERO DE LA IPN

DATA DE VOLÚMENES Y DESEMBOLSOS PARA ESTIMACIONES FINANCIERAS

TESTIMONIOS, ENSAYOS, COMUNICADOS Y PRESENTACIONES Y OTROS DOCUMENTOS

VII

Anexos

Tal como se señalara en la parte introductoria de este Informe, las propuestas de acciones que conforman el Plan de Recuperación de la IPN, se sustentan en un detallado diagnóstico de cada uno de los eslabones de su cadena de valor y de sus organizaciones habilitantes o de apoyo que, como se podrá apreciar en las próximas páginas, comienza con un mapa de las instalaciones petroleras y sus principales sistemas que ilustran la complejidad de esta industria en Venezuela, seguido de un riguroso análisis de los aspectos financieros y de los resultados obtenidos del modelo matemático concebido a estos fines.

Estos diagnósticos sectoriales, incluida la data pertinente que los fundamentan, se ven complementados finalmente con tres secciones de capital importancia: 1) Un listado de los proyectos e iniciativas que fueron formulados para el rescate operacional y financiero de la IPN 2) La data de volúmenes y desembolsos utilizados en las estimaciones financieras y 3) Una serie de textos de diversos autores forjadores de opinión sobre la actividad petrolera nacional. Todo lo anterior justificó ampliamente el haber incluido este conjunto de Anexos como el Capítulo VII de este documento.

Mapa Energético de Venezuela

Anexos

En esta sección se presenta la información que permite obtener una visión global de las áreas de la IPN, su infraestructura e instalaciones para producir, transportar, procesar, suministrar y despachar los hidrocarburos y derivados manejados en el sistema nacional. En tal sentido, se incluyen los enlaces a los sitios web que dan acceso a los mapas, fotos, vistas, planos, diagramas y figuras, así como los correspondientes resúmenes descriptivos relacionados con las áreas de la IPN, yacimientos y principales unidades de producción de hidrocarburos, así como lo concerniente a oleoductos/gasoductos/poliductos a centros de procesamiento/despacho, patio de tanques, muelles, terminales, plantas de distribución y principales instalaciones de suministro/despacho de hidrocarburos, tanto al mercado interno como a la exportación.

MAPA ENERGÉTICO DE VENEZUELA

Este mapa elaborado por el Grupo Editorial Producto mostrado en la Figura N° 7.1.1, y publicado en la página web de Petroguía,[1] contiene la información básica sobre la infraestructura de la industria petrolera, gasífera y eléctrica del país. Esta publicación, próxima a cumplir 15 años de trayectoria en el sector energético, es la única elaborada por expertos geodestas, con base en la data oficial de los entes gubernamentales y está certificada por el Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bolívar.

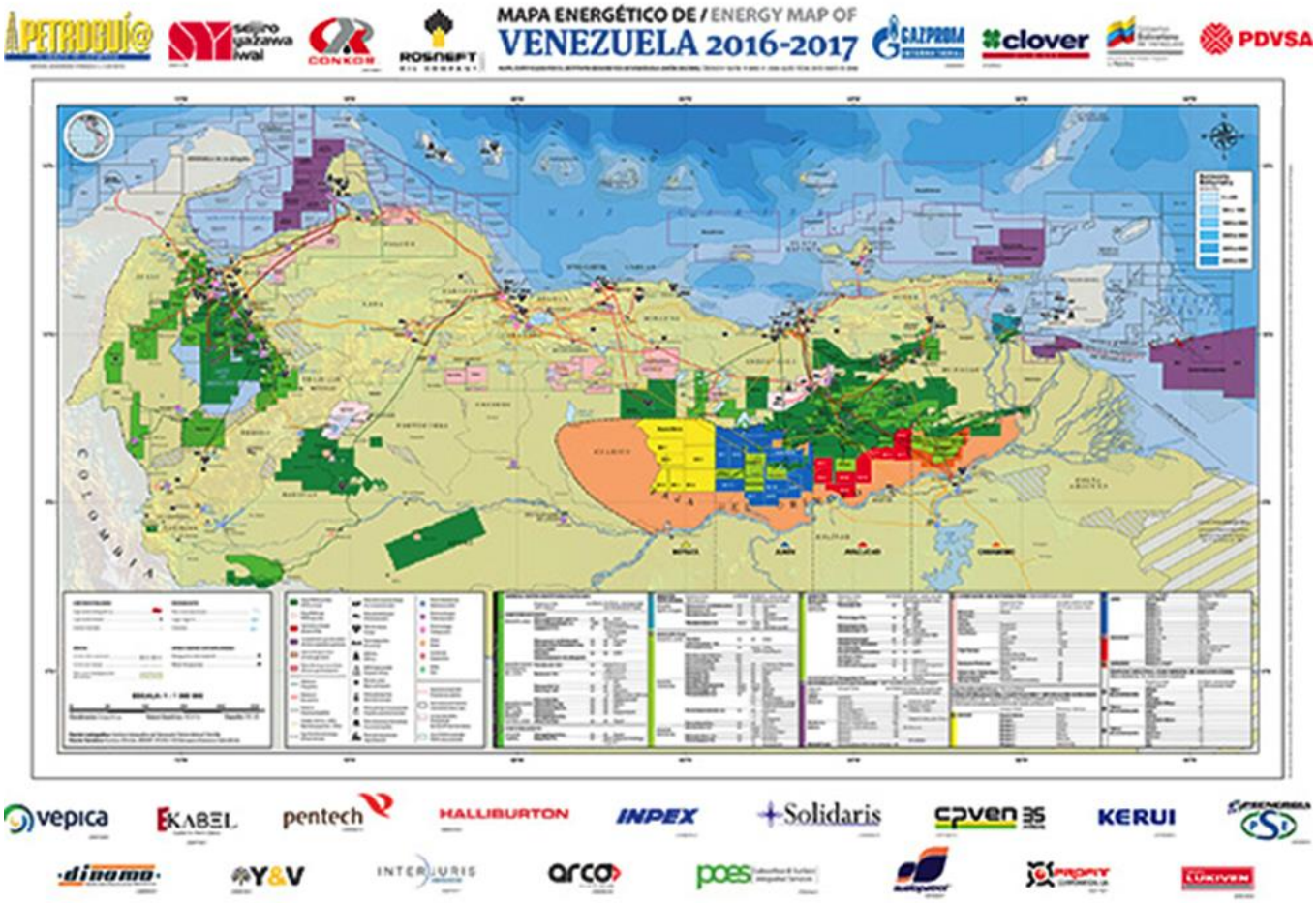


Figura N° 7.1.1 Mapa energético de Venezuela

[1] http://otrasvoceseneducacion.org/archivos/30049

ÁREAS, INFRAESTRUCTURA E INSTALACIONES DE LA IPN

Para facilitar la búsqueda de la información concerniente a las áreas, infraestructura, sistemas e instalaciones que puedan requerir los profesionales expertos que estén participando en el proceso de Recuperación y Estabilización de la Industria Petrolera Nacional se ha integrado en secciones relacionadas con la cadena de valor del negocio, desde el área de producción hasta la de suministro y comercialización, en el siguiente enlace web https://recuperacionipn.wordpress.com/ conforme al contenido que se muestra a continuación:

ÁREAS E INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

1. PROCESO DE PRODUCCIÓN

2. CUENCAS, ÁREAS Y PRINCIPALES YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

Occidente
Zulia Occidental: Mara Oeste/Este, La Concepción, La Paz, Boscán, DZO (Desarrollo Zulia Occidental), Guaraní
Catatumbo: Casigua, Catatumbo
Mene Grande-La Ceiba: Tomoporo, La Ceiba, Mene Grande
Costa Oriental: Cabimas, Tía Juana, Bachaquero, Lagunillas
Centro Lago: Ambrosio, Urdaneta, Centro Lago, Tía Juana Lago

Oriente
Norte Monagas: Quiriquire, Furrial, Jusepín, Punta de Mata
Sur Monagas: Oritupano-Leona, Jobo, Morichal, Dación, Ostra
Anaco-El Tigre: Anaco, Merey, Kaki, Socororo, Santa Bárbara
Guárico: Oriental, Occidental
Faja Petrolífera del Orinoco: Boyacá (Machete), Junín (Zuata), Ayacucho (Hamaca), Carabobo (Cerro Negro)

Barinas-Apure
Barinas-San Silvestre
Apure: Mantecal
Guafita: Guasdualito, La Victoria, Guafita

3. INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y DESPACHO DE PETRÓLEO

Oleoductos
Patio de tanques
Terminales

4. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA DE GAS

Cadena de valor del gas
Procesos de la Industria del Gas

Áreas de gas asociado

- Occidente
- Oriente
- Faja

Áreas de gas libre

- Occidente: Falcón Oeste/Este, Barrancas
- Golfo de Venezuela (Cardón III/IV, Urumaco, Moruy)
- Cojedes-Guárico: San Carlos, Tinaco, Tiznados, Barbacoas, Yucal Placer, Copa Macoya
- Anaco
- Norte de Paria: Mejillones, Patao, Dragón, Río Caribe
- Golfo de Paria: Central, Este y Oeste
- Plataforma Deltana

Gasoductos

- Plantas de Compresión de Gas
- Plantas de Procesamiento de Gas y Líquidos del Gas Natural (LGN)

5. SISTEMAS DE REFINACIÓN

Nacional

- Refinería de Amuay
- Refinería Cardón
- Refinería El Palito
- Refinería Puerto La Cruz
- Refinería Bajo Grande
- Refinería San Roque

Internacional

CITGO (Estados Unidos de América)

- Refinería Lake Charles
- Refinería Corpus Christi
- Refinería Lemont

Nynas (Europa)

- Refinería Eastham (Inglaterra) - asfalto
- Refinería Gotemburg (Suecia) - asfalto
- Refinería Nynashamn (Suecia) - bases lubricantes nafténicas
- Refinería Hamburgo (Alemania) - bases lubricantes nafténicas

Caribe

- Refinería Camilo Cienfuegos (Cuba)
- Refidomsa (República Dominicana)
- Refinería de Petrojam (Jamaica)
- Refinería ISLA (Curazao) - en alquiler

6. SISTEMA DE MEJORAMIENTO DEL CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO) EN EL COMPLEJO JOSE

- Petroanzoátegui
- Petrocedeño
- Petropiar
- Petromonagas

7. SISTEMA PETROQUÍMICO

- Complejo Petroquímico Morón
- Complejo Petroquímico El Tablazo
- Complejo Petroquímico Jose
- Parque Petroquímico Paraguaná
- Planta BTX El Palito

8. INFRAESTRUCTURA DE SISTEMAS DEL MERCADO INTERNO

- Plantas de distribución y patio de tanques
- Poliductos a plantas de distribución/ despacho
- Muelles y terminales
- Estaciones de servicio y principales instalaciones de suministro/despacho de hidrocarburos al mercado local

9. INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO/DESPACHO DE HIDROCARBUROS A CENTROS DE PROCESAMIENTO Y EXPORTACIÓN

- Patio de tanques
- Oleoductos a centros de procesamiento/despacho
- Muelles y terminales
- Principales instalaciones de suministro/despacho de hidrocarburos

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Tal como se señalara en la parte introductoria de este informe, las propuestas de acciones que conforman el Plan de Recuperación de la IPN se sustentan en un detallado diagnóstico de cada uno de los eslabones de su cadena de valor y de sus organizaciones habilitantes o de apoyo que, como se podrá apreciar en las próximas páginas, comienza con un mapa de las instalaciones petroleras y sus principales sistemas que ilustran la complejidad de esta industria en Venezuela, seguido de un riguroso análisis de los aspectos financieros y de los resultados obtenidos del modelo matemático concebido a estos fines.

Estos diagnósticos sectoriales, incluida la data pertinente que los fundamenta, se ven complementados finalmente con tres secciones de capital importancia: 1. Un listado de los proyectos e iniciativas que fueron formulados para el rescate operacional y financiero de la IPN 2. La data de volúmenes y desembolsos utilizados en las estimaciones financieras y 3. Una serie de textos de diversos autores forjadores de opinión sobre la actividad petrolera nacional. Todo lo anterior justificó ampliamente el haber incluido este conjunto de Anexos como el capítulo VII de este documento.

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Finanzas y Flujo de Caja

Diagnóstico del desempeño económico-financiero de PDVSA
1999-2016

En esta sección se analiza la evolución de los principales indicadores de PDVSA durante el período 1990-2016 a través de información contenida en sus informes financieros. El objetivo es analizar aspectos claves de la industria relacionados con la evolución del excedente operativo y financiero del petróleo, la evolución del aporte fiscal y cuasifiscal vs. la inversión, el financiamiento del déficit financiero, la productividad de los factores de producción, la eficiencia de la inversión, particularmente en las actividades de exploración y producción.

INTRODUCCIÓN

El punto de partida del análisis de esta sección fue la caracterización del modelo petrolero vigente en el país bajo el Socialismo del Siglo XXI (desde 1999 hasta el presente) y sus resultados. Luego se define el rol del sector petrolero dentro de ese modelo y, finalmente, se analizan los resultados económicos-financieros de PDVSA.

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

MODELO ECONÓMICO Y DEPENDENCIA DEL INGRESO PETROLERO

El sector petrolero juega un rol protagónico en el llamado Socialismo del siglo XXI, principalmente como financista, en una fase inicial, de un modelo estatista en la producción de bienes privados y centralista en la provisión de bienes y servicios públicos. Este modelo, como veremos, es el responsable de generar una tremenda paradoja que lo hace inviable. Por un lado, propicia una mayor dependencia (de la nación) de este ingreso petrolero (a través de mayores demandas para el uso del ingreso petrolero por parte de todos los sectores económicos y sociales) pero, por el otro, debilita a la propia industria en aspectos claves y fundamentales del negocio petrolero como lo son la productividad y la inversión que, a la larga, se traduce en menor ingreso petrolero para atender las demandas de la sociedad y de la misma industria. Parte de nuestro drama como sociedad es que, a la par, el mismo modelo centralista y estatista impide el surgimiento de nuevos sectores económicos que complementen a la actividad petrolera haciendo cada vez más precaria las condiciones generales de vida de su población.

En la Figura N° 7.2.1.1 se muestra en forma esquemática la relación del modelo actual y el aumento de la dependencia del ingreso petrolero. En el mismo se identifican mecanismos directos, indirectos y de retroalimentación que fomentan y reproducen la dependencia del ingreso petrolero. El punto de partida de este análisis se basa en el modelo económico, social y político estatista (en la producción de bienes privados) y centralista (en la producción de bienes públicos) que se implanta en el país desde 1999 y que se ve fortalecido por el *boom* de precios del petróleo más largo y pronunciado que se ha producido desde los años 70. Stevens[1] (2008) destaca el rol del crecimiento de la demanda de petróleo de los países asiáticos (China, India, otros países del sudeste asiático) como el principal factor detrás del crecimiento de los precios más que al rol de la OPEP.

[1] Stevens, P. (2008), Oil Markets, Oxford Review of Economic Policy, Vol. 21, N° 1.

La expansión de la jurisdicción del Estado en medio de un *boom* de precios del petróleo no es nuevo en el país (ver Karl,[2] 1997); sin embargo, este se produce en una escala nunca antes conocida en el país. Se revierten totalmente las privatizaciones de la década de los 90 y de los procesos de descentralización en la provisión de bienes y servicios públicos. Pero, adicionalmente, pasan a manos del Estado empresas que fueron desde sus orígenes privadas como casos en el sector electricidad, distribución de alimentos, manufactura de alimentos, entre otros (ver Key,[3] 2010). De esta forma, en la Figura N° 7.2.1.1 se destaca el desplazamiento del sector privado (estatismo) y de los gobiernos regionales (centralización) como elemento característico del modelo económico-social imperante desde 1999.

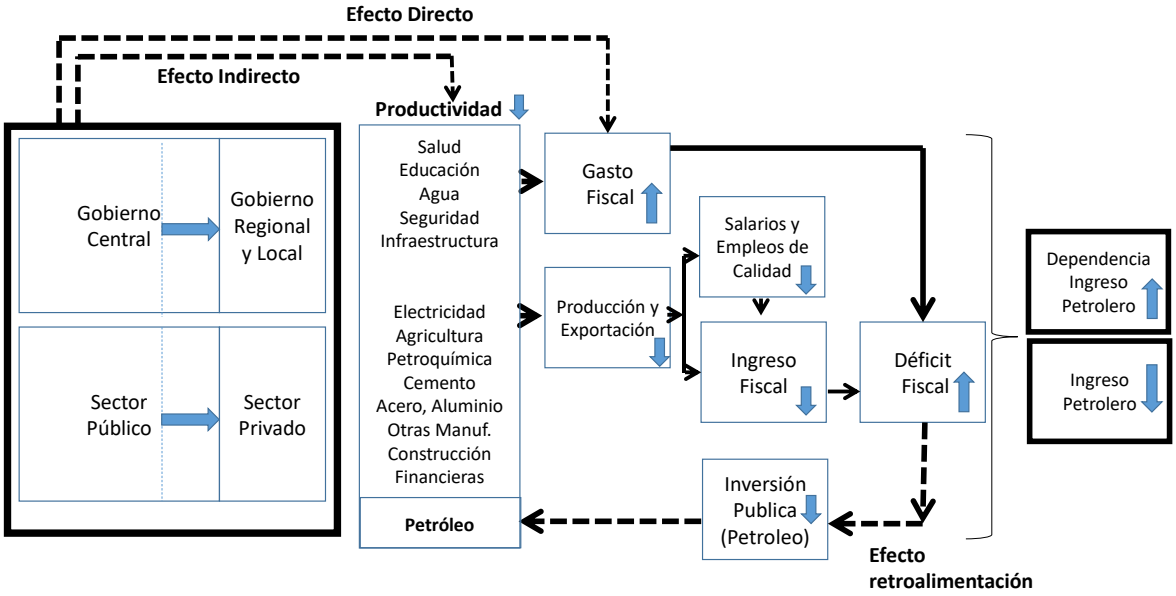


Figura N° 7.2.1.1 Modelo económico-social actual y dependencia del ingreso petrolero
Fuente: basado en Key, Villarroel (2015)

El ***efecto directo*** sobre la dependencia del ingreso fiscal de origen petrolero se materializa en la medida en que actividades que antes eran privadas o descentralizadas aparecen ahora como partidas de gasto del gobierno central, aumentando así el déficit fiscal y la necesidad de exigir más recursos al sector petrolero a través de impuestos fiscales y parafiscales.

[2] Karl, T.L., The paradox of plenty: oil booms and Petro-States, University of California Press, Berkeley & Los Angeles, California, 1997.
[3] Key, R., La política petrolera, su interacción con la política económica y la incidencia del sector petrolero en la actividad económica interna en Venezuela, Nueva Economía, N° 32, 2010.

El ***efecto indirecto*** sobre la dependencia del ingreso fiscal de origen petrolero se materializa a través de la caída de la productividad de los múltiples sectores que pasan a manos del Estado. En Obuchi[4] (2011) se muestra evidencia sobre estos procesos que generan mayor presión sobre el gasto debido a los mayores requerimientos de recursos para lograr los mismos objetivos. Esta baja de productividad viene también acompañada por la merma de los ingresos de los organismos y empresas estatales y los impuestos reportados y pagados, con lo cual tiende a aumentar el déficit y la presión sobre el uso del excedente económico de PDVSA (indicador sobre el cual vamos a dar cuenta posteriormente). Un agravante en la pérdida de productividad del modelo estatista-centralista instaurado en el país desde 1999 es la sobrevaluación de la tasa de cambio que se produce por el *boom* de precios petroleros referido anteriormente en ausencia de fondos de estabilización macroeconómica y de una política deliberada de endeudamiento externo a cuenta de los mayores precios del petróleo.

El ***efecto retroalimentación*** consiste en reducir el componente de inversión del sector público (incluido PDVSA) una vez que se agotan las fuentes de financiamiento del déficit fiscal resultado de los dos efectos anteriores (directo e indirecto). De esta forma, la disminución de inversiones en las empresas no petroleras retroalimenta el efecto indirecto descrito anteriormente y aumenta la dependencia del ingreso petrolero al reducirse la capacidad de producción y de generación de ingreso de estas empresas estatales no petroleras. Por otra parte, al reducirse la inversión en el sector petrolero, y la consecuente caída de la productividad del sector, disminuye la capacidad de generar recursos suficientes para atender las crecientes demandas del resto de los sectores económicos y sociales del país.

Esta contradicción entre crecientes demandas de los recursos de origen petrolero de parte de todos los sectores de la sociedad y la caída de los ingresos petroleros es lo que hace insostenible el modelo a largo plazo, incluso en un escenario de estabilidad de precios petroleros. Cabe destacar que este resultado en la disparidad entre las demandas de recursos petroleros (por todos los sectores de la sociedad) y los ingresos petroleros descritos en la Figura N° 7.2.1.1 se ve agravada por la caída de los precios del petróleo en los mercados internacionales que se produce con visos de temporalidad limitada durante los años 2008-2009 y de mayor permanencia en el tiempo a partir del año 2014.

[4] Obuchi, R., Gestión en rojo: evaluación de desempeño de 16 empresas estatales y resultados generales del modelo productivo socialista, Ediciones IESA, 2011.

Sobre la naturaleza del cambio estructural del mercado petrolero que introduce el desarrollo y explotación del *shale oil* en los Estados Unidos y sus consecuencias sobre la formación de precios ver Dale[5] e IEA.[6]

El gobierno en vez de aprovechar la coyuntura de precios bajos durante el año 2008 y a partir del año 2014 para revertir el origen y las consecuencias del "modelo" estatista-centralista descrito anteriormente decide, por el contrario, reforzarlo imponiendo un ajuste recesivo vía restricciones cuantitativas a las importaciones de todos los sectores productivos, incluido el propio sector petrolero. De esta forma, el control y restricción a las importaciones se convierte en un instrumento para reforzar aún más el modelo estatista-centralista, negando de esta manera la posibilidad de reactivación económica tanto del propio sector petrolero como del resto de la actividad no petrolera a través del mecanismo de precios relativos, el mecanismo más eficiente de asignación de recursos en una economía moderna. Aumenta aún más las distorsiones de precios relativos en la economía, empezando por el tipo de cambio y pasando por los precios de los combustibles y energéticos, en general, que se mantienen controlados. Incluye el control de precios y servicios generalizados en el resto de la economía agravando situaciones de escasez y el pago de un *premium* de escasez que refuerza la inflación pero que en nada estimula la producción de bienes y servicios.

EL MODELO ACTUAL Y EL ROL DE PDVSA

En esta sección se consideran los aspectos específicos del rol del sector petrolero en el modelo del Socialismo del Siglo XXI, modelo estatista-centralista descrito en la sección anterior. En la Figura N° 7.2.1.2 se presentan en forma esquemática los aspectos más resaltantes de la política petrolera-lineamientos del Ejecutivo (primer nivel), la respuesta de la organización PDVSA frente a estas exigencias a lo largo del tiempo (segundo nivel) y los efectos sobre la operatividad de empresa (tercer nivel). Esta figura, al igual que la anterior, muestra los aspectos dinámicos o de retroalimentación que permiten dar cuenta del deterioro progresivo de la industria petrolera hasta el presente. Se destaca que la orientación de la política petrolera y los lineamientos directos del Ejecutivo propician de una forma directa el deterioro de la disponibilidad de recursos propios de la empresa para financiar las inversiones de largo plazo requeridas y el mantenimiento de sus operaciones e instalaciones.

[5] Dale, S., The new economics of oil, Society of Business Economist Annual Conference, London; Stevens P. (2008), Oil Markets, Oxford Review of Economic Policy, Vol. 21, N° 1, 2015.
[6] IEA, World Economic Outlook, International Energy Agency, 2017.

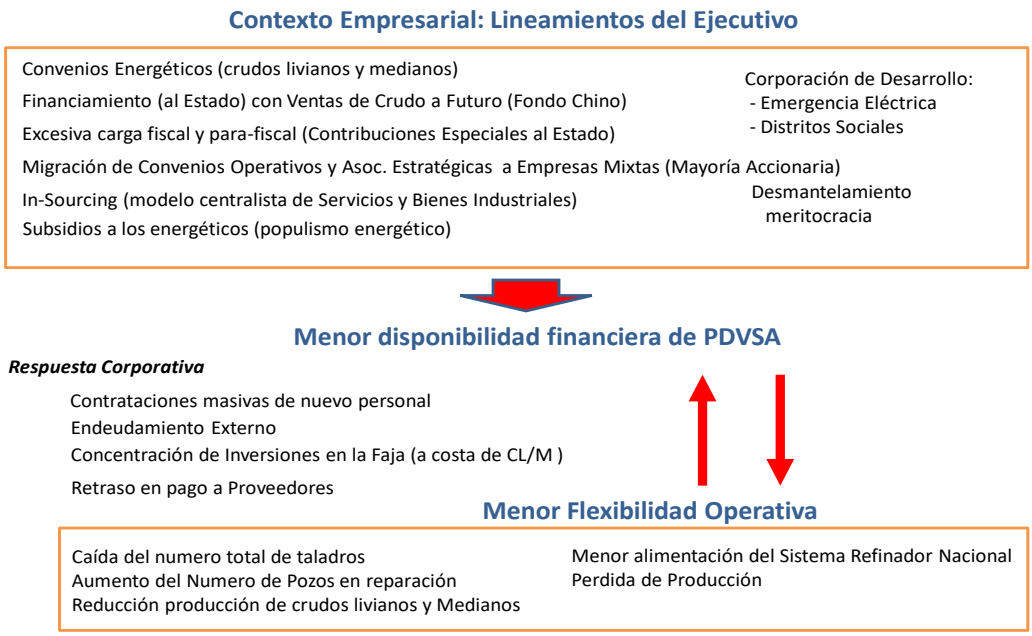


Figura N° 7.2.1.2 Modelo Económico-Social y PDVSA
Fuente: Key (2018), presentación en el Foro Perspectivas IESA

A continuación una referencia cronológica a las múltiples iniciativas que han condicionado la actuación de la corporación.

Desde el mismo año 1999 se registra un aumento de la carga fiscal de PDVSA que es reforzada desde el año 2001 con contribuciones parafiscales (contribuciones especiales al Estado) para financiar las llamadas misiones sociales. Los subsidios implícitos a los energéticos vendidos en el mercado interno desde el año 1999 por la congelación de precios y tarifas, y su venta por debajo de los costos de producción y de oportunidad, comprometiendo el flujo de caja. Los acuerdos energéticos bilaterales con países del Caribe a partir del año 2000, que implican condiciones comerciales de colocación de crudos y de financiamiento no favorables para el flujo de caja de la corporación. La migración de Convenios Operativos y Asociaciones Estratégicas de la Faja a partir del año 2006 hacia la figura jurídica de Empresas Mixtas con lo cual PDVSA debe aportar más de 60% del financiamiento de nuevos proyectos de inversión. La exigencia de convertir a PDVSA en una corporación de desarrollo mediante diversas iniciativas como la de creación de Distritos Sociales, en 2006, con nuevas y diversas responsabilidades para los gerentes de operaciones. La creación de diversas empresas de Producción Social (2006) con fines alejados de los conceptos de sostenibilidad, y de la dedicación de tiempo y esfuerzo a actividades no medulares. La adquisición y expropiación de empresas proveedoras de bienes y servicios petroleros (del llamado sector conexo) a partir del año 2008, aumentando los requerimientos de inversión de la corporación en actividades no medulares. La venta de petróleo a futuro a través del Fondo Chino (2011) para financiar

en más de 60% proyectos no petroleros del Estado. Responsabilidad directa en la atención de la emergencia eléctrica del año 2009.

A la par que a la corporación se le asignaban nuevos y variados compromisos gerenciales y operacionales no medulares, al mismo tiempo el lineamiento del Ejecutivo era desmantelar los mecanismos de manejo de personal basados en la meritocracia y su sustitución por elementos opuestos a los mismos. En este contexto se produce el despido de más de 23.000 trabajadores de la llamada nómina mayor, compuesta por profesionales y técnicos de altísima calificación y experiencia. De nuevo surge una paradoja entre las mayores demandas de recursos humanos de origen petrolero y su efectiva disponibilidad.

Frente a este escenario empresarial exigente en recursos financieros, la empresa recurre al endeudamiento externo como forma de paliar las presiones fiscales y de demanda de recursos financieros. Adicionalmente, toma la decisión estratégica (cuestionable) de concentrar sus inversiones en la Faja, en detrimento de las inversiones en crudos livianos y medianos, particularmente en Occidente. Al subestimar los costos de capital para el desarrollo del crudo pesado y sobrestimar la capacidad de ejecución de la corporación en proyectos complejos, se produce la desinversión en la producción de crudos livianos y medianos y la consecuente caída vertiginosa de la producción de estos crudos. Por otra parte, sin que se haya desarrollado ninguna capacidad adicional en el procesamiento de crudo pesado a través de nuevos mejoradores, el ajuste de precios a la baja (que ocurre en el año 2008 y particularmente a partir del 2014) combinado con la caída de la producción de crudos livianos (por una decisión estratégica) limita el alcance de las economías de dilución de crudos pesados de la Faja. Vamos a ver en la próxima sección que la contraparte de esta realidad compleja es una caída abrupta e importante en la productividad media de los activos en propiedad, plantas y equipos de la corporación y de exploración y producción en particular, comprometiéndose así también la generación de crudos pesados. Con la caída de los precios del petróleo a partir del segundo semestre del año 2014, se produce una baja importante (en términos absolutos) de las inversiones de la corporación. Esto, sumado a los retrasos en el pago a los proveedores, da cuenta de la disminución acelerada de la producción que se registra en los años 2016-2018.

Una vez que se agota el financiamiento externo al punto de que resulta ser extremadamente costoso, el estrés financiero al que es sometida la empresa merma la capacidad de pagos a sus contratistas y proveedores y se contrae la inversión (ver Gráfico N° 7.2.1.1). De esta forma, para el año 2016 el promedio de pago de una factura alcanza el récord de 29 meses, un indicador que desde 1990 y hasta 2007 estaba alrededor de 2,1 meses. Llegado a esta fase, en el estrés financiero de la empresa se reduce la flexibilidad operativa al no contar en los tiempos requeridos con los insumos y servicios básicos necesarios para la producción y procesamiento de crudos, reforzándose así una

especie de círculo vicioso que se manifiesta como una espiral de deterioro operacional indetenible (ver Gráfico N° 7.2.1.3).

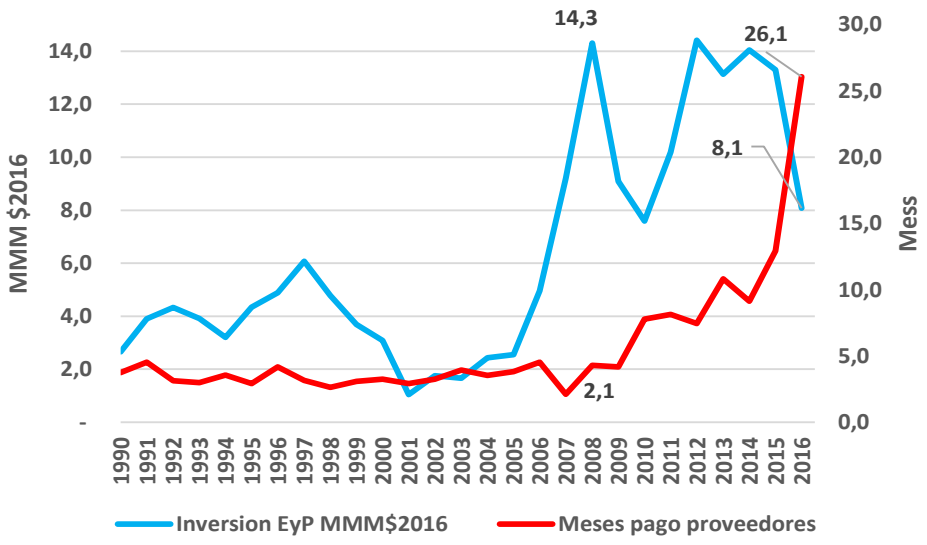


Gráfico N° 7.2.1.3 Inversión EyP y meses de pago a proveedores
Fuente: cálculos propios con base en informes financieros de PDVSA

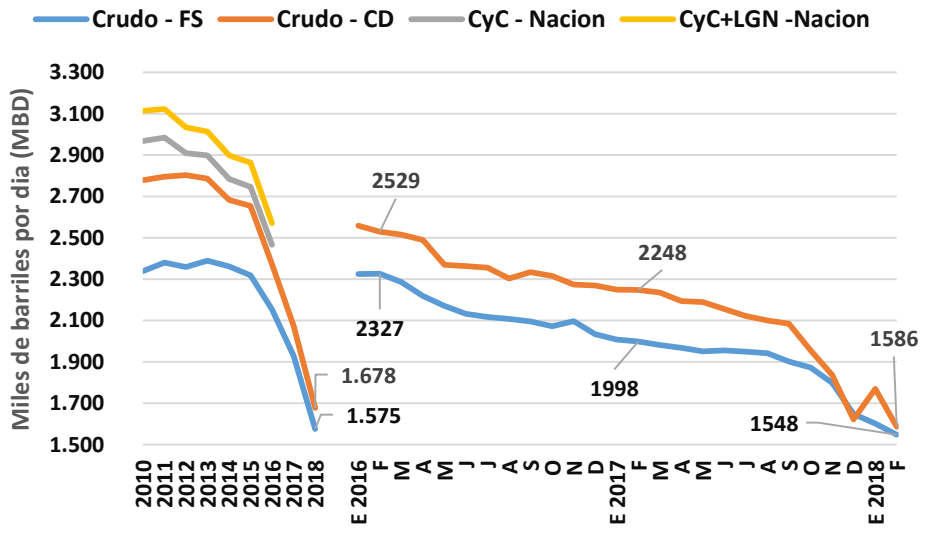


Gráfico N° 7.2.1.4 Producción de petróleo en Venezuela
Fuente: Informes financieros de PDVSA y MOMR-OPEP
Datos anuales del 2018 se refieren a promedios enero-febrero

El deterioro operacional se constata con la caída continua de la producción de crudo, sin importar cuál sea la fuente (informes de PDVSA, comunicación directa a la OPEP o fuentes secundarias del mercado) o concepto de agrupación de rubros (crudos, condensados y LGN). Cabe destacar que en el período 2015-2016 la producción neta de crudo cae alrededor de 60 MBD por año; en los años 2016 y 2017 la producción neta cae en 230 MBD, pero en lo que va del año 2018 se espera caiga en más de 400 MBD

promedio año. En la próxima sección analizaremos en detalle los indicadores claves del desempeño económico-financiero de PDVSA haciendo énfasis en la caída de la eficiencia de la inversión.

DESEMPEÑO ECONÓMICO - FINANCIERO DE PDVSA

En esta sección se analiza la productividad de PDVSA con relación a los trabajadores empleados en forma directa e indirecta (contratada) y con relación a los activos en calidad de propiedad en plantas y equipos. Posteriormente, se analiza la evolución del excedente operativo y financiero, los aportes fiscales y cuasifiscales y el financiamiento del déficit financiero.

Con relación a la productividad, los Gráficos N° 7.2.1.5 y 7.2.1.6 muestran respectivamente el promedio de los trabajadores y de los activos utilizados por la empresa en términos de barriles físicos netos producidos o extraídos. Con relación a ambos indicadores se destaca una caída de productividad promedio entre los años 2006 y 2016 (un lapso de 10 años) que supera 50%, respectivamente. Para el caso de la productividad promedio de los trabajadores directos y contratados, esta cae de 17,8 miles de barriles por trabajador en el año 2006 a 6,5 miles de barriles por trabajador en 2016 (una caída de 58%). Para el caso de la productividad promedio de los activos invertidos en propiedades, plantas y equipos se observa que este indicador reportaba un valor pico de 21,0 miles de barriles por $2016 en el año 2006 y pasa a 7,1 miles de barriles por $ en el año 2016 (una caída de 66%).

Esta baja progresiva y dramática de la productividad del sector petrolero desde el año 2006 está asociada con el diseño y la ejecución de la política de migración de los convenios operativos y de las asociaciones estratégicas de la FPO y de los esquemas de ganancias compartidas al esquema de empresas mixtas con mayoría accionaria del Estado (superior a 60%). En el nuevo esquema, las empresas que anteriormente actuaban con un alto grado de flexibilidad operativa son constreñidas financiera y operacionalmente bajo diversas modalidades. Financieramente, al no aprobar la remisión de utilidades, no aportando la correspondiente alícuota para el caso del financiamiento de nuevos proyectos, exigiendo el financiamiento forzado de la alícuota del Estado, cambiando las reglas de juego bajo la figura de consideraciones discrecionales caso-por-caso, sometiendo a las empresas al riesgo regulatorio de un Estado absolutamente discrecional. Desde el punto de vista operacional, al interferir y obstaculizar las funciones de gestión de recursos (procura, personal, cobranzas).

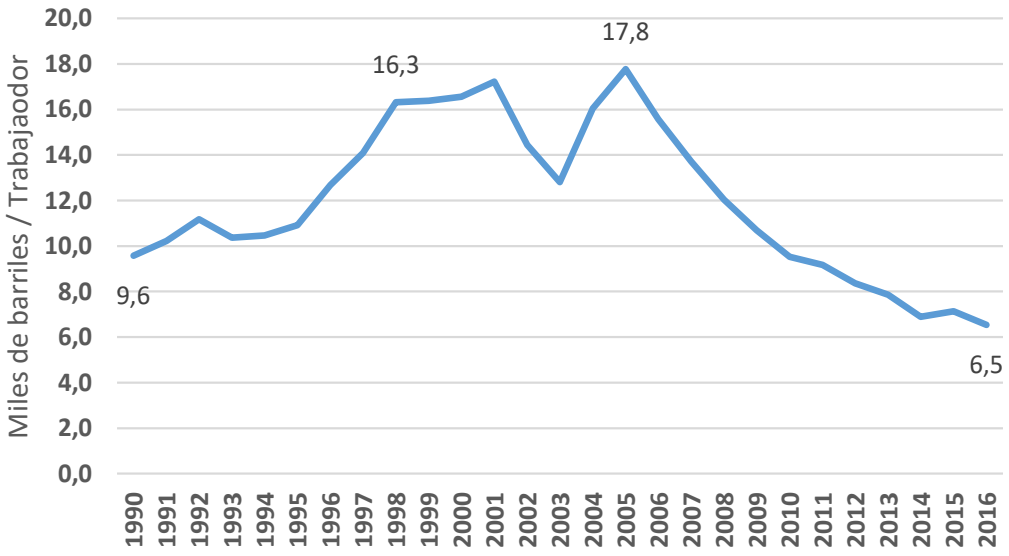


Gráfico N° 7.2.1.5 Miles de barriles producidos por trabajador petrolero
Fuente: Cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA

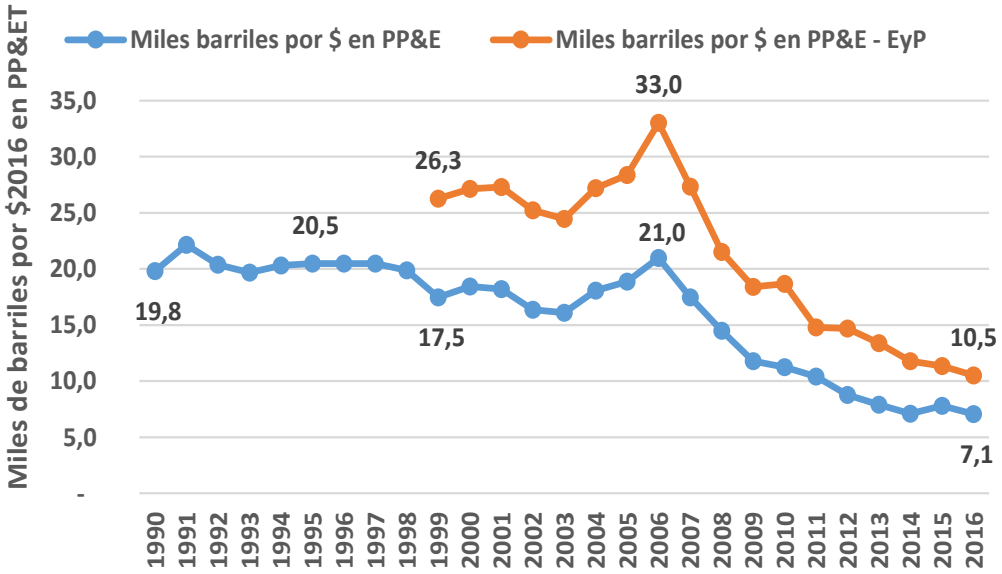


Gráfico N° 7.2.1.6 Miles de barriles producidos por $2016 en propiedad, planta y equipos
Fuente: Cálculos propios basados en Informes Financieros de PDVSA

El análisis de la productividad es clave para entender la naturaleza de la debacle actual del sector petrolero. Para fines didácticos se presentan en el Gráfico N° 7.2.1.7, en un formato de doble escala, variables claves como tendencia de la declinación de la producción - línea roja (asumiendo un promedio de declinación natural de 24%), la generación de barriles para compensar esa declinación y las inversiones en Ey - línea negra. Estas variables aparecen en dicho gráfico expresadas como líneas de tendencia (mejor ajuste) mediante aproximaciones polinómicas. Se aprecia en dicho gráfico la tendencia hacia la baja de la inversión en EyP desde 1999 hasta 2003 mientras que los

barriles generados alcanzan su máximo en 2001. En consecuencia, hasta el año 2005 los barriles generados justo logran compensar los barriles declinados. Los aspectos comentados sobre la caída en la productividad de los factores representados en los Gráficos N° 7.2.1.5 y 7.2.1.6 se presentan nuevamente en el Gráfico N° 7.2.1.7. A partir del año 2003 se aprecia un repunte de las inversiones en EyP, a tal punto que para el año 2006 se alcanza el pico de inversión lograda en 1995. El problema que atañe a la productividad se presenta cuando, entre 2003 y 2013, la inversión real en dólares de 2016 ($2016) se multiplica por un factor de 7 mientras que en este mismo período los barriles generados se reducen a la mitad.

La situación a partir del año 2014 se presenta aún más grave cuando las inversiones en EyP se reducen de valores cercanos a los 14 MMMUS$ a niveles cercanos a los 8 MMMUS$, una reducción del orden de 50%. En estas circunstancias, la generación de barriles adicionales para compensar la declinación se convierte en una clara imposibilidad. De esta forma, lo que explica la caída de producción en fechas recientes 2016-2018, que superan los 200 MBD por año, es por un lado la caída de la eficiencia de la inversión (del orden de 60%) y, por el otro, la caída de la propia inversión en términos absolutos de 50%.

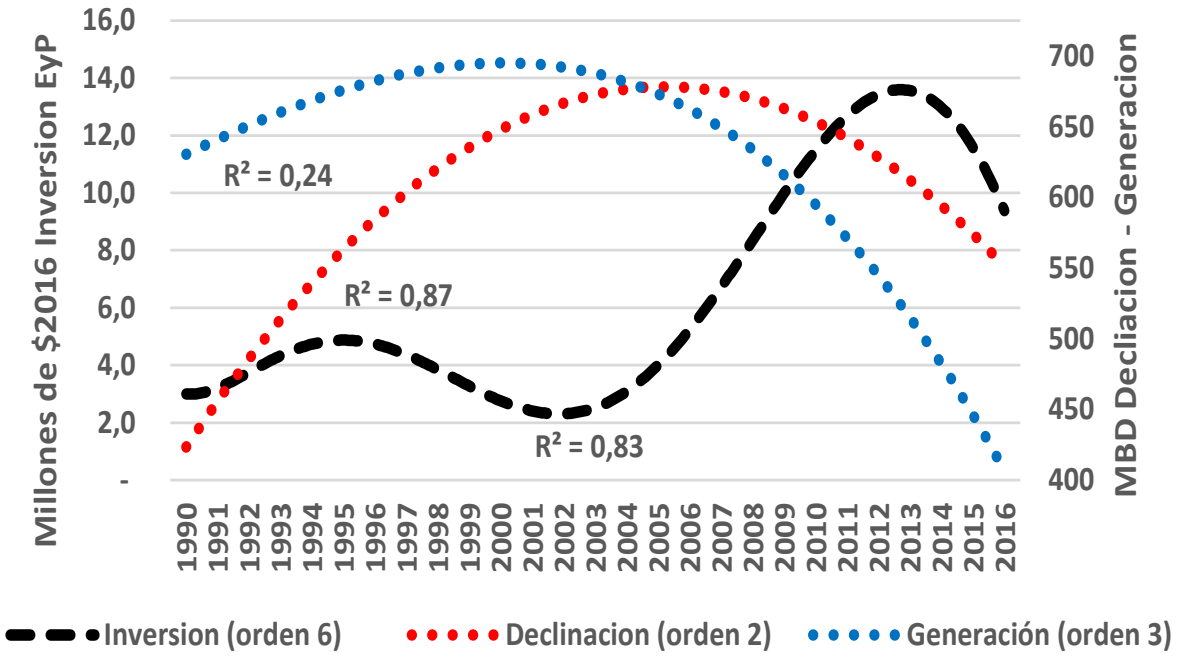


Gráfico N° 7.2.1.7 Declinación, generación de barriles e inversión
Fuente: Cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA

Esta pérdida de la productividad de los factores y de la eficiencia de la inversión trae como consecuencia el deterioro de la capacidad de generación de excedente presente y futuro. En el Gráfico N° 7.2.1.8 se presenta la evolución de los ingresos, costos-gastos y

resultado operativo en términos reales a precios de 2016. Se destaca la abrupta caída del resultado operativo (excedente) a partir de 2011 y su completo colapso en los años 2015 y 2016. Se destaca para el año 2016, que a pesar de unos ingresos por ventas similares a la de los años 90s, el resultado operativo difiere sustancialmente. En el peor año de esa década (1993) el resultado operativo equivalía a 10,3 MMMUS$2016. En 2016, este apenas alcanza los 0,5 MMMUS$. Este resultado se corresponde con el efecto del alza de costos y gastos relacionado con la caída de la productividad de los factores y de la eficiencia de la inversión.

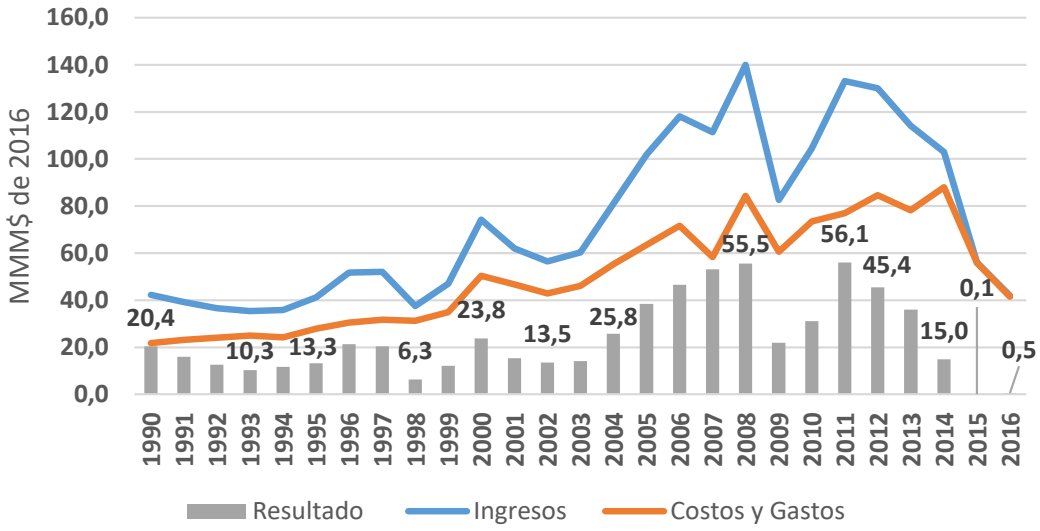


Gráfico N° 7.2.1.8 Resultado operativo de PDVSA
Fuente: Cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA

La evolución del resultado operativo descrito anteriormente da lugar al colapso de los aportes fiscales y parafiscales (que llamaremos simplemente aportes) de la estatal petrolera. Cabe destacar que los aportes al Estado durante los años 2015 y 2016 son inferiores a los aportes de fiscales realizados a lo largo de la década de los 90 ($2016) en pleno período de expansión de la producción. Así, por ejemplo, en 2016 el Aporte al Estado alcanzó 6,1 MMMUS$ mientras que en el período 1990-1998 el Aporte Fiscal anual más bajo alcanzó 7,8 MMMUS$2016 (en 1995). La diferencia entre los resultados de la política petrolera entre 1990-1998 y la puesta en práctica a partir de 1999 no podría ser mayor. Consideremos aquí solo lo referente a los barriles producidos y la sostenibilidad de los aportes fiscales. Mientras en el período 1990-1998 la capacidad de producción se eleva en unos 1,4 MMBD en el período 1999-2018 la capacidad de producción se reduce en unos 1,7 MMBD. Con el tamaño de la caída en la producción se comprometen de manera inequívoca los ingresos fiscales de origen petrolero y la posibilidad de que el excedente generado por el sector soporte al resto de las actividades del país. Hay que señalar que el aporte de 6,1 MMMUS$ reportado en el año 2016 revela

una situación de “sobrexplotación fiscal” de la corporación, dado el excedente operativo generado. El Gráfico N° 7.2.1.9 revela un excedente negativo (después de los aportes al Estado) desde el año 2013 por montos que superan los 5 MMMUS$2016.

Si se considera el desembolso por inversiones (ver Gráfico N° 7.2.1.10), se aprecia un creciente déficit financiero a partir de 2006 hasta que alcanza niveles críticos a partir de 2009 al superar los 15 MMMUS$2016. Esta situación deficitaria se mantiene hasta el presente.

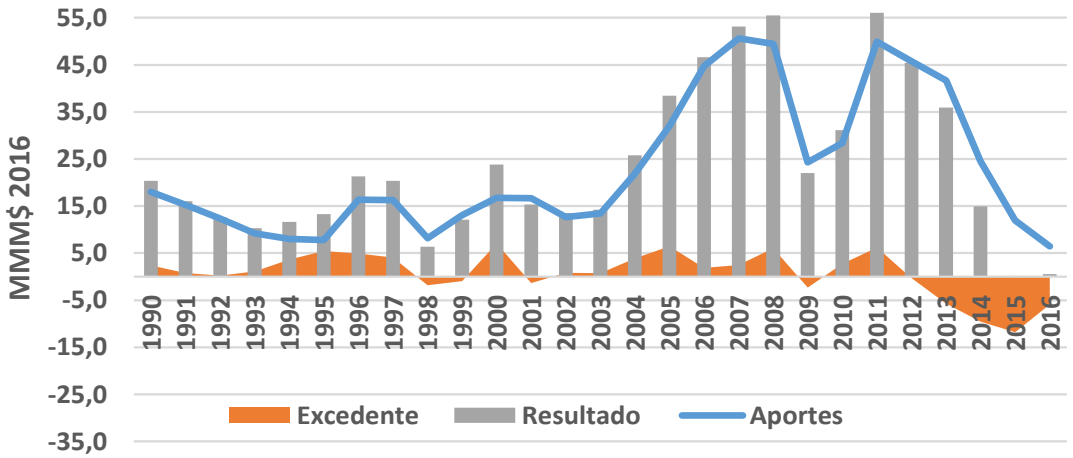


Gráfico N° 7.2.1.9 Resultado operativo, aporte fiscal-parafiscal y el excedente petrolero
Fuente: Cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA

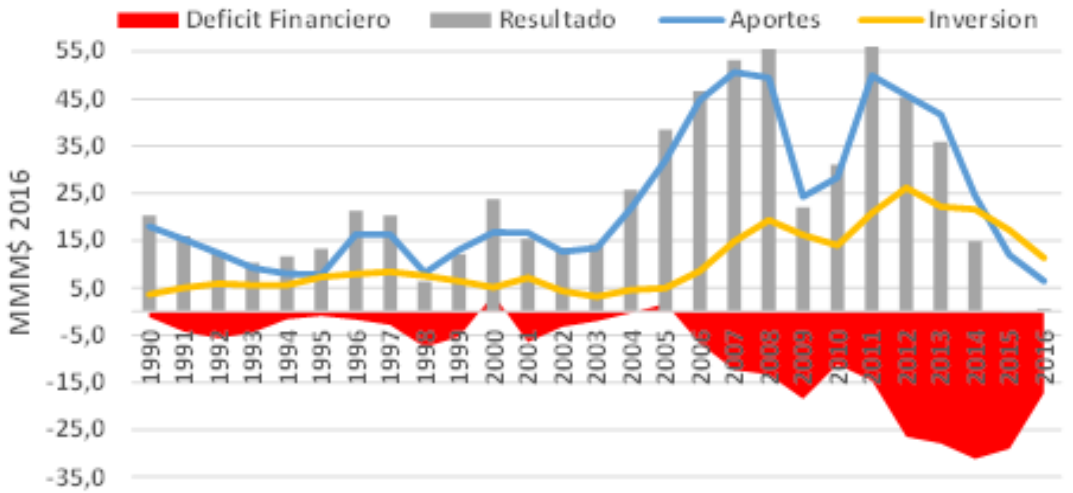


Gráfico N° 7.2.1.10 Inversión y déficit financiero de PDVSA
Fuente: Cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA

Al tomar en cuenta el financiamiento de dicho déficit y fuentes tradicionales como el endeudamiento externo, fondos por depreciación y el crédito de proveedores, el

porcentaje de dicho financiamiento tradicional se reduce de 80% en 2006 a 49% en 2016. Estas cifras sugieren la relevancia creciente del financiamiento por parte del Banco Central de Venezuela a PDVSA, lo cual representa la máxima expresión de la desnaturalización de la función de esta corporación como empresa operadora de petróleo y el fracaso del modelo económico-social imperante desde 1999.

CONCLUSIONES

- El modelo económico-social vigente en el país desde el año 1999 asigna un rol preponderante al sector petrolero como financista y operador de su política social y de desarrollo.
- Los lineamientos del Ejecutivo con relación a la empresa estatal han debilitado su capacidad operativa y financiera: venta de crudo a futuro para financiar al resto del Estado, desmantelamiento de convenios operativos y de asociaciones estratégicas, creación de empresas mixtas con mayoría accionaria del Estado, convenios energéticos sin criterios comerciales, funciones de corporación de desarrollo, congelamiento de precios en el mercado interno (subsidios implícitos), excesiva presión fiscal y parafiscal, desmontaje de la meritocracia.
- El colapso del modelo económico-social se presenta a su vez por la debacle de su industria petrolera. Los signos de ese colapso se manifiestan en la caída de la inversión (y su falta de productividad), y el retraso en el pago a proveedores (más de 26 meses según datos de 2016). Variables que dan cuenta de la caída de la producción de más de 35% desde el año 2006 hasta el presente.
- Los niveles de déficit financiero de la IPN representan múltiplos de 5 y 6 respecto a lo que han sido los picos históricos previos al año 1999. En el año 2016, este déficit representaba el equivalente a 25 MMMUS$. Bajo las actuales circunstancias de agotamiento del financiamiento externo, el financiamiento por parte del BCV permite a su vez dar cuenta del explosivo crecimiento de la inflación doméstica en el país.

Tabla N° 7.2.1.1 Generación de excedente de PDVSA y su distribución / Consolidado

			2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
A.	Ingresos por ventas de Hidrocarburos	MMM$2016	**42,0**	**56,0**	**103,0**	**114,1**	**130,1**	**133,1**	**104,5**	**82,6**	**139,9**	**111,4**	**118,2**	**101,9**	**81,0**	**60,3**	**56,4**	**62,0**	**74,2**
	Exportaciones	MMM$2016	41,3	55,4	100,1	112,8	127,0	130,5	102,1	79,0	136,5	108,6	115,2	99,7	77,5	57,6	53,2	57,8	69,4
	Mercado Domestico	MMM$2016	0,5	0,4	2,7	1,1	1,8	1,8	1,5	3,0	3,1	2,7	2,7	1,7	1,6	1,3	1,6	2,3	3,1
	Servicios y otros	MMM$2016	0,1	0,2	0,1	0,2	1,3	0,9	0,9	0,6	0,2	0,1	0,3	0,5	1,9	1,4	1,6	1,9	1,7
B.	Total Costos y Gastos (excluyendo regalias)	MMM$2016	**41,4**	**55,9**	**88,0**	**78,1**	**84,7**	**77,0**	**73,4**	**60,6**	**84,4**	**58,3**	**71,6**	**63,5**	**55,2**	**46,1**	**42,9**	**46,7**	**50,4**
	Compra petroleo crudo, productos, neto	MMM$2016	17,8	23,3	37,8	37,9	41,8	42,4	37,4	29,0	49,7	32,6	46,2	39,3	31,3	27,4	24,0	24,7	27,5
	Gastos operación, ventas, admon., genrales	MMM$2016	9,1	17,0	27,8	24,5	28,2	19,5	17,2	22,6	23,6	20,4	20,2	19,3	18,6	13,4	14,1	16,9	15,9
	Gastos exploracion	MMM$2016	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,2	0,2	0,3	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2
	Egresos financieros	MMM$2016	3,6	2,4	4,1	3,0	3,6	3,9	9,7	0,9	2,0	0,7	0,3	0,2	0,6	0,9	1,0	0,7	0,9
	Otros egresos netos	MMM$2016	1,4	4,0	10,1	4,4	3,1	3,7	2,2	1,3	2,8	-0,2	0,4	0,5	0,7	0,4	-0,6	0,6	1,6
	Depreciacion y amortizacion	MMM$2016	9,4	9,1	8,1	8,3	7,4	7,3	6,6	6,4	5,8	4,7	4,3	3,9	3,9	4,0	4,3	3,6	4,2
C.	Excedente operativo (A-B)	MMM$2016	**0,5**	**0,1**	**15,0**	**35,9**	**45,4**	**56,1**	**31,1**	**22,0**	**55,5**	**53,1**	**46,6**	**38,4**	**25,8**	**14,2**	**13,5**	**15,3**	**23,8**
D.	Aportes al Estado y Misiones	MMM$2016	**6,4**	**11,9**	**24,5**	**41,6**	**45,7**	**49,9**	**28,4**	**24,3**	**49,5**	**50,7**	**44,7**	**32,0**	**21,9**	**13,5**	**12,7**	**16,7**	**16,8**
	Regalia	MMM$2016	4,6	6,4	13,7	19,8	18,5	18,9	15,3	14,4	26,1	25,4	21,9	16,4	11,7	8,4	7,7	5,1	6,9
	Impuesto sobre la Renta	MMM$2016	0,8	-3,8	5,2	7,4	7,6	2,1	4,2	3,7	4,8	5,8	4,8	7,1	6,9	1,7	1,5	5,0	7,4
	Dividendos (al Estado)	MMM$2016	0,0	0,0	0,3	1,0	1,5	1,1	1,1	2,2	2,2	3,1	1,6	0,0	1,7	3,0	3,5	6,6	2,4
	Misiones y Desarrollo Social	MMM$2016	1,0	9,3	5,4	13,4	18,1	27,8	7,7	3,9	16,4	16,3	16,4	8,5	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0
F.	Excedente Neto (C-D)	MMM$2016	**-5,9**	**-11,8**	**-9,6**	**-5,7**	**-0,3**	**6,2**	**2,7**	**-2,3**	**6,0**	**2,5**	**1,9**	**6,5**	**3,9**	**0,7**	**0,8**	**-1,4**	**7,1**
G.	Inversion Bruta Fija	MMM$2016	**11,3**	**17,2**	**21,6**	**22,2**	**26,2**	**20,8**	**14,0**	**16,2**	**19,4**	**14,9**	**8,6**	**4,8**	**4,2**	**2,8**	**4,1**	**5,1**	**3,5**
	Exploracion y Produccion Crudo	MMM$2016	8,1	13,3	14,0	13,1	14,4	10,2	7,6	9,1	14,3	9,2	5,0	2,6	2,4	1,7	1,8	1,0	3,1
	Refinacion	MMM$2016	2,5	2,4	2,5	4,9	5,8	4,5	4,1	4,5	1,8	2,3	2,0	1,2	0,9	1,0	2,3	3,8	0,2
	Gas	MMM$2016	0,6	1,0	4,4	3,0	2,9	2,9	1,4	1,8	2,8	3,6	1,5	0,9	0,5	-	-	-	-
	Otros	MMM$2016	0,1	0,6	0,7	1,2	3,1	3,2	0,8	0,8	0,4	-0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	-0,0	0,3	0,1
	Convenios operativos	MMM$2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,4	0,4	0,2	2,0	1,6
	Inversion Bruta Fija Total	MMM$2016	***11,3***	***17,2***	***21,6***	***22,2***	***26,2***	***20,8***	***14,0***	***16,2***	***19,4***	***14,9***	***8,6***	***4,9***	***4,6***	***3,2***	***4,3***	***7,1***	***5,1***
H.	Resultado Financiero (E-F)	MMM$2016	***-17,2***	***-29,0***	***-31,2***	***-27,9***	***-26,5***	***-14,6***	***-11,2***	***-18,5***	***-13,3***	***-12,4***	***-6,7***	***1,7***	***-0,3***	***-2,0***	***-3,2***	***-6,5***	***3,6***
I.	Financiamiento	MMM$2016	***17,2***	***29,0***	***31,2***	***27,9***	***26,5***	***14,6***	***11,2***	***18,5***	***13,3***	***12,4***	***6,7***	***-1,7***	***0,3***	***2,0***	***3,2***	***6,5***	***-3,6***
	Deuda proveedores	MMM$2016	1,7	-2,8	-0,6	4,8	4,6	2,4	3,4	-0,6	5,0	-3,8	1,7	0,8	1,2	0,7	-0,3	-0,1	0,9
	Deuda financiera	MMM$2016	-2,6	-2,0	2,4	3,5	5,4	10,6	3,4	7,2	-1,3	15,9	-0,6	-0,4	-4,2	-1,6	-0,2	1,1	-1,3
	Depreciacion y amortizacion	MMM$2016	9,4	9,1	8,1	8,3	7,4	7,3	6,6	6,4	5,8	4,7	4,3	3,9	3,9	4,0	4,3	3,6	4,2
	Financiamiento No Convencional	MMM$2016	8,7	24,7	21,2	11,3	9,1	-5,7	-2,2	5,5	3,8	-4,3	1,4	-6,1	-0,6	-1,0	-0,6	1,9	-7,4
J.	Resultado Financiero Acumulado (desde 2000)	MMM$2016	***-215,3***	***-198,2***	***-169,1***	***-138,0***	***-110,1***	***-83,6***	***-68,9***	***-57,7***	***-39,2***	***-25,9***	***-13,5***	***-6,8***	***-8,5***	***-8,2***	***-6,1***	***-2,9***	***3,6***
K.	Financiamiento del deficit acumulado (desde 2000)	MMM$2016	***215,3***	***198,2***	***169,1***	***138,0***	***110,1***	***83,6***	***68,9***	***57,7***	***39,2***	***25,9***	***13,5***	***6,8***	***8,5***	***8,2***	***6,1***	***2,9***	***-3,6***
	Deuda proveedores	MMM$2016	***19,0***	***17,4***	***20,1***	***20,7***	***15,9***	***11,3***	***8,9***	***5,5***	***6,1***	***1,1***	***4,9***	***3,3***	***2,4***	***1,2***	***0,5***	***0,8***	***0,9***
	Deuda financiera	MMM$2016	***35,1***	***37,8***	***39,8***	***37,4***	***34,0***	***28,6***	***18,0***	***14,6***	***7,4***	***8,7***	***-7,2***	***-6,5***	***-6,2***	***-2,0***	***-0,4***	***-0,1***	***-1,3***
	Depreciacion y amortizacion	MMM$2016	***101,5***	***92,1***	***83,0***	***74,8***	***66,5***	***59,1***	***51,7***	***45,1***	***38,6***	***32,8***	***28,2***	***23,8***	***19,9***	***16,0***	***12,0***	***7,7***	***4,2***
	Financiamiento No Convencional	MMM$2016	***59,7***	***51,0***	***26,3***	***5,1***	***-6,2***	***-15,4***	***-9,7***	***-7,5***	***-12,9***	***-16,8***	***-12,4***	***-13,8***	***-7,7***	***-7,1***	***-6,1***	***-5,5***	***-7,4***

REFERENCIAS

Stevens, P. (2008), Oil Markets, Oxford Review of Economic Policy, Vol. 21, N° 1.

Karl, T.L., The paradox of plenty: oil booms and Petro-States, University of California Press, Berkeley & Los Angeles, California, 1997.

Key, R., La política petrolera, su interacción con la política económica y la incidencia del sector petrolero en la actividad económica interna en Venezuela, Nueva Economía, N° 32, 2010.

Obuchi, R., Gestión en rojo: evaluación de desempeño de 16 empresas estatales y resultados generales del modelo productivo socialista, Ediciones IESA, 2011.

Dale, S., The new economics of oil, Society of Business Economist Annual Conference, London; Stevens P. (2008), Oil Markets, Oxford Review of Economic Policy, Vol. 21, N° 1, 2015.

IEA, World Economic Outlook, International Energy Agency, 2017.

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Exploración y Producción

En esta sección del informe se hace un diagnóstico de los aspectos más importantes del sector Exploración y Producción de la Industria Petrolera Nacional durante los últimos 12 años, de manera que sirva de base para la formulación de estrategias y planes de acción a corto, mediano y largo plazo, y logren su total recuperación. Los detalles de estos planes de acción se despliegan en el capítulo IV de este documento.

INTRODUCCIÓN

La cadena de valor de la industria de los hidrocarburos comienza con el proceso de cuantificación de los recursos existentes, siendo estos determinados por la exploración y la producción del petróleo y gas natural presentes en los yacimientos, según se muestra en la Figura N° 7.2.2.1.

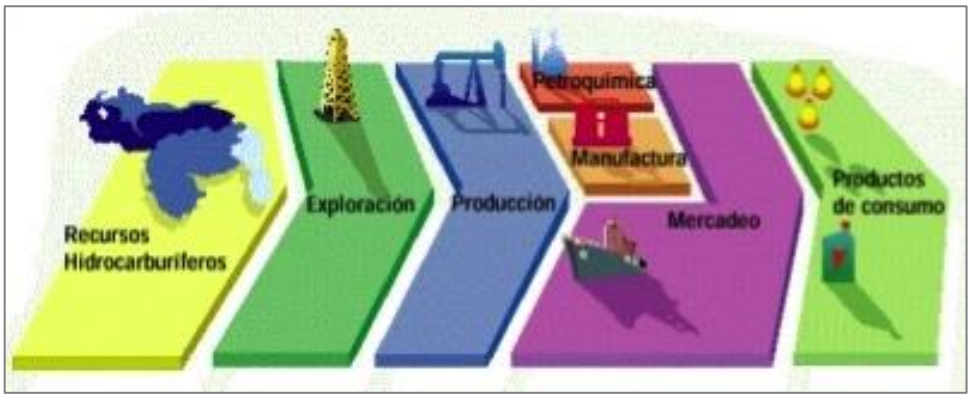


Figura N° 7.2.2.1 Cadena de valor de la industria de los hidrocarburos

La fase de producción de un campo comienza después de que se ha comprobado la presencia de hidrocarburos gracias a los estudios previos de geología de superficie, estudios potenciales, levantamientos sísmicos y a la perforación de pozos exploratorios que confirman la presencia de hidrocarburos en los yacimientos penetrados.

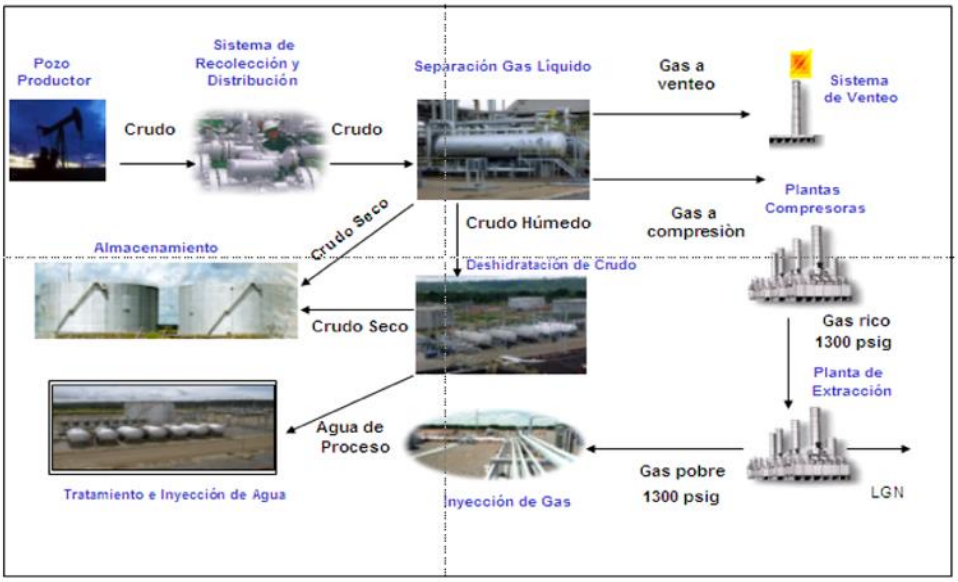


Figura N° 7.2.2.2 Proceso de producción

El proceso de producción (Figura N° 7.2.2.2) se inicia con la perforación de pozos de avanzada y de desarrollo, los cuales permiten la extracción de los hidrocarburos de los yacimientos. Una vez extraídos los hidrocarburos, se transportan a través de líneas de flujo desde los pozos productores hasta las estaciones de flujo donde se realizan las operaciones de separación, medición, tratamiento, almacenamiento y bombeo de crudo, y manejo del gas asociado. El crudo es bombeado hacia los patios de tanques donde se fiscaliza y, finalmente, son transportados a los terminales de embarque para su exportación o procesamiento en las refinerías del país. El gas se mide en cada estación de flujo y luego se transporta a las plantas compresoras para su distribución (inyección y mercado interno).

La IPN tiene un papel significativo en la vida económica del país como proveedora de ingresos fiscales, generadora de divisas e impulsora del desarrollo nacional. En consecuencia, al ser el pilar fundamental del desarrollo del país, se hacía necesario realizar un diagnóstico de su situación actual y explorar las vías de implantación de iniciativas y proyectos que condujeran a su recuperación y, en particular, en todo lo concerniente a Exploracion y Producción de hidrocarburos, su principal eslabón de generación de valor.

A tal efecto, la metodología que se siguió en este proceso de análisis fue la siguiente:

- Búsqueda y revisión de la información técnica que permitiera configurar la situación actual en términos de:
  - Reservas
  - Producción
  - Número de pozos asociados a la producción
  - Balance de gas
  - Infraestructuras asociadas
- Carga de dicha información a una base de datos
- Análisis de la información actual
- Propuesta de planes de acción que se describen en el capítulo IV de este informe

Las principales fuentes de información utilizadas en el diagnóstico realizado fueron los diferentes informes estadísticos de PDVSA y del Ministerio de Energía y Minas, como el conocido PODE[1] (Petróleo y Otros Datos Estadísticos) desde 1978 hasta 2014, Informe de Gestión Anual de PDVSA 2016[2] y un informe elaborado por la Gerencia de Presupuesto y Gestión del Departamento de Producción de Exploración y Producción de PDVSA titulado “PDVSA E&P en cifras 1980-1998”.[3]

[1] Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), anuario del Ministerio de Energía y Minas.
[2] Informe de Gestión Anual PDVSA, 2016.
[3] “PDVSA E&P en cifras 1980-1998”, Gerencia de Presupuesto y Gestión del Departamento de Producción de Exploración y Producción de PDVSA, 1999.

ANTECEDENTES

Los inicios de la producción petrolera venezolana se ubican en 1799 cuando Alexander von Humboldt encontró un pozo de petróleo en la península de Araya. En Venezuela se empieza a explotar el petróleo a partir de 1875, después de un terremoto ocurrido en el estado Táchira, cuando comienza a salir petróleo en grandes cantidades por una de las grietas producidas por el movimiento telúrico en la hacienda "La Alquitrana" perteneciente al señor Manuel Antonio Pulido, formando la primera empresa petrolera venezolana "Compañía Nacional Minera Petrolia del Táchira" o "Petrolia del Táchira" en ese mismo año, cuando se otorgó la primera concesión petrolera de Venezuela, la cual se dedicó a explotar petróleo industrialmente. En 1878 se dan algunas concesiones petroleras en forma ocasional hasta finales del siglo, pero es 1907 cuando los consorcios petroleros internacionales comienzan sus actividades en Venezuela.

En 1914 se perforó el primer pozo en Mene Grande (Zulia) llamado Zumaque-1 y en 1917 se exportó el primer cargamento de petróleo venezolano con 21.194 toneladas. De 1914 a 1917, varios yacimientos de petróleo fueron descubiertos en todo el país, pero no es sino hasta 1922 cuando el mundo conoció realmente la riqueza del subsuelo venezolano con el reventón del pozo Los Barrosos-2 en el área La Rosa del campo Costanero de Bolívar, en la Costa Oriental del lago de Maracaibo, cerca de Cabimas (estado Zulia), que durante nueve días produjo un chorro incontrolable de más de 100.000 barriles diarios de petróleo. Es así como Venezuela se proyecta en el escenario petrolero mundial y la explotación petrolera comienza a formar parte fundamental de la economía venezolana.

Entre los años 1920 y 1935 la exportación de petróleo pasa de 1,9% a 91,2%, convirtiendo a Venezuela en el mayor exportador de petróleo del mundo y el segundo mayor productor de petróleo, después de Estados Unidos.

Ya para 1960 se funda la Corporación Venezolana del Petróleo aprovechando al máximo el gas en toda su magnitud. Más tarde, en 1975, se crea la compañía Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), una empresa propiedad de la República de Venezuela.

La gran mayoría de los campos petroleros venezolanos ha estado en actividad desde hace aproximadamente 100 años. Sin embargo, pese a esta evidente longevidad, muchos de estos campos considerados por los especialistas como campos maduros, todavía cuentan con oportunidades para incrementar su nivel de producción.

A través de estos cien años de historia, hasta 2016, se han producido 71.067 MMBbl de las reservas recuperables, tanto por métodos primarios, secundarios y estimulación con inyección alternada de vapor, quedando un remanente de 302.250 MMBbl.

En la actualidad, y a pesar de que Venezuela tiene las reservas más grandes de crudo pesado del mundo, los niveles de producción de petróleo han ido disminuyendo por falta de inversión y mantenimiento, tanto a los pozos como a los yacimientos. PDVSA presenta un preocupante, paulatino y creciente deterioro en todas sus operaciones. Sin embargo, no hay duda de que la industria del petróleo y gas todavía representa la gran oportunidad y palanca para el desarrollo. Para materializar este potencial es indispensable realizar grandes inversiones con el fin de alcanzar los niveles de producción obtenidos en años anteriores.

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

La producción de petróleo de Venezuela proviene básicamente de las cuencas de Occidente, de Oriente y de Barinas-Apure, tal como puede apreciarse en la Figura N°7.2.2.3. Los yacimientos están localizados principalmente en las formaciones Mioceno y Eoceno, en donde aún se cuenta con arenas petrolíferas importantes.

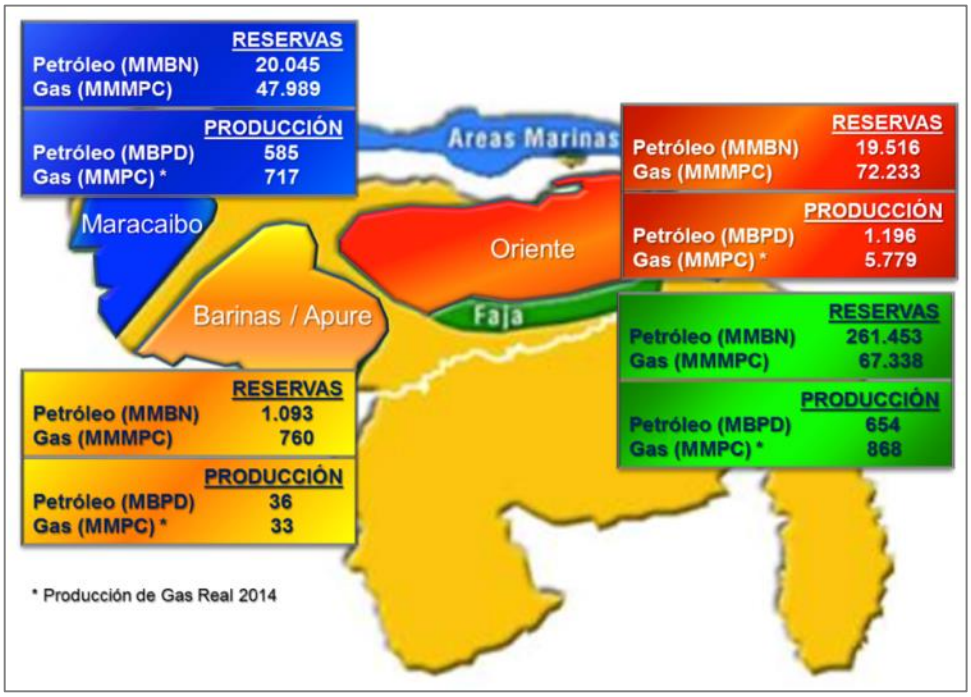


Figura N° 7.2.2.3 Producción de petróleo de Venezuela

RESERVAS DE CRUDO

Las reservas probadas para el año 2016 (Informe de Gestión Anual PDVSA 2016) se situaron en 302.250 millones de barriles netos (MMBN) (Figura N°7.2.2.4), de las cuales solamente 13% corresponde a las áreas tradicionales y 87% (261.253 MMBN) a la Faja

Petrolífera del Orinoco (FPO). En 2008 se incorporaron 107.000 MMBN de reservas de la FPO en el proyecto Orinoco “Magna Reserva”.

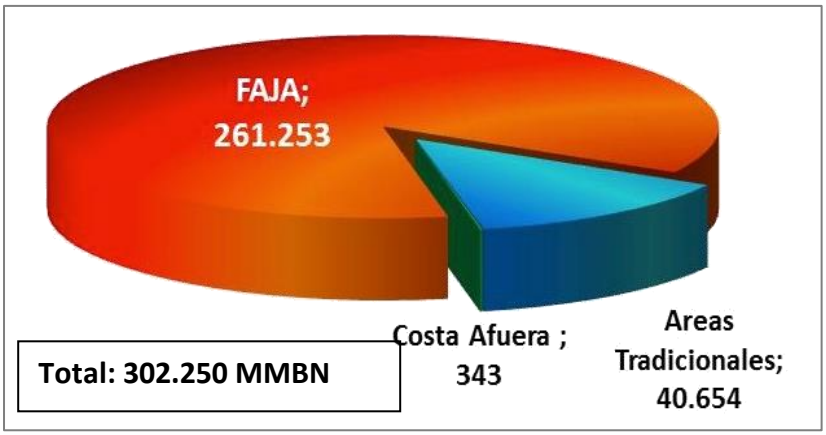
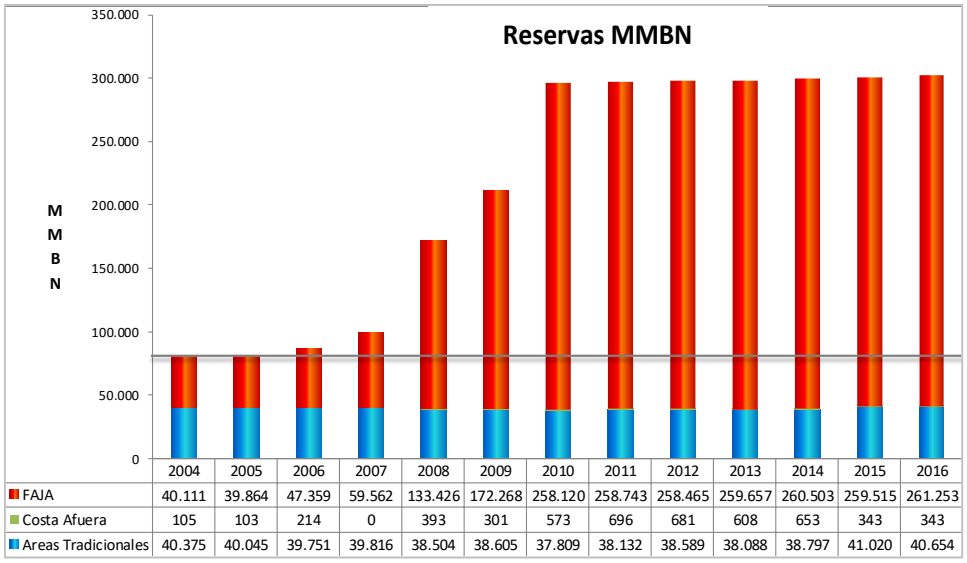


Figura N° 7.2.2.4 Reservas probadas 2016

En la Figura N° 7.2.2.5 se muestra que hasta el año 2007 las reservas oscilaban en 70 MMMBN. A partir de ese año se produce un incremento que está relacionado con revisiones realizadas en la FPO, lo que ubica las reservas totales de Venezuela por encima de los 300 MMMBN.



	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FAJA	40.111	39.864	47.359	59.562	133.426	172.268	258.120	258.743	258.465	259.657	260.503	259.515	261.253
Costa Afuera	105	103	214	0	393	301	573	696	681	608	653	343	343
Areas Tradicionales	40.375	40.045	39.751	39.816	38.504	38.605	37.809	38.132	38.589	38.088	38.797	41.020	40.654

Figura N° 7.2.2.5 Reservas totales

En cuanto a las áreas tradicionales (excluyendo la Faja Petrolífera del Orinoco), para finales del año 2016 las reservas eran de 41 MMMBN, con 49% ubicado en Occidente, tal como se puede apreciar en la Figura N° 7.2.2.6.

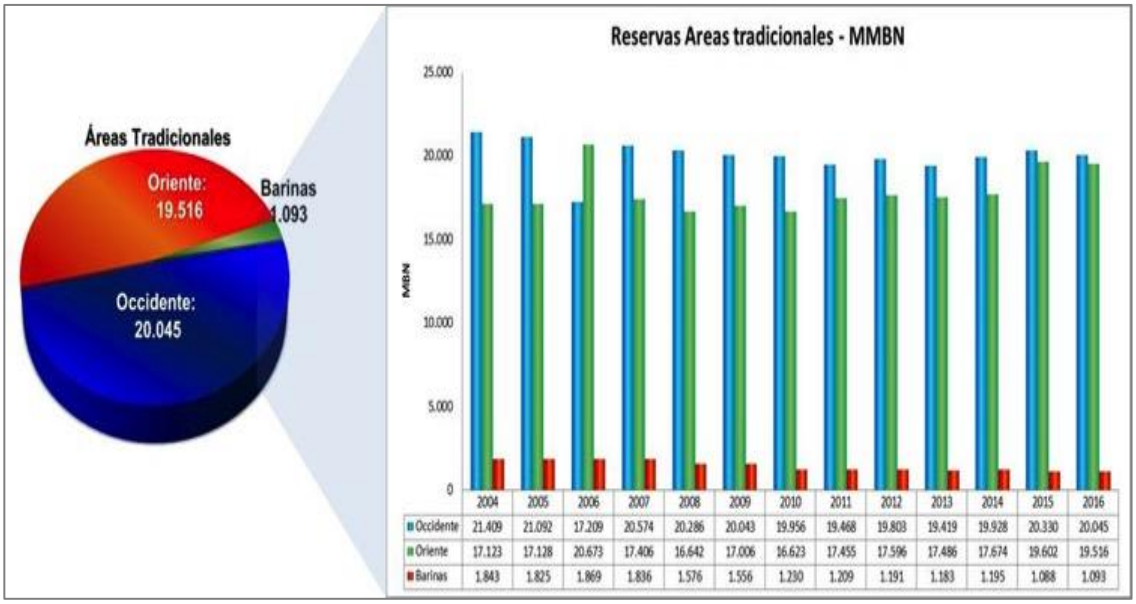


Figura N° 7.2.2.6 Reservas en áreas tradicionales

Según el informe de Gestion Anual PDVSA 2016, la distribución de las reservas por cuencas es la siguiente: 20.045 MMBN Maracaibo-Falcón; 1.093 MMBN Barinas-Apure; 280.769 MMBbls Oriental y 343 MMBbls Carúpano. La Faja Petrolífera del Orinoco forma parte de la cuenca Oriental y sus reservas son 261.253 MMBbls de crudo extrapesado.

En la Figura N° 7.2.2.7 se muestran las reservas de gas natural de Venezuela, las cuales en su mayoría son de gas asociado, que se produce conjuntamente con el crudo y una alta proporción de estas reservas probadas son desarrolladas. Las reservas de gas al cierre de diciembre 2016, ascienden a 202.698 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) (34.948 millones de barriles de petróleo equivalente -MMBPE-), de los cuales 67.338 MMMPC (11.610 MMBPE) están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco, razón por la cual se confirma que las arenas allí existentes no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 37.218 MMMPC (6.417 MMBPE) están asociadas a crudo extrapesado presente en la cuenca Oriental.

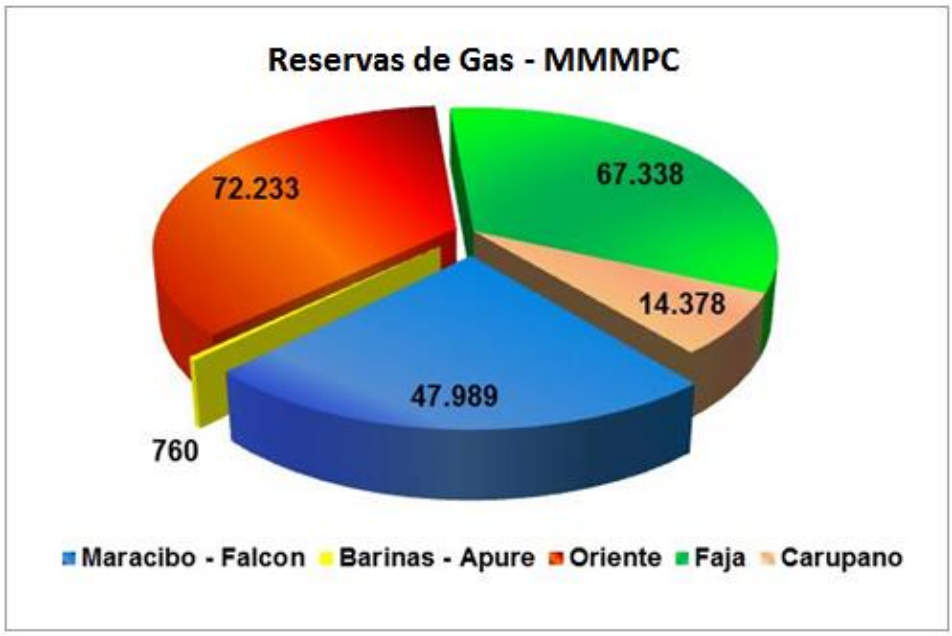
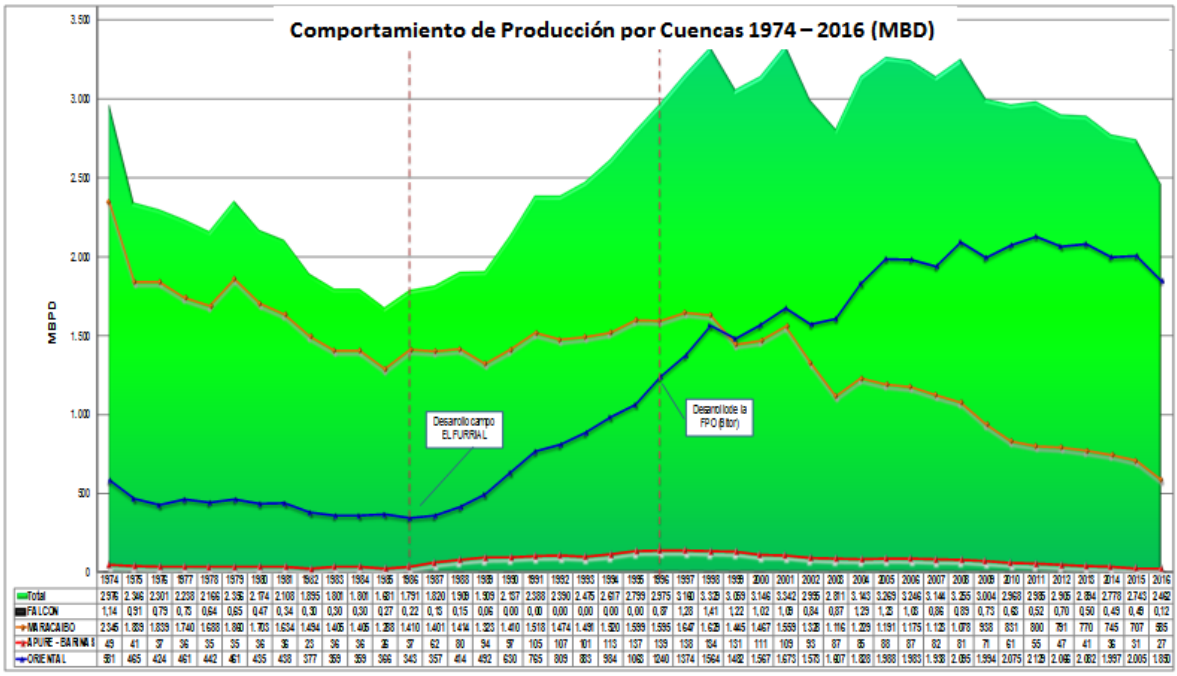


Figura N° 7.2.2.7 Reservas de gas

Del total de las reservas probadas de gas, 39.341 MMMPC son desarrolladas, lo que representa 19% de las reservas de gas.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

El Gráfico N° 7.2.2.8 muestra el comportamiento de producción por cuencas desde el año 1974 hasta 2016.



	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total	2.976	2.946	2.901	2.238	2.166	2.356	2.174	2.108	1.895	1.801	1.801	1.681	1.791	1.820	1.969	1.909	2.157	2.388	2.590	2.475	2.617	2.799	2.975	3.160	3.328	3.059	3.146	3.342	2.955	2.811	3.143	3.269	3.246	3.144	3.255	3.004	2.968	2.935	2.905	2.884	2.770	2.745	2.462
FALCON	1,14	0,91	0,79	0,75	0,64	0,65	0,47	0,34	0,30	0,30	0,30	0,27	0,22	0,13	0,15	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	1,28	1,41	1,22	1,02	1,08	0,84	0,87	1,29	1,28	1,08	0,86	0,89	0,73	0,63	0,52	0,70	0,50	0,45	0,49	0,12
MARACAIBO	2.945	1.889	1.839	1.740	1.688	1.860	1.703	1.634	1.494	1.405	1.405	1.288	1.410	1.401	1.414	1.323	1.410	1.518	1.474	1.456	1.520	1.599	1.595	1.647	1.628	1.465	1.467	1.559	1.328	1.116	1.229	1.191	1.175	1.128	1.078	938	831	800	791	770	745	707	595
APURE - BARINAS	49	41	37	36	35	35	36	36	23	36	36	35	37	62	80	94	97	105	107	101	113	137	139	138	134	131	111	109	93	87	85	88	87	82	81	71	61	55	47	41	36	31	27
ORIENTAL	581	465	424	461	442	461	435	438	377	359	359	366	343	357	414	492	630	765	809	863	984	1062	1240	1374	1564	1492	1.567	1.673	1.575	1.807	1.828	1.988	1.983	1.938	2.085	1.994	2.075	2.129	2.066	2.082	1.957	2.005	1.850

Gráfico N° 7.2.2.8 Comportamiento de la producción por cuencas

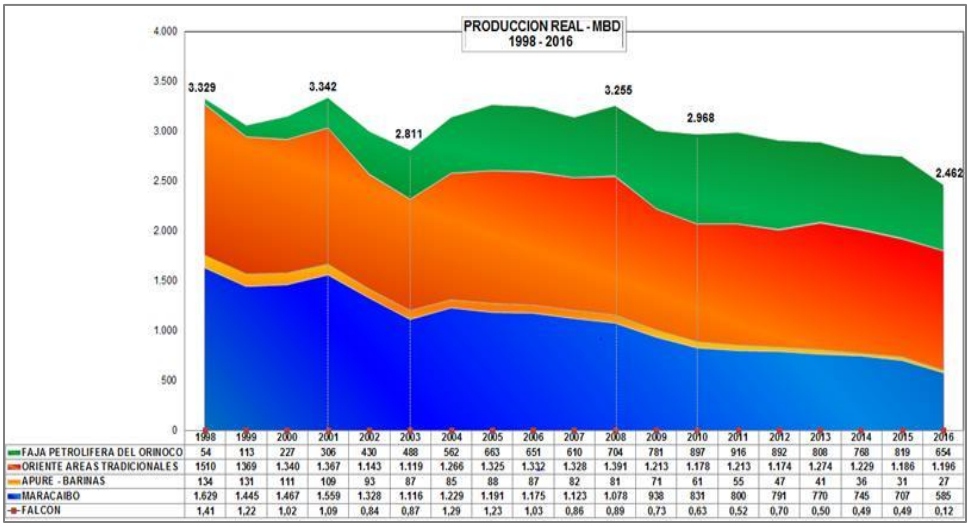
Se puede notar cómo ha sido la disminución de la producción en Occidente, por lo que es posible inferir que durante el período 2005-2008 hay una disminución de aproximadamente 40 MBPD interanual, acentuándose en 2009 y 2016, cuando la pérdida de producción es de 107 MBPD con respecto a 2008 y de 122 MBPD con relación a 2015. Todo esto se traduce en una pérdida de la producción de Occidente de 743 MBPD durante el período 2002-2016.

En Oriente, se muestra un aumento en la producción a partir de 1987 con la incorporación del campo El Furrial y en 1996 con el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco. En la cuenca Apure-Barinas la pérdida de producción se acentúa a partir de 2009.

Con relación al comportamiento de producción de petróleo en el período 1998-2016, hay una reducción de 867 MBPD (26%), debido principalmente a una pérdida de producción de 1465 MBPD de las áreas tradicionales. Maracaibo (1044 MBPD), Oriente (314 MBPD) y Barinas (107 MBPD), compensados por el desarrollo de la Faja Petrolífera en el oriente del país.

La producción fiscalizada de crudo de PDVSA para 2016 fue de 2462 MBD (Gráfico N° 7.2.2.9), la cual se divide de la siguiente manera: Occidente 585 MBD, Oriente 1850 MBPD (incluye 654 MBPD de producción de la FPO) y 27 MPBD de Apure-Barinas.

Cabe resaltar que, para el año 2017, la producción de Occidente se ubica en aproximadamente 370 MBPD, lo que representa una disminución de 37% con respecto a las cifras obtenidas en 2016.



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO	54	113	227	306	430	488	562	663	651	610	704	781	897	916	892	808	768	819	654
ORIENTE AREAS TRADICIONALES	1510	1369	1.340	1.367	1.143	1.119	1.266	1.325	1.332	1.328	1.391	1.213	1.178	1.213	1.174	1.274	1.229	1.186	1.196
APURE - BARINAS	134	131	111	109	93	87	85	88	87	82	81	71	61	55	47	41	36	31	27
MARACAIBO	1.629	1.445	1.467	1.559	1.328	1.116	1.229	1.191	1.175	1.123	1.078	938	831	800	791	770	745	707	585
FALCON	1,41	1,22	1,02	1,09	0,84	0,87	1,29	1,23	1,03	0,86	0,89	0,73	0,63	0,52	0,70	0,50	0,49	0,49	0,12

Gráfico N° 7.2.2.9 Producción fiscalizada de crudo 1998-2016

En el Gráfico N° 7.2.2.10 de producción real para el período 1998-2016, se observa un crecimiento moderado en el orden de 13 MBPD para el período 1998-2001, situándose la producción en 2001 en 3342 MBPD (3036 MBPD en las áreas tradicionales y 306 MBPD en la Faja Petrolífera del Orinoco), la cifra más alta alcanzada en estos 27 años (1998-2016). En los años 2002 y 2003 hubo una disminución de 471 y 242 MBPD, respectivamente. Desde el 2004 hasta el 2008, la producción en las áreas tradicionales se mantuvo a niveles del año 2004, y a partir del año 2005 comienza a decrecer hasta llegar a 1808 MBPD en 2016, causado por la reducción de la actividad de perforación, reparación de pozos e inyección de agua y gas, las cuales atenúan la declinación de los yacimientos. Adicionalmente, se tiene una pérdida de la capacidad de producción (declinación energética de los yacimientos más declinación mecánica) en el período 2015-2016 de 21% en Occidente, 9% en Oriente en las áreas tradicionales, 3,8% en la Faja y 14% en la cuenca Barinas-Apure. Sin embargo, esta disminución en la capacidad de producción fue parcialmente compensada por el crecimiento en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), lo que quiere decir que los planes de la Industria se redimensionaron hacia el crecimiento de la FPO, disminuyendo las inversiones en generación de potencial, mantenimiento de los pozos y de instalaciones de producción en las áreas tradicionales.

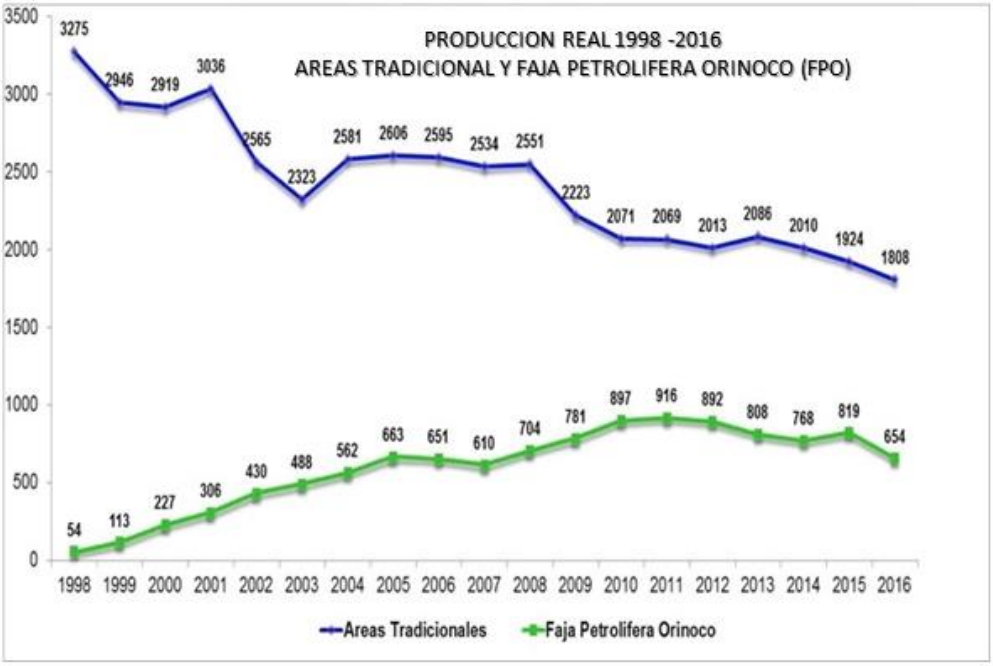


Gráfico N° 7.2.2.10 Producción real de crudo 1998-2016

En la Tabla N° 7.2.2.1 (información PODE 2014 y resultados de Reservas Occidente de 2016), se presenta la producción de Occidente, en donde puede notarse que esta se mantuvo por encima del 1300 MBD hasta el 2002, situándose en ese año en 1328 MBPD. Para finales de 2016, la producción se ubica en 583 MBPD, lo que representa una disminución de aproximadamente de 745 MBPD con respecto a 2002.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bachaquero	246	261	257	266	286	290	303	312	307	237	242	238	204	172	182	177	173	161	151	124	103	99	88	84	88	74	59
Barua	1	5	3	9	4	1	0	5	12	13	22	21	19	20	18	17	19	18	20	18	13	12	11	10	10	14	11
Boscan	29	51	48	59	71	79	77	80	95	96	105	105	97	99	113	111	109	105	103	90	96	92	107	101	100	104	97
Cabimas	47	48	48	49	48	49	44	44	43	23	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	8	6	6
Centro	148	145	139	144	133	124	94	86	60	74	75	70	67	70	69	66	70	70	65	42	26	25	17	17	19	13	10
Ceuta	64	35	39	40	44	61	70	76	91	109	111	123	115	87	109	123	137	139	143	129	145	140	122	82	74	68	57
Cruces Manueles	2	2	2	2	1	1	2	3	5	5	6	2	1	3	2	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Lama	136	132	120	130	127	125	120	124	128	104	91	81	77	39	62	63	62	60	54	42	39	38	33	31	30	21	17
Lamar	81	94	97	81	73	79	92	93	94	78	46	55	56	30	26	21	23	21	19	16	28	27	23	20	18	16	9
Lagunillas	361	387	367	365	368	397	388	398	379	281	235	238	210	190	193	189	186	175	159	144	117	113	115	101	107	97	80
Lago	17	11	10	10	12	10	9	9	12	6	6	6	7	13	17	12	12	13	11	29	25	24	22	20	21	7	6
La Concepcion	3	3	3	3	3	3	2	2	4	7	9	14	13	12	14	13	13	10	9	7	5	5	6	6	5	4	2
La Paz	9	8	8	8	9	8	9	9	7	8	6	6	5	4	4	4	4	3	3	3	4	3	2	2	2	2	2
Los Claros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mara	6	8	9	9	11	10	12	15	11	5	2	10	9	6	5	5	6	7	6	6	6	5	3	3	3	2	2
Mene Grande	0	2	1	2	1	1	1	5	6	8	11	13	14	13	17	17	12	15	14	12	11	10	13	14	13	12	10
Rosario	2	2	1	1	1	1	1	2	3	2	2	6	10	6	9	13	11	9	8	7	6	5	4	3	3	2	2
Sibucara	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tia Juana	141	174	161	165	171	171	170	173	165	220	276	254	246	183	200	191	186	177	163	146	127	122	119	116	106	98	87
West Tarra	2	2	2	2	2	1	2	3	1	3	4	1	3	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	114	146	157	145	156	190	199	210	207	168	212	305	165	161	182	161	146	134	141	116	75	72	97	154	137	167	128
Total MARACAIBO (MBPD)	**1.410**	**1.518**	**1.474**	**1.491**	**1.520**	**1.599**	**1.595**	**1.647**	**1.629**	**1.445**	**1.467**	**1.559**	**1.328**	**1.116**	**1.229**	**1.191**	**1.175**	**1.123**	**1.078**	**937**	**831**	**800**	**791**	**770**	**745**	**707**	**585**

Tabla N° 7.2.2.1 Producción de Occidente 1990-2016 (MBPD)

En el período 2000-2016 hay una pérdida de 882 MBPD, debido principalmente a los campos Bachaquero (-183 MBD), Centro (-65 MBD), Ceuta (-53 MBD), Lama (-74 MBD), Lamar (-37 MBD), Lagunillas (-155 MBD) y Tía Juana (-189 MBD), tal como se muestra en el Gráfico N° 7.2.2.11. Cabe destacar que el campo Boscán prácticamente mantiene la producción.

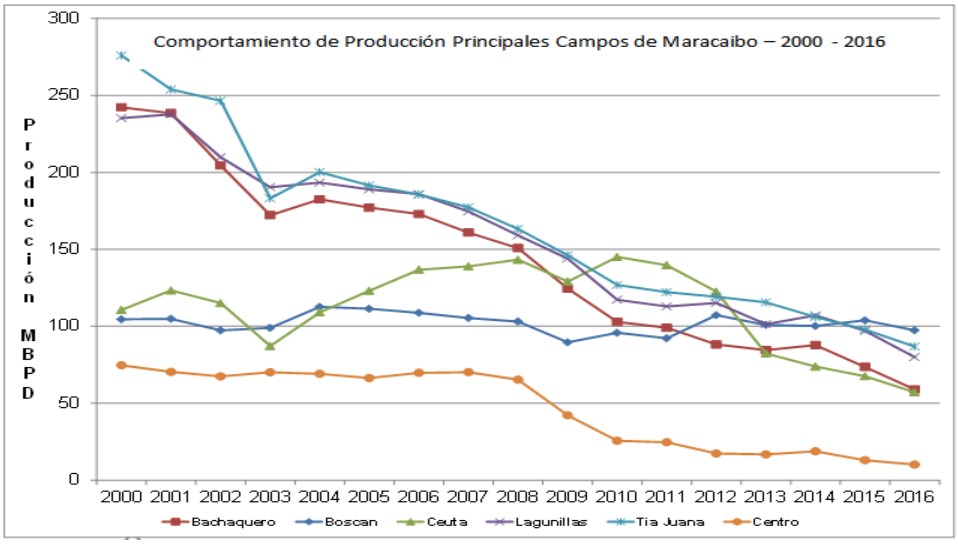


Gráfico N° 7.2.2.4 Comportamiento de la producción en campos de Occidente 2000-2016

Entre los factores que afectan la pérdida de producción en Occidente se puede mencionar la falta de mantenimiento a las instalaciones, cierre de pozos activos por no tener materiales para su reactivación y menor producción promedio por pozo, el cual pasa de 108 BPD/pozo en el 2006 a 84 BPD/pozo en el 2014, lo cual tiene que ver con la optimización de los pozos activos, así como también con la calidad de trabajos realizados y la declinación energética de los yacimientos.

En la Tabla N° 7.2.2.2 (PODE 2014) se detalla la producción de Oriente durante el período 1990-2014, la cual muestra que el aumento de la producción está asociado al norte de Monagas (campos El Furrial y Santa Bárbara), ubicándose en 677 MBPD para finales de 1998. Los datos de esta tabla solamente se tienen hasta el año 2014, ya que fue la última información publicada.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Aguasay	5	4	4	2	3	3	3	4	6	3	2	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Budare	6	7	6	5	5	5	6	8	12	9	7	6	4	3	2	3	3	3	3	3	3	3	2	1	2
Chimire	9	14	4	6	5	5	2	3	4	4	3	3	3	1	2	3	2	2	1	1	1	1	1	2	1
Dación	8	10	10	11	13	11	11	11	9	19	28	39	43	50	67	61	47	38	32	26	26	26	20	21	16
Elías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
El Furrial	148	210	221	256	308	354	353	387	454	434	384	350	323	343	375	379	379	373	388	398	383	393	352	286	240
Guara	10	10	10	10	9	7	8	12	13	10	7	7	5	2	7	7	6	6	5	4	4	4	7	8	7
Jusepín	18	35	36	27	21	17	15	18	39	42	33	36	33	30	31	33	39	42	47	38	31	32	29	31	17
Las Mercedes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Leona	1	1	1	1	3	4	5	8	8	5	5	6	5	0	0	2	2	2	3	3	3	3	2	1	1
Mata	9	8	9	7	5	4	7	6	4	4	4	6	7	5	5	3	9	3	7	5	5	5	4	4	0
Merey	1	6	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Nipa	4	4	4	3	3	2	5	5	7	5	5	5	4	3	5	3	3	6	2	1	2	2	2	2	1
Oficina	2	2	2	4	2	3	6	5	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Oritupano	9	12	15	17	17	28	33	33	39	42	38	41	41	37	47	49	42	35	18	22	18	18	14	13	9
Oscurote	2	4	2	1	1	1	1	1	3	2	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
Quiriquire	1	1	1	1	1	1	2	2	3	8	11	13	7	17	16	15	7	6	8	4	4	4	3	2	2
Santa Bárbara	17	12	14	42	63	83	117	148	223	220	214	165	144	142	154	151	155	159	171	174	174	178	179	177	170
Santa Rosa	8	11	10	8	8	6	7	6	6	3	2	1	2	2	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4
Soto	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
Temblador	1	1	1	0	0	0	1	2	5	1	3	2	1	1	1	1	2	1	2	7	8	8	9	9	10
Tucupita	0	0	0	0	0	0	0	2	3	4	4	5	9	8	7	5	5	3	3	2	2	2	2	2	2
Zapatos	3	2	3	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	2	3	2	2	2	2	2	2
Zumo	1	1	2	1	1	2	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	0	0
Zorro	1	1	1	1	1	1	0	1	1	2	2	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Otros	364	409	449	478	511	522	654	706	723	658	809	980	931	954	1.097	1.262	1.268	1.245	1.392	1.293	1.401	1.436	1.431	1.514	1.508
Total ORIENTE (MBPD	**630**	**765**	**809**	**883**	**984**	**1.063**	**1.240**	**1.374**	**1.564**	**1.482**	**1.567**	**1.673**	**1.573**	**1.606**	**1.828**	**1.988**	**1.982**	**1.937**	**2.094**	**1.995**	**2.076**	**2.129**	**2.066**	**2.082**	**1.997**

Tabla N° 7.2.2.2 Producción de Oriente 1990-2014

Es importante destacar que en las áreas tradicionales (excluyendo la FPO), los campos de mayores aportes en Oriente están asociados con el norte de Monagas, tal como se muestra en el Gráfico N° 7.2.2.12. La producción para 2014 se situó en 679 MBPD, disminuyendo en 33% para el 2016. Cabe destacar que en 1993 comienza la inyección de agua en el campo El Furrial y en el 2000 la inyección de gas, con la finalidad de mantener la presión del yacimiento de este campo y, por consiguiente, su tasa de producción.

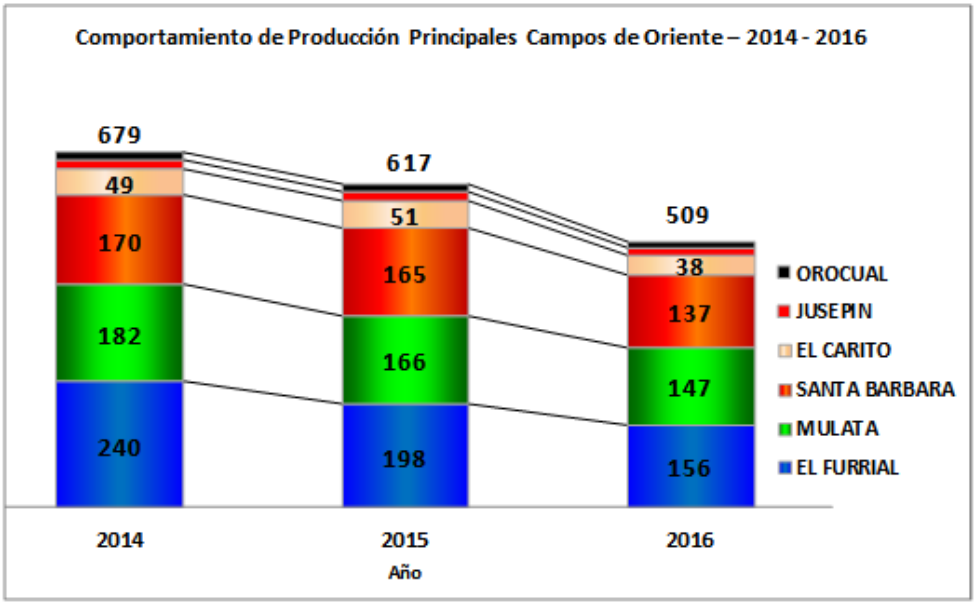


Gráfico N° 7.2.2.12 Comportamiento de la producción en campos de Oriente 2014-2016

En el Gráfico N° 7.2.2.13 se muestra el comportamiento de la producción de los campos El Furrial y Santa Bárbara, pasando de 384 MBD y 214 MBD en el 2000 a 156 MBD y 137 MBD en el 2016, respectivamente. Puede observarse cómo hasta el año 2011 la producción en estos campos era estable y a partir de ese año comenzó la disminución en 146% y 56% en el 2016, respectivamente, debido posiblemente a la suspensión de la inyección de agua/gas en el norte de Monagas.

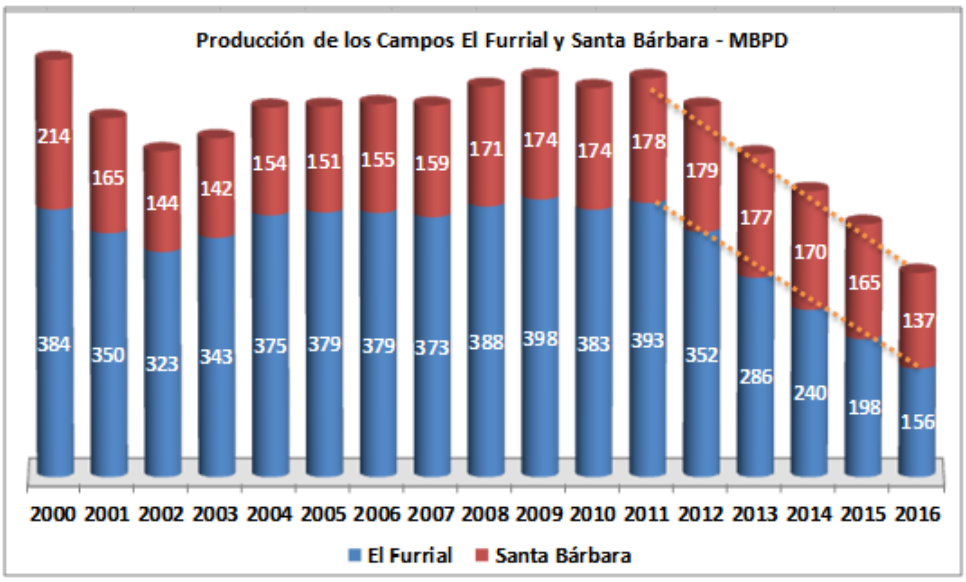


Gráfico N° 7.2.2.13 Producción de los campos El Furrial y Santa Bárbara 2000-2016

En resumen, en el Gráfico N° 7.2.2.14 se visualiza cómo disminuye la producción de Oriente en 245 MBPD a partir del 2008 hasta el 2016, de los cuales 50 MBPD corresponden a la Faja y 195 MBPD a las Áreas Tradicionales.

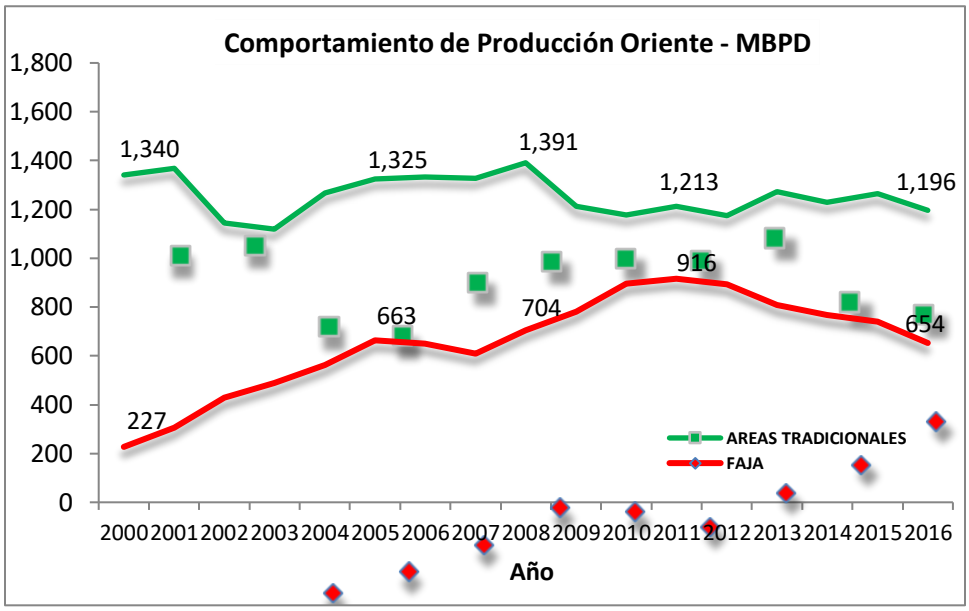


Gráfico N° 7.2.2.14 Comportamiento de la producción de Oriente 2000-2016

Con la finalidad de revertir esta tendencia, es importante revisar las condiciones actuales del norte de Monagas, tales como la inyección de gas y/o agua. Sin embargo, es posible que estas producciones no se puedan recuperar si los yacimientos alcanzaron y están por debajo de la presión de burbujeo, ya que la inyección de agua y gas tenían como finalidad mantener la presión de estos yacimientos por encima de la presión de burbujeo para incrementar el recobro de sus reservas recuperables.

Con relación a la producción de la cuenca Barinas-Apure, en la Tabla N° 7.2.2.3 puede notarse que la misma disminuye aproximadamente 60% con respecto al año 2002, ubicándose en 36 MBPD en el año 2014. En el informe de “Gestión PDVSA 2016”, se presenta un total de producción igual a 27 MBPD. El Gráfico N° 7.2.2.15 muestra el comportamiento de los principales campos.

CAMPOS	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Apure - Guafita	46	45	41	38	46	55	55	66	72	72	60	62	53	49	50	46	43	37	33	29	25	21	19	16	13
La Victoria	26	36	42	40	44	56	58	47	31	28	24	19	14	11	10	10	10	10	11	10	10	8	6	6	6
Total Apure - MBD)	72	80	84	78	89	111	113	112	103	100	83	80	67	60	60	57	54	47	44	39	34	29	25	22	19
BARINAS																									
Borburata	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	2	1	1	1	0	1	0	0	1	1	1	1
Caipe	0	0	0	0	0	0	1	1	5	10	8	10	9	9	9	14	15	20	22	17	12	11	8	7	6
Hato Viejo	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Las Lomas	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1
Maporal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obispo	2	2	3	2	2	2	2	2	3	2	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Páez	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Palmita	8	8	7	6	6	5	5	5	4	4	4	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2
Silvan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Silvestre	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Sinco	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1
eEstero	6	7	7	7	8	10	9	8	8	7	7	5	4	6	6	6	6	6	6	6	7	5	5	4	4
Sipororo	0	0	0	0	0	1	2	2	2	1	2	1	2	1	1	3	3	2	1	1	1	1	1	1	1
Total Barinas (MBD)	25	25	23	22	24	25	26	26	31	31	27	29	26	27	25	31	33	36	37	32	27	26	21	19	17
TOTAL APURE-BARINAS MBD	97	105	107	101	113	137	139	138	134	131	111	109	93	87	85	88	87	82	81	71	61	55	47	41	36

Tabla N° 7.2.2.3 - Producción Apure-Barinas 1990-2014 (MBPD)

En el período 2000-2016 hay una pérdida de producción de 84 MBPD (111 MBPD en 2000 vs. 27 MBPD en el 2016), debido principalmente a la declinación de la produccion de los campos Guafita y La Victoria, tal como se visualiza en el Gráfico N° 7.2.2.16.

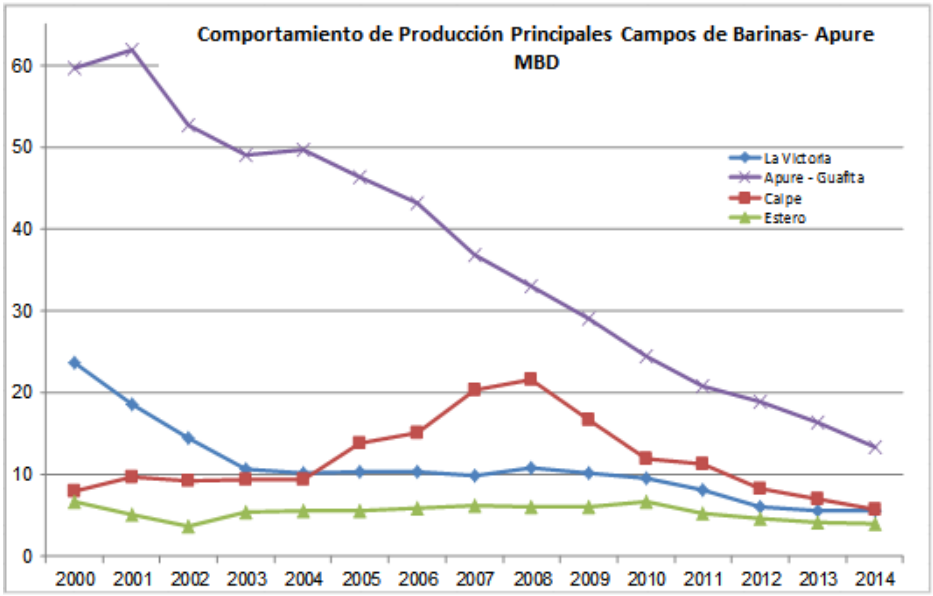
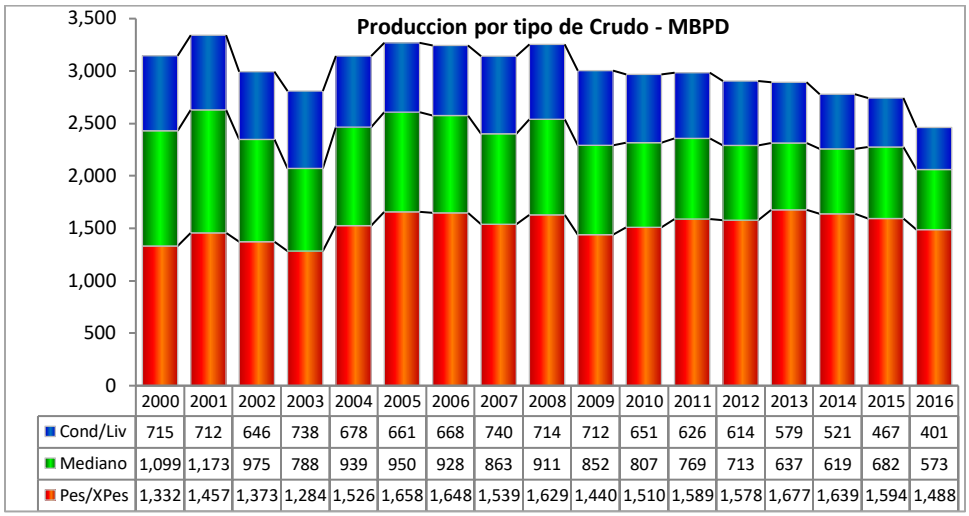


Gráfico N° 7.2.2.16 Comportamiento de la producción principales campos de Barinas-Apure 2000-2014

En el Gráfico N° 7.2.2.17 se muestra la producción por tipo de crudos según su gravedad durante el período 2000-2016, en el cual se puede apreciar la contracción de 840 MBD en la producción de crudos livianos y medianos, y un aumento de 156 MBPD en la producción de crudos pesados/extrapesado. Esta disminución de la producción liviano/mediano afecta la disponibilidad de los diluentes para producir los crudos extrapesados de la FPO.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cond/Liv	715	712	646	738	678	661	668	740	714	712	651	626	614	579	521	467	401
Mediano	1,099	1,173	975	788	939	950	928	863	911	852	807	769	713	637	619	682	573
Pes/XPes	1,332	1,457	1,373	1,284	1,526	1,658	1,648	1,539	1,629	1,440	1,510	1,589	1,578	1,677	1,639	1,594	1,488

Gráfico N° 7.2.2.17 Producción por tipo de crudo (MBPD)

Dada la importancia de conocer el comportamiento esperado de la producción durante el proceso de planificación de cualquier esquema de explotación, es vital conocer la tasa de declinación, parámetro fundamental a ser considerado en las estimaciones de las cifras de producción de petróleo y gas en un tiempo determinado.

Bajo el contexto anterior y mediante el adecuado procesamiento de la data recolectada fue posible estimar una pérdida de la capacidad de producción (declinación energética de los yacimientos más declinación mecánica) en el período 2015-2016 de 21% en Occidente, 9% en Oriente áreas tradicionales, 3,8% en la Faja, y de 14% promedio en la cuenca Barinas-Apure. Esta disminución en la producción, en especial de los crudos livianos/medianos, trajo como consecuencia la necesidad de importar volúmenes crecientes de crudos livianos y de diluentes como la nafta para poder producir, transportar y comercializar los crudos extrapesados de la Faja.

Entre las posibles causas que han afectado la caída de la producción puede mencionarse la falta de mantenimiento a los pozos, a las instalaciones, la no ejecución de proyectos de inyección agua/gas a los yacimientos, retraso de nuevos proyectos, etc. Es decir, el abandono total de todas las instalaciones de producción y equipos de apoyo al proceso de producción.

ESTADO DE LOS POZOS

Haciendo un análisis de los pozos petroleros del país, desde el año 2006 hasta el 2014 se observa que en el 2014 el número total de pozos era de 50.808 (Tabla N° 7.2.2.4), de los cuales 35.784 correspondían a pozos capaces de producir (70%), de estos 35% representa pozos en producción. El número de pozos que se encuentran inactivos es de 15.024, de los cuales 11.542 son pozos abandonados y 3482 se encuentran esperando abandono. No se dispone de información detallada de los años 2015-2016-2017 y del año en curso (2018); sin embargo, por los diferentes informes de PDVSA para estos años se conoce el número total de pozos capaces de producir y el número de pozos inactivos, y considerando que en el año 2014 el número de pozos activos estuvo en el orden de 29%, se estimó el número de pozos activos para el período 2015 al 2017.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CAPACES DE PRODUCIR	**33.388**	**33.767**	**34.348**	**35.114**	**35.351**	**35.549**	**36.690**	**36.850**	**35.784**	**36.216**	**36.525**	**36.860**
ACTIVOS	15.909	15.989	16.687	16.921	17.238	17.465	17.678	18.069	14.809	14.867	13.984	11.900
CERRADOS REACTIVABLES	17.479	17.778	17.637	18.073	17.795	17.193	18.160	18.053	20.206	21.349	22.541	24.959
SUSPENDIDOS	0	0	24	120	318	891	852	728	769			
INACTIVOS	**13.281**	**13.293**	**13.629**	**13.709**	**13.534**	**13.916**	**13.938**	**13.864**	**15.024**	**15.227**	**15.654**	**15.797**
ESPERANDO ABANDONO	1.446	1.643	1.637	1.835	1.886	2.062	2.138	2.135	3.482			
ABANDONADO	11.835	11.650	11.992	11.874	11.648	11.854	11.800	11.729	11.542			
TOTAL	**46.669**	**47.060**	**47.977**	**48.823**	**48.885**	**49.465**	**50.628**	**50.714**	**50.808**	**51.443**	**52.179**	**52.657**

Tabla N° 7.2.2.4 Número total de pozos

El Gráfico N° 7.2.2.18 muestra los pozos que están asociados con la producción, los “capaces de producir”. Para finales del 2017 el número total de pozos de petróleo/gas capaces de producir era de 36.860, de los cuales 32% se encontraba en producción (pozos activos). Si comparamos con el año 2013, representa una disminución de los pozos activos de 34% con relación a lo mostrado estadísticamente (disminución de 6169 pozos, al pasar de 18.069 pozos en el 2013 a 11.900 pozos en el 2017). En dicho gráfico puede notarse la tendencia en el aumento de los pozos cerrados reactivables y la disminución de los pozos activos, lo cual tiene consecuencia directa con la caída de la producción de los últimos años.

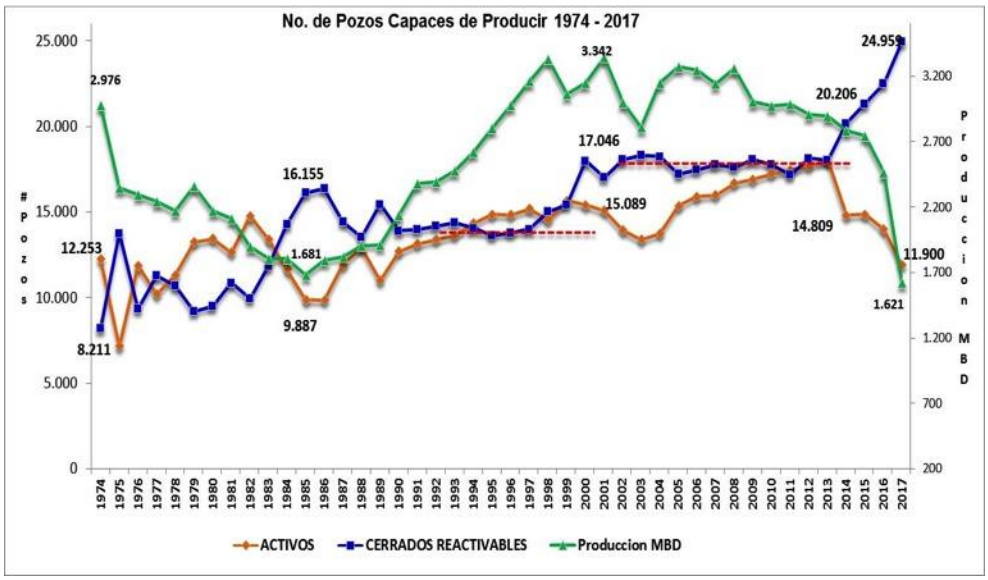


Gráfico N° 7.2.2.18 Número de pozos capaces de producir 1974-2017

El número de pozos cerrados reactivables pasó de 18.053 pozos en el 2013 a 24.959 pozos en el 2017; es decir, un aumento de 6906 pozos. Estadísticamente el promedio de pozos inactivos cerrados reactivables es aproximadamente 50% de los pozos totales capaces de producir, por lo que podrían ser reactivados unos 7000 pozos. Cabe destacar que de los pozos inactivos aproximadamente 60% se encuentra cerrado esperando abandono, los cuales podrían ser analizados/estudiados para determinar si todavía tienen reservas recuperables en su radio de drenaje y si se puede perforar un pozo gemelo para drenar esas reservas.

El Gráfico N° 7.2.2.19 presenta el estado de los pozos en producción cerrados reactivables y esperando abandono por áreas tradicionales (Maracaibo, Oriente y Barinas-Apure) en el período 2013-2014, en donde se observa que el área más afectada es Maracaibo con una disminución de 27% de los pozos en producción (activos) y un aumento de los cerrados reactivables de 29%. Esto podría explicar las causas de la pérdida de producción de Occidente. Igualmente, en Barinas se observa una disminución de los pozos en producción y un aumento de los pozos cerrados reactivables de aproximadamente 16%.

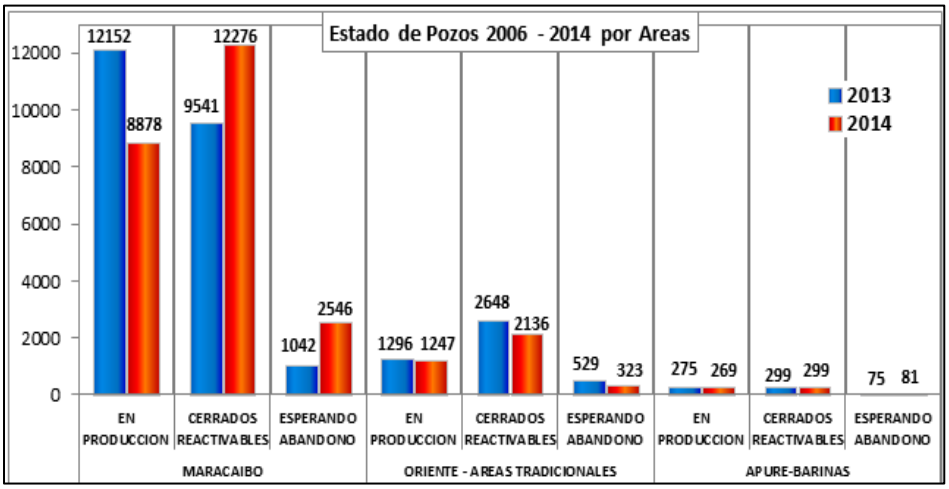


Gráfico N° 7.2.2.19 Estado de pozos 2006-2014 por áreas

En cuanto a los pozos esperando abandono, se recomienda realizar una revisión de los mismos tanto desde el punto de vista técnico como operacional, ya que podrían ser candidatos a reactivación mediante trabajos de reacondicionamiento y/o para perforar pozos gemelos.

Una vez analizada la producción y el número de pozos activos, puede observarse en el Gráfico N° 7.2.2.20 cómo el rendimiento de los pozos activos (BPD/pozos activos), presenta una disminución a partir del año 2014, motivado a la falta de mantenimiento de los yacimientos.

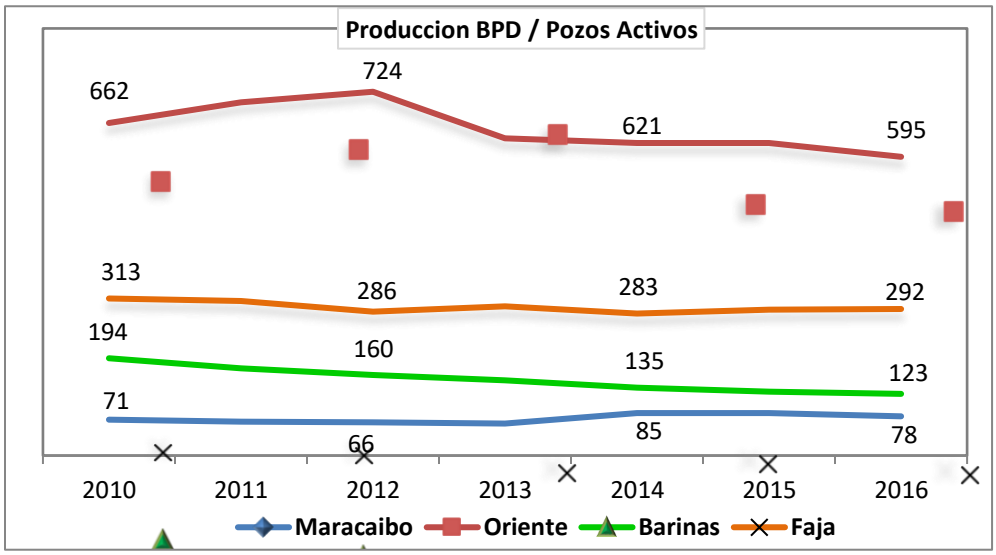


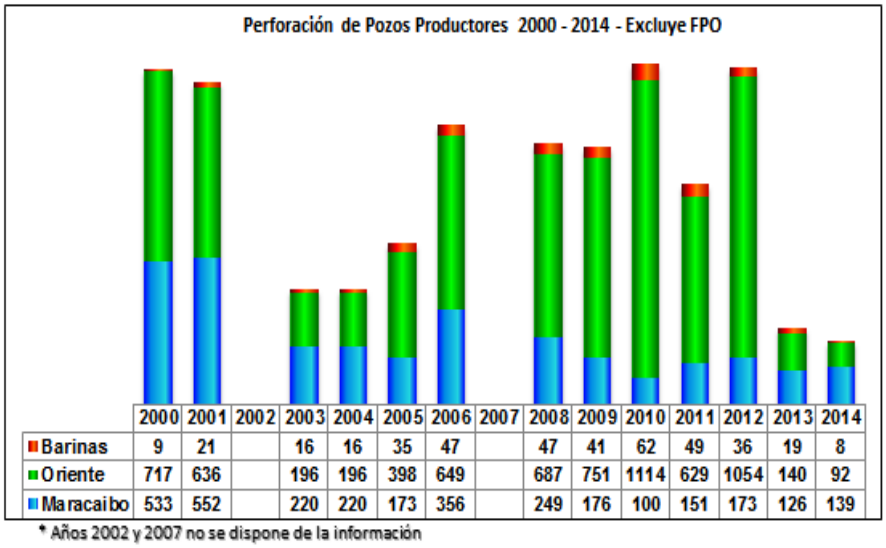
Gráfico N° 7.2.2.20 Producción (BPD)/pozos activos

ACTIVIDADES GENERADORAS DE POTENCIAL

Las actividades generadoras de potencial son aquellas que se realizan con la finalidad de aumentar y/o mantener la producción de los yacimientos. Las principales actividades son:

PERFORACIÓN

En el período 2000-2014 se perforó un promedio de 830 pozos, de los cuales 280 se perforaron en Occidente, 520 en Oriente (Maturín y Barcelona) y 30 en Barinas-Apure. El Gráfico N° 7.2.2.21 muestra cómo esta actividad se ha reducido al pasar de 1263 pozos perforados en el 2012 a 239 pozos en el 2014. En los años 2000-2001 la perforación de pozos estaba en el orden de unos 1250 pozos, pasando en los años 2003-2005 a unos 450 pozos promedio año, originado por el despido en el 2002 de personal capacitado para llevar a cabo estas actividades, las cuales tienden a recuperarse en los años siguientes (2008-2012). En el 2013 comienza la desinversión en esta actividad y con ello la caída de la producción.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Barinas	9	21		16	16	35	47		47	41	62	49	36	19	8
Oriente	717	636		196	196	398	649		687	751	1114	629	1054	140	92
Maracaibo	533	552		220	220	173	356		249	176	100	151	173	126	139

* Años 2002 y 2007 no se dispone de la información

Gráfico N° 7.2.2.21 Perforación de pozos productores 2000-2014 - excluye FPO

REACONDICIONAMIENTO Y REHABILITACIÓN DE POZOS (RA/RC)

Otra de las actividades relevantes que contribuye con la generación de potencial es la de Reparación y Reacondicionamiento de Pozos (Ra/Rc), mediante la cual se realizan trabajos para la reactivación de pozos inactivos. Basándose en las estadísticas correspondientes al período 1980-1990 (PODE 1990) y período 1991-1998 del informe “PDVSA E&P EN CIFRAS”, el promedio de pozos trabajados en el período 1992-1998 fue de 1400 trabajos de Ra/Rc por año (Gráfico N° 7.2.2.22).

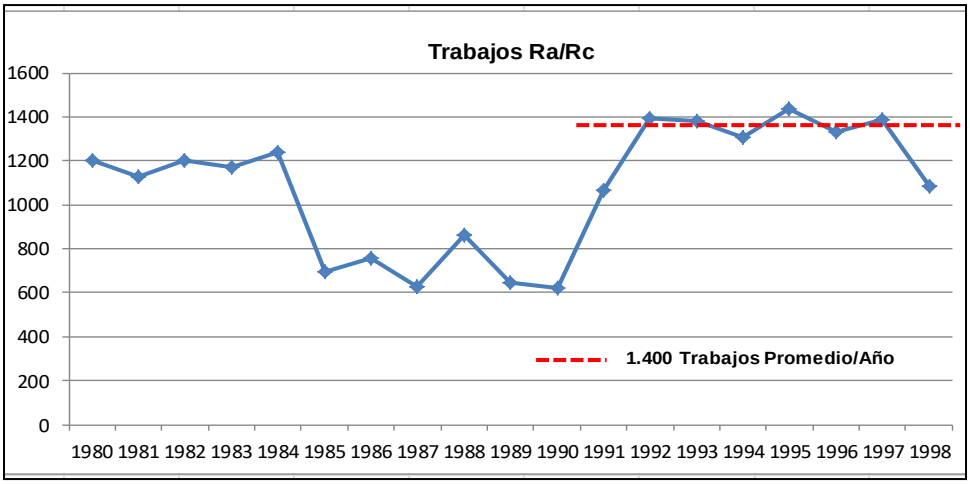


Gráfico N° 7.2.2.22 Trabajos Ra/Rc 1980-1998

INYECCION ALTERNADA DE VAPOR

Esta actividad es una de las principales a llevarse a cabo en los yacimientos de crudo pesado, especialmente en Occidente, por lo que es de vital importancia tener buena calidad del agua para la generación del vapor, así como buena condición mecánica de las calderas que permita garantizar la ejecución de un trabajo óptimo en la inyección de vapor a los yacimientos. En los últimos años, los problemas más persistentes en esta actividad han sido el suministro de gas y la calidad del agua por la gran contaminación del lago de Maracaibo, que es la fuente principal de agua en Occidente. En Oriente el agua para la inyección de vapor proviene de pozos de agua dulce y su tratamiento es más sencillo.

SERVICIOS A POZOS

Esta actividad se basa en trabajos que no requieren de un equipo mayor para realizarlos, tales como limpieza, corregir filtración/fuga en superficie, cambio de válvulas/bombas/cabillas, etc. Estas actividades complementan el mantenimiento de la base de producción y representan 0,5% de la producción.

Otro de los aspectos a tomar en consideración y que se ha incrementado en los últimos años es la producción diferida (pozos Categoría 2), causada por pozos que han sido cerrados y que pueden ser reactivados con menor esfuerzo. Entre las causas de estos cierres de pozos pueden citarse casos de filtraciones, hurto de materiales/equipos, los cuales se han incrementado, representando aproximadamente 15% de la pérdida de producción. Esta anómala situación ha ido creciendo en todas las áreas de operación en el país desde el 2014, y el reemplazo de los materiales hurtados en los pozos afectados

se hace cada día más difícil por la falta de importación de estos rubros y la mínima fabricación de ellos en el país.

Para llevar a cabo estas actividades generadoras de producción se requiere un parque de taladros operativos por año (T/A) destinados a la generación de potencial y mantenimiento de la base de producción, la cual para finales del 2016 se ubicó en 242 T/A, de los cuales fueron 106,3 T/A para perforación, 40,1 T/A para actividades de Ra/Rc y 95,5 para servicios (Gráfico N° 7.2.2.23).

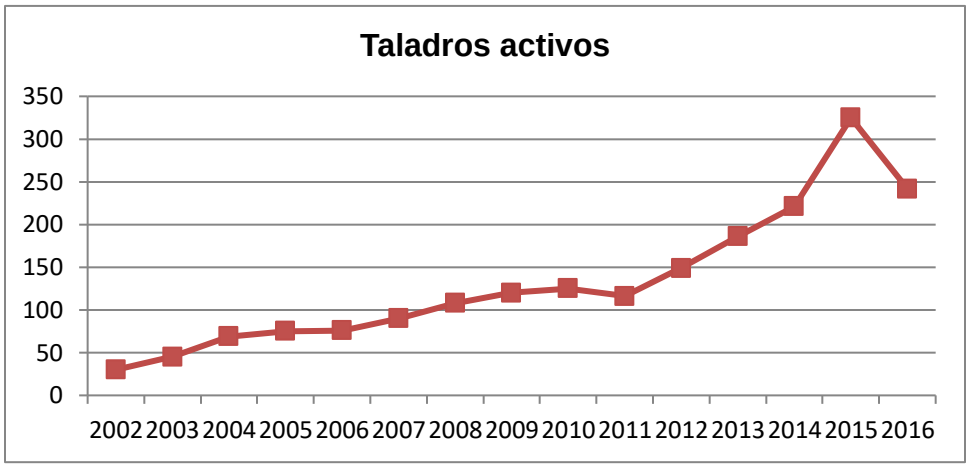


Gráfico N° 7.2.2.23 Taladros activos 2002-2016

Debido a las dimensiones de la Unidad de Producción, el sistema de instalaciones de superficie es complejo. Está constituido por aproximadamente 578 estaciones de flujo (446 en Occidente, 123 en Oriente y 9 en Barinas), 141 plantas de gas (55 en Occidente y 86 en Oriente), 121 plantas de agua (50 en Occidente y 71 en Oriente). También se cuenta con 12 terminales de embarque y 4039 kilómetros de oleoductos para el año 2014. En la Figura N° 7.2.2.8 se muestran los principales terminales de embarque y los kilómetros de oleoductos por región.

Figura N° 7.2.2.8 Principales terminales de embarque

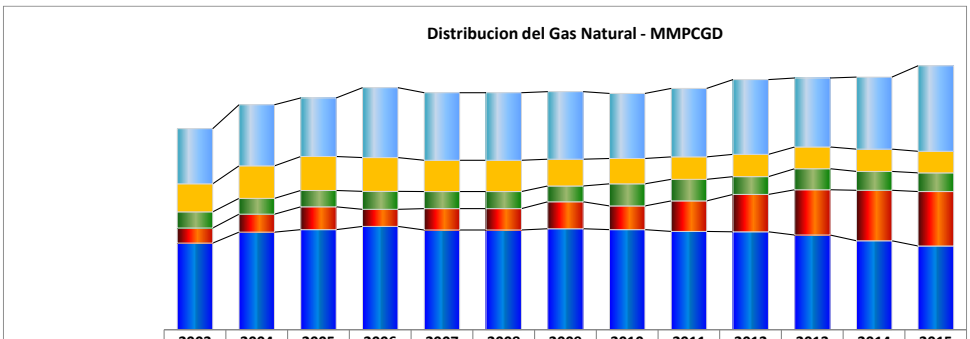
Estas instalaciones presentan un alto grado de deterioro en todo el país, debido al poco mantenimiento que se ha hecho desde 2002 en adelante. Su recuperación implica grandes inversiones para poder incrementar la producción.

En las actividades de producción se notó una contracción sostenida a partir del 2001, cuando se alcanzó una producción de 3342 MBPD con una disminución para el 2014 de 880 MBPD, causada por la reducción de la actividad de perforación/reparación de pozos e inyección de agua/gas, las cuales contribuyen a atenuar la declinación de la producción de los yacimientos.

PRODUCCIÓN DE GAS

Con respecto a la producción total de gas natural en todo el país, el promedio durante el año 2015 fue de 7756 MMPCD, de los cuales 2462 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos.

En los Gráficos N° 7.2.2.24 y 7.2.2.25, se muestra cómo ha sido la distribución del gas producido, observándose un aumento en el gas arrojado, el cual pasa de 444 MMPCD en el 2003 a 1600 MMPCD en el 2015; es decir, un aumento de 260%. También el gas inyectado se ha reducido en los años 2014 y 2015, al pasar de un promedio de 42% a 32% del total del gas producido.



	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
VENDIDO	1.619	1.792	1.721	2.054	1.986	1.986	1.984	1.909	2.009	2.199	2.027	2.117	2.510
COMBUSTIBLE	821	957	999	992	916	916	788	745	661	653	639	654	634
TRANSFORMADO	477	467	477	526	498	498	460	649	635	521	618	554	547
ARROJADO	444	526	673	501	629	629	796	696	898	1.098	1.328	1.482	1.600
INYECTADO	2.543	2.867	2.939	3.035	2.931	2.931	2.965	2.940	2.886	2.879	2.784	2.616	2.462

Gráfico N° 7.2.2.24 Distribución del gas natural (MMPCD)

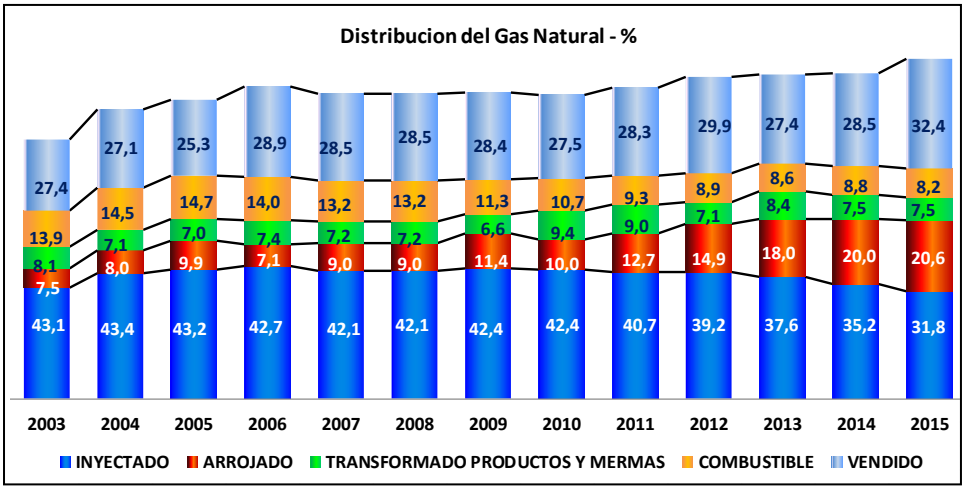


Gráfico N° 7.2.2.25 Distribución del gas natural (%)

En la Tabla N° 7.2.2.5 se muestra la distribución del gas por región, en donde puede notarse (con relación al 2003) la disminución tanto de la producción como del gas inyectado en Maracaibo y Barcelona, así como también el aumento del gas arrojado a la atmósfera en Maturín, al pasar de 72 MMPCD en el 2003 a 787 MMPCD en el 2014.

	MARACAIBO			BARCELONA			MATURIN			BARINAS		
MMPCD	**2003**	**2013**	**2014**	**2003**	**2013**	**2014**	**2003**	**2013**	**2014**	**2003**	**2013**	**2014**
PRODUCCION DISPONIBLE	**1.046**	**769**	**717**	**1.912**	**949**	**923**	**2.942**	**4.857**	**4.856**	**5**	**32**	**33**
UTILIZACION												
INYECTADO	14	0	0	64	29	23	2.465	2.746	2.582	0	0	0
ARROJADO	226	65	69	143	194	137	72	655	787	3	3	3
OTROS USOS												
TRANSFORMADO PRODUCTOS Y MERMAS	124	383	323	162	92	96	190	136	131	1	0	0
COMBUSTIBLE	497	299	302	131	31	21	193	170	179	1	0	0
VENDIDO	185	22	24	1.413	603	644	22	1.149	1.177	0	29	30

Tabla N° 7.2.2.5 Distribución del gas por región

PLANES FORMULADOS

A continuación una breve relación de los diferentes planes formulados para el período 2006-2025 (gráficos N° 7.2.2.18 y 7.2.2.19), en donde se estimaba alcanzar una producción de aproximadamente 6000 MBPD. Al comparar los resultados reales obtenidos en el año 2012 con el estimado en el plan formulado 2006-2012, se tiene una disminución de 2935 MBPD. A esta diferencia en la producción de petróleo se debe la disminución de la producción de gas, y la utilización del gas destinado al levantamiento artificial (LAG) especialmente en Maracaibo para otros usos -ya que los pozos en su mayoría producen por el método de levantamiento de gas-, reducción de los proyectos de inyección de gas y agua, y la falta de inversiones en mantenimiento en las instalaciones de producción en general.

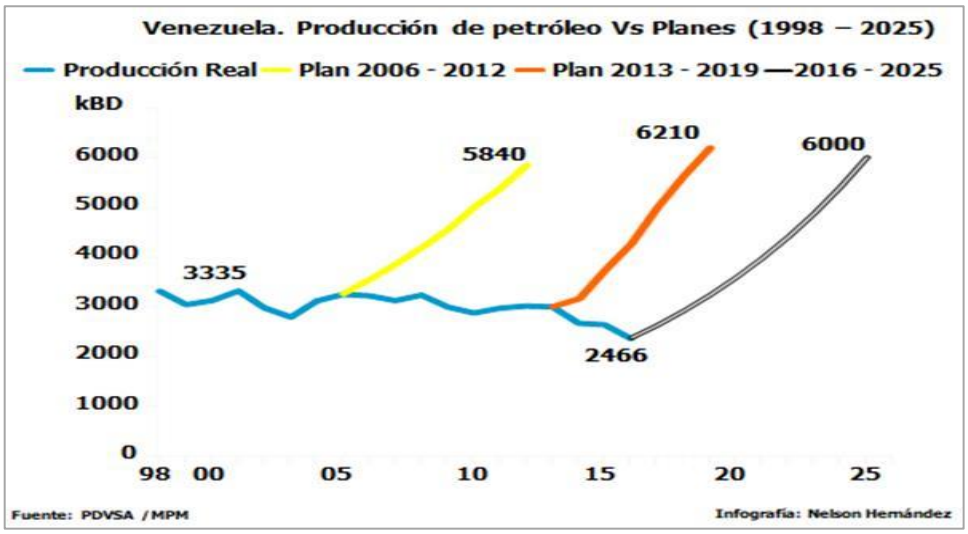


Gráfico N° 7.2.2.26 Venezuela. Producción de petróleo vs. planes (1998-2025)

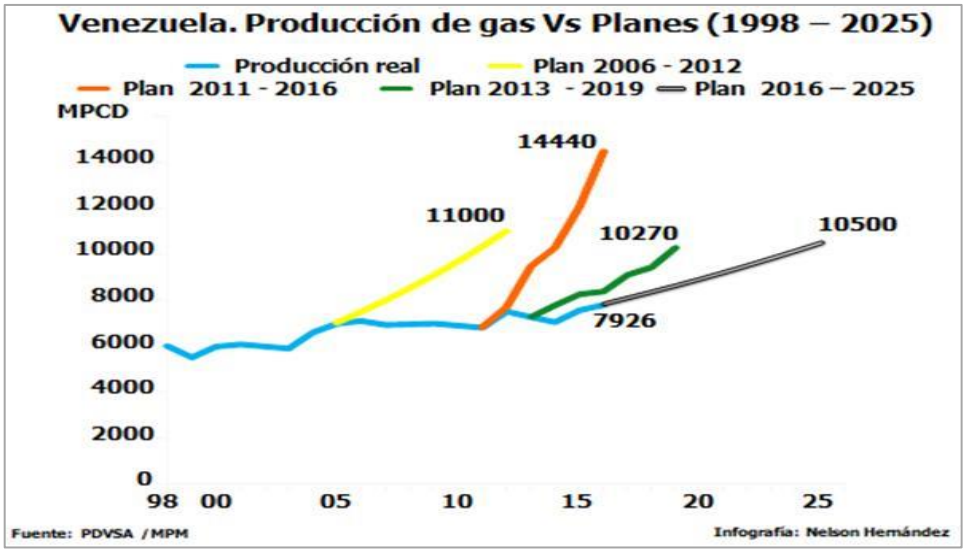


Gráfico N° 7.2.2.27 Venezuela. Producción de gas vs. planes (1998-2025)

Por los resultados obtenidos hasta el año 2016, resulta difícil o imposible alcanzar la meta de producción estimada, siendo las posibles causas que han afectado la caída de la producción la falta de mantenimiento a los pozos y a las instalaciones de producción, la suspensión de proyectos de inyección de agua y de gas en los yacimientos, retraso en la implantación de nuevos proyectos, entre otros. Es decir, el abandono total de todas las instalaciones de producción y equipos de apoyo al proceso de producción por la desviación de los recursos a otras actividades ajenas a la industria petrolera.

CONCLUSIONES

Con relación a la situación actual de PDVSA en lo que respecta a la producción de crudo, seguidamente se resumen algunos aspectos principales que se deberían considerar en el plan de acción:

1. La principal causa de la pérdida de producción en las áreas tradicionales es la DESINVERSIÓN y falta de mantenimiento a los pozos, poco o ningún control de los yacimientos, y el abandono de la infraestructura de superficie. Ejemplo de ello es el patio de tanques en Puerto Miranda en Occidente, en donde de 34 tanques de almacenamiento y bombeo, actualmente se encuentran operativos 20, y por otro lado, la falta del dragado del área del terminal, que trae como consecuencia la reducción de la capacidad de almacenaje de crudo, lo cual ocasiona retención de crudo en estaciones y patios de tanques en los campos y pocas entradas de buques por la poca profundidad de las aguas en el área.

2. Las condiciones actuales de los yacimientos obligan a la aplicación de diferentes tecnologías, tales como: implementación de proyectos de recuperación mejorada,

proyectos de recuperación terciaria, proyectos de inyección de demulsificantes que modifiquen la mojabilidad de las rocas de los yacimientos, disponibilidad de equipos de perforación de nueva generación, perforación direccional, dominio de la ingeniería, diseño y ejecución de pozos horizontales, así como la aplicación de nuevos diseños de fluidos de perforación, el uso de calentadores eléctricos de alta eficiencia para inyectar crudo caliente en forma alternada en yacimientos de crudos pesados y extrapesados para lograr una optimización de los costos.

3. La falta de gas tiene un gran impacto por haberse dejado de inyectarlo a los yacimientos desde 1980 en las cuencas del lago de Maracaibo y desde el 2009 deficientemente en la cuenca oriental al norte del estado Monagas, que tiene consecuencias incalculables para la industria petrolera.

4. Otro aspecto importante que influyó en los resultados mostrados, es que PDVSA se dedicó a realizar labores fuera del negocio medular, ejemplo de ello, construcción de viviendas, distribución de alimentos, olvidándose de realizar mantenimiento a las instalaciones petroleras e invertir en el desarrollo y crecimiento de las reservas, así como también en el entrenamiento del personal y asignación en cargos importantes de personal sin conocimientos del negocio medular.

5. Con base en el diagnóstico realizado, así como también, en cálculos realizados por el ingeniero Luis Soler,[4] exgerente de negocios internacionales de PDVSA, es posible concluir que la reducción de la producción de petróleo de PDVSA ha hecho que en los últimos seis años el país dejara de percibir un monto estimado en 142 MMMUS$ (foro *¿Tiene Venezuela futuro como país petrolero?,* organizado por el Grupo Orinoco en el IESA, el 24 de noviembre 2016).

6. Minimizar los tiempos improductivos en las actividades de perforación, rehabilitación de pozos e inyección de vapor, lo cual conlleva a una optimización de los costos.

A través de los 100 años de historia que transcurren hasta 2016 se han producido 71.067 MMBLS de las reservas recuperables tanto por métodos primarios, secundarios y estimulación con inyección alternada de vapor, quedando un remanente de 302.250 MMBLS. Teniendo en cuenta esto como premisa y el grado de madurez o agotamiento de nuestros yacimientos, con presiones por debajo del punto de burbujeo, es decir, se

[4] Situación actual y perspectivas de la industria petrolera nacional, Luis A. Soler Soto, Foro GO-Coener-IESA ¿Tiene Venezuela futuro como país petrolero?, 24/11/2016.

forman pequeñas y dispersas burbujas de gas en los poros que empujan al petróleo hacia el pozo, después de que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil y la producción de crudo cae y la producción de gas aumenta rápidamente, debido al aumento de permeabilidad relativa del gas, por lo que se requiere aumentar la presión del yacimiento. Para ello, se deben contemplar paquetes tecnológicos, tales como inyección continua de vapor, inyección de nanopartículas, entre otros, los cuales permitan aumentar la producción.

Lo antes expuesto demuestra que PDVSA presenta actualmente un preocupante, paulatino y creciente deterioro en todas sus operaciones. Esta situación influye severamente en la crisis económica que vive Venezuela y coloca a PDVSA en una paralización brutal de los programas de mantenimiento, suspensión de proyectos, fuga de capital humano por los bajos salarios e incentivos, entre otros factores que traen como consecuencia el aumento en el número de accidentes y de derrames petroleros.

Del análisis anterior, se concluye que para recuperar la pérdida de producción, la IPN debe mantener **un ritmo de desembolsos de gran magnitud**, tal como se explica detalladamente en el Capítulo IV de este informe, para lo cual será importante acometer, entre otras, las siguientes actividades:

- Establecer los planes y estrategias de explotación de los yacimientos.
- Establecer sinergia con proveedores y clientes para asegurar la ejecución de proyectos de generación de reservas y potencial.
- Generar y actualizar los modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos basados en estudios de riesgo e incertidumbre.
- Buscar e incorporar nuevas tecnologías y mejores prácticas que permitan incrementar las reservas y la producción.
- Proveer la infraestructura de superficie, mediante la ejecución de proyectos de desarrollo y optimización que soporten el Plan de Negocios.
- Operar eficientemente las instalaciones asociadas a la extracción y procesamiento de crudos, condensados, gas y agua.

Las grandes líneas estratégicas del Plan deben centrarse en:

- Búsqueda de fuentes alternativas de crudo liviano con bajos costos de exploración, así como el incremento del factor de recobro de aquellos yacimientos con segregaciones críticas y del factor volumétrico de reemplazo.
- Garantía de suministro de segregaciones claves de liviano/mediano de Occidente que alimenten el sistema de refinación nacional.
- Estrategia integral de dilución de crudo pesado y extrapesado, maximizando la producción de crudo diluido.
- Recolección del gas del norte de Monagas, la FPO y Occidente: implantar los proyectos de optimización y manejo de gas a corto y mediano plazo con el objetivo de contar con la infraestructura de superficie necesaria que permita garantizar el volumen y calidad de la entrega de gas rico a las plantas de extracción de LGN en el Oriente del país.

Estas estrategias servirán de guía para determinar una adecuada flexibilidad operacional, soportada en una capacidad tecnológica apropiada.

En resumen, los aspectos que requieren mayor esfuerzo para atenuar la pérdida de producción en Occidente, además de realizar las actividades generadoras de potencial, son disponer de un plan de generación de vapor y adquisición de generadores de vapor para los pozos de la Costa Oriental del Lago (Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero), así como también el reemplazo de las plantas compresoras en Bachaquero y Tía Juana, y la reparación o reemplazo de las instalaciones de producción en el lago de Maracaibo, las cuales están muy deterioradas. En Oriente, se debe prestar especial atención al norte de Monagas (campo El Furrial/Santa Bárbara) con la activación de la inyección de gas y agua para detener la declinación de los yacimientos.

REFERENCIAS

Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), anuario del Ministerio de Energía y Minas.

Informe de Gestión Anual PDVSA, 2016.

"PDVSA E&P en cifras 1980-1998", Gerencia de Presupuesto y Gestión del Departamento de Producción de Exploración y Producción de PDVSA, 1999.

Situación actual y perspectivas de la industria petrolera nacional, Luis A. Soler Soto, Foro GO-Coener-IESA ¿Tiene Venezuela futuro como país petrolero?, 24/11/2016.

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Procesamiento de Crudos y Petroquímica

En esta sección se presenta la situación actual del sector de manufactura de productos derivados de hidrocarburos (Refinación, Mejoramiento de crudos y Petroquímica), analizando la evolución de los últimos años, su desempeño organizacional, operacional y financiero, con el fin de identificar los principales aspectos que deben ser abordados para lograr una mejora de su gestión superando los problemas confrontados.

INTRODUCCIÓN

El petróleo crudo, tal como se presenta al salir del subsuelo, rara vez es adecuado para su empleo inmediato. Debe ser transformado, con ayuda de diferentes métodos físicos y/o químicos, en fracciones de comportamiento físico-químico análogo. Este proceso es lo que se conoce con el nombre de **Refinación**, cuyo objetivo principal es obtener la mayor cantidad posible de productos para satisfacer las necesidades del mercado. Para ello, los productos obtenidos tienen que ser, en primer lugar, valiosos atendiendo a su calidad, y al mismo tiempo, producirse en cantidades tales que satisfagan la demanda existente.

El proceso de separar el petróleo en diferentes fracciones o cortes (naftas o gasolinas, querosén, gasóleos atmosféricos y de vacío, residuos y asfaltos), purificar estos componentes y, en ciertos casos, cambiar su forma química y física, con la finalidad de obtener los productos requeridos por el mercado, se lleva a cabo en una refinería.

Entre los principales productos que se manufacturan en una refinería están:

- Combustibles: gas licuado de petróleo, gasolina, querosén, *jet fuel*, *diesel*, gasoil, combustibles residuales *(fuel oils).*
- Especialidades: solventes, lubricantes, ceras, asfaltos, otros.
- Insumos petroquímicos: naftas, olefinas, aromáticos.
- Otros subproductos: coque y azufre.

La refinería es un complejo industrial conformado por una serie de plantas e instalaciones, tanto de procesos como de servicios, dispuestas e integradas de manera lógica (tanto en paralelo como en serie), donde se lleva a cabo la transformación del petróleo mediante su separación o fraccionamiento, tratamiento y su conversión en productos de gran utilidad y de mayor valor comercial. Tal como se muestra en la Figura N° 7.2.3.1, se integra de cuatro grandes bloques:

- La sección de Destilación Atmosférica y de Vacío, donde se reciben el crudo y otros insumos que deban someterse a una separación física para obtener las principales corrientes intermedias y/o componentes de los productos derivados de la refinación.

- La sección de Tratamiento y Conversión, donde se transforman y/o se tratan las corrientes intermedias provenientes de las unidades de separación física para lograr los requerimientos de calidad y cantidad exigidos por el mercado. Algunas refinerías reciben en esta sección insumos a procesos tales como isobutano, destilados de vacío (VGO) e hidrógeno que requieren para alimentar los procesos de conversión o para convertir o valorizar las cargas a estas unidades.

- La sección de Mezcla y Despacho, donde se mezclan todos los componentes y corrientes finales obtenidas en las distintas unidades de procesos de la refinería para lograr las especificaciones requeridas por las recetas de Gases Licuados del Petróleo (GLP), gasolinas, destilados, residuales y productos de especialidades. En esta sección también pueden recibirse insumos a mezcla (como p. e. butanos, naftas y gasolinas naturales) que permitan valorizarlos al mezclarlos con otros componentes obtenidos en la refinería.

- Otras instalaciones, equipos y servicios, constituidas en primer lugar por los servicios básicos, como son energía eléctrica, gas, agua, vapor, aire, refrigeración y calor; en segundo lugar, instalaciones de tratamiento de efluentes líquidos, gaseosos y sólidos y, finalmente, otras áreas de soporte como talleres centrales, bomberos, almacenes y laboratorio. En la mayoría de las refinerías estos servicios son de uso exclusivo, propio o suministrado por terceros, a fin de garantizar una operación segura, ambientalmente integrada, confiable y continua de sus procesos de manufactura.

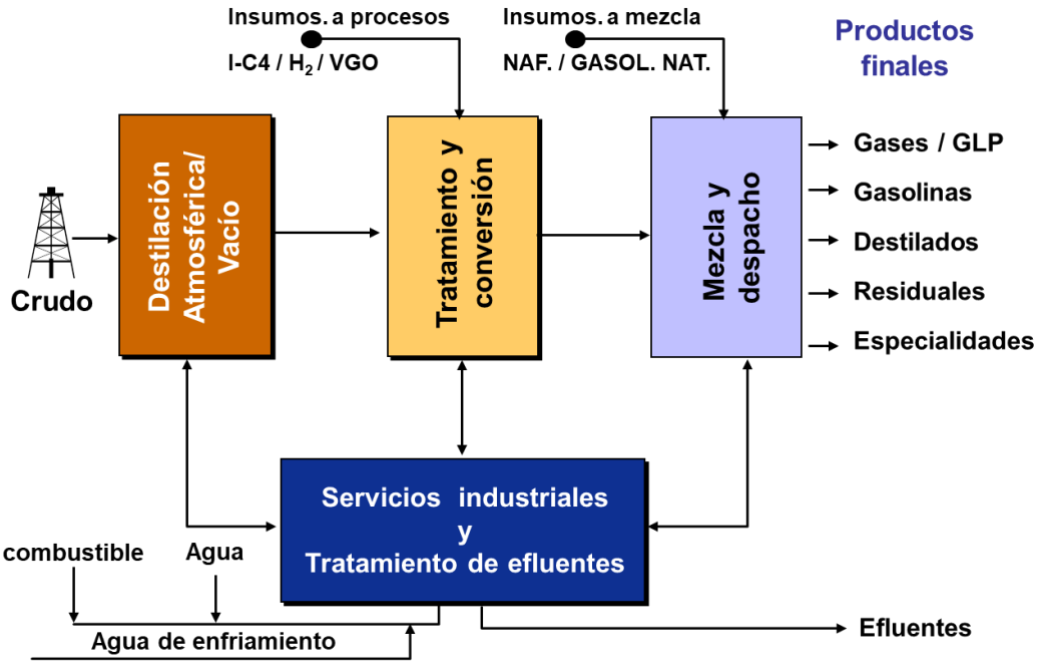


Figura N° 7.2.3.1 Esquema de procesos de una refinería

Dado el incremento en la producción de crudos pesados y extrapesados (P/XP) a nivel mundial, así como el potencial de producción de las reservas petrolíferas de este tipo de crudos descubiertas recientemente en el planeta, en la última década del siglo XX se desarrollaron esquemas de procesamiento que con base en las tecnologías existentes permitieran su mejoramiento cónsono con las características del petróleo que se extrae en las regiones productoras. En tal sentido, tanto las áreas de arenas bituminosas de Athabasca (Canadá) como en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), se ejecutaron

proyectos para procesar la producción de los nuevos desarrollos. Esto se logró instalando **mejoradores de crudo**, complejo industrial similar a una refinería con menos procesos de tratamiento y conversión, cuyo objetivo es procesar crudos extrapesados para generar un crudo sintético o crudo mejorado, que puede ser procesado en forma apropiada en una refinería convencional.

El procesamiento de un crudo (P/XP) en un mejorador persigue los siguientes objetivos:

- Aumentar su gravedad API.
- Reducir su viscosidad para hacerlo transportable.
- No manufacturar productos terminados sino un crudo sintético que permite su comercialización como crudo mejorado.
- Generar un crudo sintético refinable, que se caracteriza por:
    - Mayor contenido de naftas y destilados.
    - Menor contenido de residuales y contaminantes como azufre, asfaltenos, carbón y metales.

Por su parte, la **Petroquímica** emplea fundamentalmente gas natural y corrientes de refinería para su operación. Su función es transformar el gas natural y algunos derivados del petróleo en materias primas, las cuales representan la base de diversas cadenas productivas. Analizando las ventas mundiales del negocio petrolero (NP) vs. las del negocio químico (NQ) se registra una relación NQ/NP del orden de 2 a 3/1, lo que ratifica el valor agregado e importancia de la industria química en el ámbito mundial.[1]

La industria petroquímica es una plataforma fundamental para el crecimiento y desarrollo de importantes cadenas industriales como son la textil y del vestido; la automotriz y del transporte; la electrónica; la de construcción; la de los plásticos; la de los alimentos; la de los fertilizantes; la farmacéutica y la química, entre otras. Los productos petroquímicos pueden clasificarse, según su función o uso final, en básicos, polímeros, especialidades, productos de desempeño y agroquímicos; sin embargo, en términos prácticos y a los fines de esta discusión, se dividirán en productos básicos *(Commodities)* y en especialidades *(Specialities).* Es importante destacar que en cada etapa del proceso de conversión de las cadenas petroquímicas se agrega valor, por lo cual el producto final puede tener un valor varias veces superior al de la materia prima de origen, tal como se muestra en la Figura N° 7.2.3.2.

[1] European Chemical Industry Council (CEFIC)- www.cefic.org, International Energy Agency (IEA)- www.iea.org

Figura N° 7.2.3.2 Cadenas de productos petroquímicos

El segmento de los petroquímicos básicos se obtiene esencialmente de las áreas de conversión o procesamiento químico del gas natural y de las corrientes de refinerías. La mayoría de los productos obtenidos son intermedios que serán procesados en otros segmentos industriales.

Las especialidades constituyen aquellos negocios que usan como materia prima los básicos, intermedios y/o los inorgánicos y son convertidos, a través de uno o más procesos de transformación, en los ingredientes activos de los productos de consumo final.

La transformación de un compuesto en otro y la adición o sustitución de componentes es la esencia de las industrias de Refinación (sección de conversión) y de la Petroquímica.

Así como en Refinación, los procesos de conversión se basan en el rearreglo de moléculas, cuyos componentes son C, H y S, usualmente en la Petroquímica la "reactividad" del carbono y de los enlaces múltiples de los compuestos básicos (*building blocks* como olefinas y aromáticos) son los factores claves de la industria. En esta se combinan estos compuestos básicos con otros (principalmente cloro, oxígeno, agua y amoníaco), para dar origen a innumerables derivados de propiedades muy diferentes entre sí, conforme a un esquema general de una planta petroquímica como el que se muestra en la Figura N° 7.2.3.3.

Figura N° 7.2.3.3 Esquema general de una planta petroquímica

En los procesos petroquímicos, así como en refinación, los márgenes de ganancia son relativamente bajos, caracterizando al sector de manufactura por la competencia basada en costos y eficiencia de procesos para asegurar la viabilidad de las empresas dedicadas al sector. En este ámbito hay un alto número de productores y un marcado carácter cíclico de las ganancias asociadas a la variabilidad del precio tanto de las materias primas como de los productos derivados.

Para el año 2016[2] destacan entre las primeras 10 compañías líderes en ventas de productos químicos, tres empresas petroleras: Sinopec China/Petrochemicals (#3), SABIC Saudi Arabia/Petrochemicals (#4) y ExxonMobil USA/Petrochemicals (#6), además de una importante clasificación de petroleras como Royal Dutch Shell, Total (#7) y BP, entre otras. Y es que una de las principales estrategias que han seguido estas empresas es la profunda integración entre Refinación y Petroquímica, así por ejemplo ExxonMobil desde 1994 ha elevado en 40% los volúmenes de corrientes de refinería destinadas a la producción de químicos, mientras que en el caso de Shell 75% de su negocio químico se basa en estas corrientes.

Una implicación directa de esta estrategia es que sus refinerías están altamente integradas, tienen un mayor grado de complejidad y sus operaciones se orientan a la manufactura de productos químicos. Además, poseen amplias capacidades en productos básicos *(commodities),* como olefinas y/o aromáticos, ofreciendo un portafolio diversificado de productos y procesos de mayor valor.

[2] Global Top 50 Chemical Companies of 2016.
https://cen.acs.org/sections/global-top-50.html

SISTEMA DE REFINACIÓN NACIONAL

ANTECEDENTES

La pionera de la refinación en Venezuela fue la empresa venezolana Petrolia del Táchira que, en 1882, erigió en su sitio de producción y operaciones en La Alquitrana, cerca de Rubio, estado Táchira, un pequeño alambique de 15 BD de capacidad para suplir de querosén a las poblaciones vecinas en la cordillera andina, y mantuvo sus actividades hasta 1934. Sin embargo, en términos comerciales, fue en 1917 cuando la Caribbean Petroleum Company (antecesora de la Compañía Shell de Venezuela) construyó en San Lorenzo, estado Zulia, una refinería de 2.000 BD de capacidad para iniciar en grande la refinación en el país.[3]

Con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de 1943, el Ejecutivo Nacional estableció acuerdos con las concesionarias y las compañías se comprometieron a refinar la mayor cantidad posible de su producción en el país. Es así como se estimula la construcción y puesta en operación de las refinerías de Tucupita (Texas Petroleum, 1947), Cardón (Shell, 1949), Puerto La Cruz (Gulf Refining, 1950), El Chaure (Sinclair Oil, 1950), Amuay (Creole Petroleum, 1950), San Roque (Phillips Petroleum, 1952), Bajo Grande (Richmond, 1956), Morón (IVP traspasada después a CVP, 1958), El Palito (Mobil Oil, 1960) y El Toreño (Sinclair Oil, 1967).

A partir de enero de 1976, cuando se estatizó la industria petrolera venezolana, PDVSA comenzó a racionalizar las actividades de refinación en Venezuela (se cierran las refinerías de Tucupita, Caripito, Morón y El Toreño) y promulgó planes de cambios de patrón de refinación para adecuar las mayores refinerías del país a las exigencias del mercado, aumentar la producción de destilados y reducir la producción de residuales.

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente el país cuenta con una capacidad instalada de procesamiento de 1303 MBD, distribuida en seis refinerías de diferentes tamaños, uso y complejidad, cuya ubicación y capacidad total se muestra en la Figura N° 7.2.3.4. Este sistema está integrado por:

- El Centro de Refinación Paraguaná (CRP) que comprende las refinerías de conversión profunda de Amuay (645 MBD), Cardón (310 MBD) y de asfalto de Bajo Grande (16 MBD), con una capacidad total de refinación cercana a 1 MMBD lo que lo convierte en uno de los complejos refinadores más grandes del mundo.
- La refinería de conversión media de El Palito (140 MBD)

[3] El Pozo Ilustrado, Efraín E. Barberii, Fondo Editorial CIED, 4ta. edición, Caracas, 1998.

- La refinería de conversión media de Puerto La Cruz (187 MBD).
- La refinería de San Roque especializada en producción de ceras (5 MBD) en el oriente del país.

La industria de la refinación de Venezuela cuenta con instalaciones de gran flexibilidad en términos del tipo de crudo que puede procesar y de su capacidad de tratamiento, conversión media y profunda que le permite obtener un adecuado rango de rendimiento de productos. El factor de utilización típico se ubicó hasta el 2002 en aproximadamente 85%, operando las unidades con un esquema que satisfacía los requerimientos del mercado local y valorizaba los crudos manufacturando productos de alto valor para exportación.

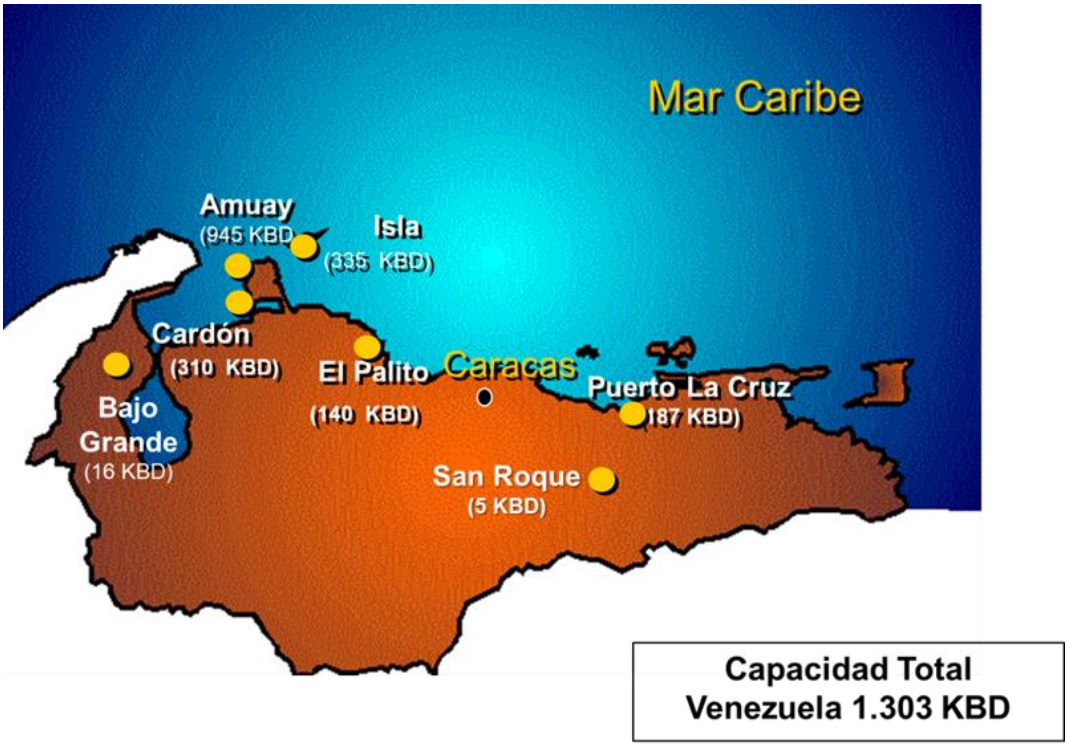


Figura N° 7.2.3.4 Sistema de refinación venezolano

Lamentablemente, de esta capacidad instalada para finales del año 2017 solo está siendo utilizada 40%, es decir, está procesando unos 521.2 MBD, según los informes operacionales de las distintas refinerías. Este deterioro de la disponibilidad operativa de la capacidad instalada de refinación se manifiesta en bajas y discontinuas corridas de crudo, limitación en procesamiento por indisponibilidad de dietas típicas de diseño, creciente producción de combustibles residuales y productos semielaborados a expensas de gasolinas y destilados que antes exportábamos y ahora importamos.

Según los análisis presentados por distintos especialistas en las reuniones del Comité de Manufactura (Comaf) del Centro de Orientación en Energía (Coener) en el año 2017[4] esta situación operacional de las refinerías venezolanas pudiera resumirse como sigue:

Crítica situación operacional

- Índices de seguridad altamente deficientes.
- Reducción progresiva del nivel de procesamiento de crudos.
- Paradas continuas no programadas y unidades principales de manufactura de gasolinas y destilados fuera de servicio (conversión media/profunda y tratamiento).
- Reducción creciente de la calidad del paquete de productos.
- Importación creciente de insumos y productos semielaborados para mezcla.
- Márgenes de refinación crecientemente negativos en un entorno internacional de márgenes favorables (bajos precios crudo/otros insumos).

Incapacidad de PDVSA para revertir esta situación

- 70 paradas programadas no ejecutadas.
- Necesidad de inversiones urgentes para repotenciar el sistema.
- Necesidad de retomar los criterios gerenciales de seguridad, confiabilidad operacional, eficiencia y eficacia en la gestión vs. criterios de orden político.

Todo lo anterior ha llevado a una drástica reducción del nivel de procesamiento de crudo y de la producción de derivados de mayor valor, como gasolinas y *diesel*, tal como lo ilustran los Gráficos N° 7.2.3.1 y 7.2.3.2.

[4] Presentaciones Luis A. Soler Soto, F. J. Larrañaga, Oswaldo Gómez, Antonio Méndez, 2do. semestre 2017.

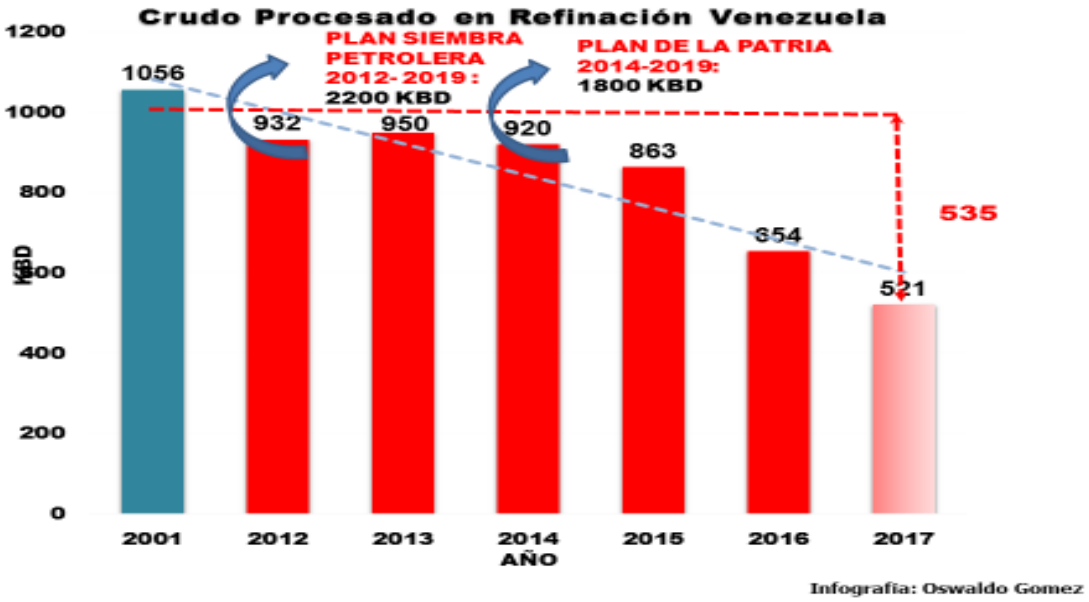


Gráfico N° 7.2.3.1 Crudo procesado en Refinación / Venezuela 2001-2017

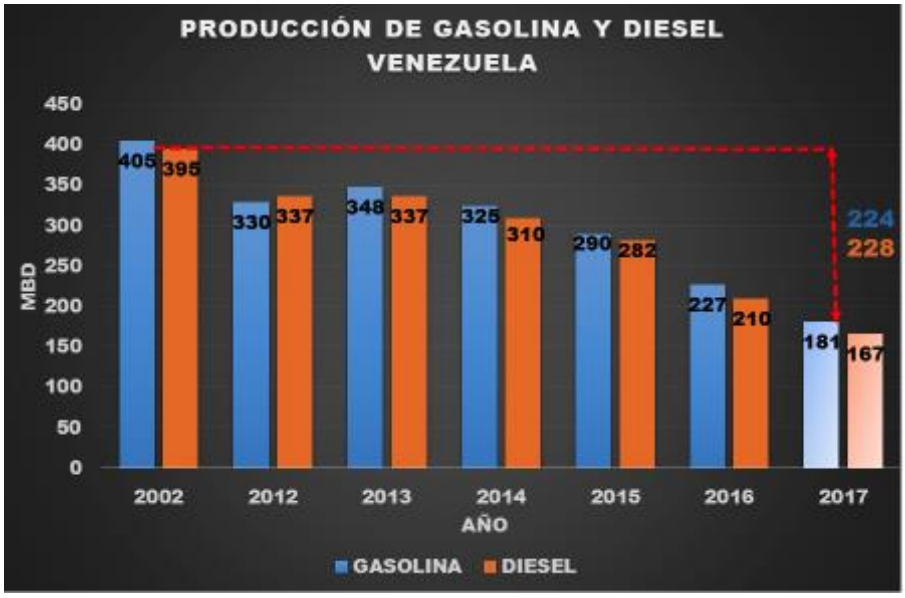


Gráfico N° 7.2.3.2 Producción de gasolinas y *diesel* en Refinación / Venezuela 2002-2017

Este profundo deterioro de la gestión operacional, del estado/disponibilidad de las instalaciones, la falta de mantenimiento mayor, la falta de recursos, tanto financieros como humanos, ha llevado al Sistema de Refinación Nacional al colapso con frecuentes paradas de plantas no programadas, que han obligado al país a importar combustibles,

gasolina y *diesel* en los últimos años, comprometiendo la seguridad energética de los venezolanos. Solamente en el año 2017 las importaciones de gasolina y *diesel* desde Estados Unidos han promediado los 80 MBD (Fuente: EIA). Esto impone recuperar en forma prioritaria la capacidad de destilación perdida, así como el tren de producción de gasolinas y *diesel* (unidades de Craqueo Catalítico y de componentes de alto octanaje como las unidades de Alquilación/Reformación, conversión profunda de residuales y de hidrotratamiento de gasóleos), retomar el modelo de excelencia operacional de una empresa eficiente, productiva y orientada a la mejora continua de su gestión, centrada en los conceptos de seguridad, confiabilidad y rentabilidad del negocio de los hidrocarburos.

Mención especial merece el incidente ocurrido en la Refinería de Amuay el 25 de agosto de 2012, en el que, según la fuente oficial, perdieron la vida 42 personas, 150 resultaron heridas y 5 aún permanecen desaparecidas. De este accidente, el Centro de Orientación en Energía (Coener) presentó a la opinión pública los resultados de su investigación realizada por un equipo de técnicos y especialistas, documento que fue publicado el 25 de agosto de 2013 en el blog de Coener http://coener2010.blogspot.com/ y que incluso fue entregado personalmente al presidente de la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional. En este informe se presentó el análisis del accidente, sus causas potenciales; su impacto de tipo material, económico y ambiental para la corporación PDVSA y el país; las conclusiones que se derivan de la investigación, y un conjunto de recomendaciones orientadas a evitar recurrencia de accidentes similares en la Industria Petrolera Nacional. Allí se resaltó que la tragedia se produjo por la pérdida de la cultura de seguridad y confiabilidad operacional, evidenciada por serias deficiencias operacionales y de mantenimiento, la secuencia de eventos alejados de las buenas prácticas operacionales, previos a la explosión e incendio, la lamentable ausencia de los sistemas de alarma, de procedimientos efectivos de combate de incendios y de la aplicación oportuna de adecuados procedimientos de evacuación.

Adicionalmente, quedó claro que este lamentable accidente no fue un hecho fortuito. La tendencia creciente de paradas no programadas, la extensión de paradas programadas en las refinerías y el recurrente aumento de la accidentalidad en todas las instalaciones industriales de PDVSA, y particularmente en las refinerías, son consecuencia directa de la decisión de despedir en el año 2003 a más de 20.000 trabajadores, irresponsable acción que desprofesionalizó sus cuadros gerenciales y técnicos, agravado por el hecho de desviar la atención de la empresa de sus actividades medulares para convertirla en un brazo ejecutor de múltiples actividades ajenas al negocio petrolero.

Sumado a lo anteriormente expuesto, la caída tan pronunciada en los niveles operacionales de las refinerías venezolanas ha traído también un impacto significativo en la cantidad de divisas no generadas (lucro cesante) en este sistema en los últimos años que, según estimaciones del ingeniero Luis Soler,[5] le ha costado al país entre los años

2011 y 2016 unos 17.500 MMUS$ por una ganancia inferior a la esperada (menor margen de refinación)[6] y un nivel de procesamiento inferior a la corridas normales de refinación en Venezuela.

En lo que respecta a proyectos de Refinación, desde que se completó el de valorización de corrientes de la Refinería de Puerto La Cruz en el 2002 no se ha incorporado ningún nuevo proceso en el Sistema de Refinación Nacional. El último plan del Sistema de Refinación Nacional de PDVSA 2017-2022 contemplaba inversiones del orden de 14.9 MMUS$, asociadas a la ejecución de los proyectos del CRP, refinerías Batalla de Santa Inés, Cabruta y Petrobicentenario, la expansión de capacidad en las refinerías de El Palito y Puerto La Cruz, con lo que se añadirían unos 163 MBD al sistema de Refinación Nacional, para un total de 1466 MBD al final del período del Plan PDVSA 2017-2022. Sin embargo, al cierre del 2017, dada la limitación de recursos y la incapacidad de PDVSA para conseguir financiamiento, todos estos planes se encuentran paralizados sin avizorarse en qué fecha pudieran reactivarse.

SISTEMA MEJORAMIENTO FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (FPO)

ANTECEDENTES

La Faja Petrolífera del Orinoco está situada al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del río Orinoco. Específicamente se ubica al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas con una extensión de 55.000 km^2 kilómetros cuadrados, considerada como una de las acumulaciones de hidrocarburos pesados y extra-pesados más grandes del mundo, con reservas recuperables en el orden de los 270 mil millones de barriles (si se considera un 20% de factor de recobro) y 1,35 billones de barriles de petróleo in situ. En 1935 se perforó el primer pozo en la FPO, el Canoa N° 1. En esa época, diversas empresas internacionales iniciaron actividades exploratorias en el área. Sin embargo, dadas las características de los crudos encontrados (baja gravedad, alta viscosidad y contenido de metales) el interés de estas empresas sobre la FPO decayó rápidamente. Finalmente, en 1977 el Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio de Energía y Minas, asignó a PDVSA la responsabilidad de planificar y ejecutar las actividades necesarias para evaluar y desarrollar los recursos energéticos de la Faja.

[5] El margen de refinación es la diferencia entre el valor de los derivados del petróleo producido por una refinería y el valor del petróleo crudo del cual fueron refinados. Si se le deduce los costos de procesamiento se conoce como margen neto de refinación.

Debido a los grandes volúmenes de reservas de crudo extrapesado y bitumen de la FPO, antes de 1998 se establecieron tres estrategias para asegurar la salida o disposición de esas corrientes de difícil comercialización: la mezcla o dilución con crudos livianos (ya analizada anteriormente), la transformación química en las plantas de mejoramiento y la Orimulsión. Esta última consiste en mezclar el bitumen con agua y un aditivo químico para facilitar el transporte hasta las plantas generadores de electricidad, donde sería quemado, compitiendo favorablemente con el carbón mineral.

A principios de los años 90, como resultado de los pronósticos de la demanda internacional de hidrocarburos y las enormes reservas de crudos pesados y extrapesados existentes en la Faja, PDVSA elaboró conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minas los términos y condiciones marco para llevar a cabo los Convenios de Asociación para la explotación y mejoramiento de crudos extrapesados.

Las Asociaciones Estratégicas se constituyen con el fin de ejecutar las actividades verticalmente integradas necesarias para la exploración, desarrollo, producción, explotación, mezcla, transporte, refinación, mejoramiento y comercialización del crudo extrapesado producido en diversos bloques de las áreas de Zuata, Hamaca y Cerro Negro de la FPO. En todos los proyectos, el crudo extrapesado se diluye en los campos de producción y luego se transporta por oleoducto al Complejo Industrial de Jose, situado al norte del estado Anzoátegui, donde se procesa en plantas de mejoramiento para generar un crudo sintético de alta gravedad que será comercializado en el mercado internacional. Así mismo, el diluente se separa en las plantas de mejoramiento y se recircula a los campos de producción. Durante la fase de construcción de las plantas de mejoramiento, las Asociaciones explotaron una producción temprana de desarrollo a fin de asegurar el nivel óptimo de potencial de producción al momento de la puesta en marcha de esas plantas y mejorar la factibilidad económica de los proyectos.

Los volúmenes de crudo extrapesado que deben ser producidos por cada Asociación Estratégica, así como las características de los crudos sintéticos (SCO) en términos de volumen y gravedad API,[6] se muestran en la Figura N° 7.2.3.5.

[6] Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco, enero 2011, PDVSA.

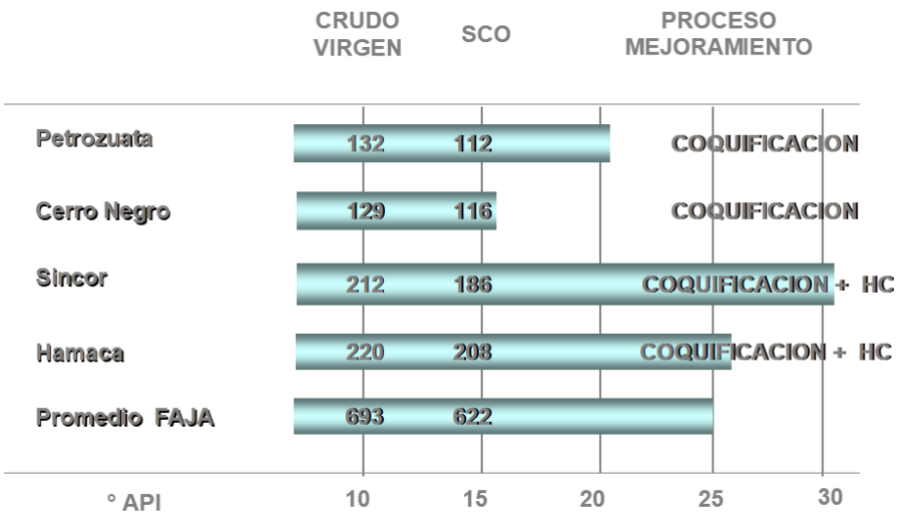


Figura N° 7.2.3.5 Producción de crudos mejorados en la FPO

La tecnología de conversión utilizada para todos los proyectos fue la de Coquificación Retardada con o sin Hidrotratamiento/Hidrocraqueo de las naftas, destilados y gasóleos (HC), o desvío de los fondos de vacío, de lo cual depende la calidad final de crudo sintético (16 a 32°API). El volumen total de crudo extrapesado para producir en estos proyectos sería de 693 MBD, y el volumen total de crudo sintético producido sería de 622 MBD, con una gravedad promedio de 24,5° API, calidad similar al promedio del paquete de los crudos producidos por PDVSA.

Para mejorar y comercializar los crudos extrapesados es necesario remover el alto contenido de carbón, metales y de azufre que contienen, siendo estos subproductos de difícil disposición. En particular, los proyectos aprobados de la FPO contemplaban producir unas 15.000 toneladas por día de coque de alta dureza y alto contenido de azufre y metales, y alrededor de 2000 toneladas por día de azufre elemental, distribuidos por proyecto como se muestra en la Figura N° 7.2.3.6. En este sentido, los proyectos contemplaban las instalaciones y contratos para su manejo y comercialización vía *outsourcing* con empresas especializadas.

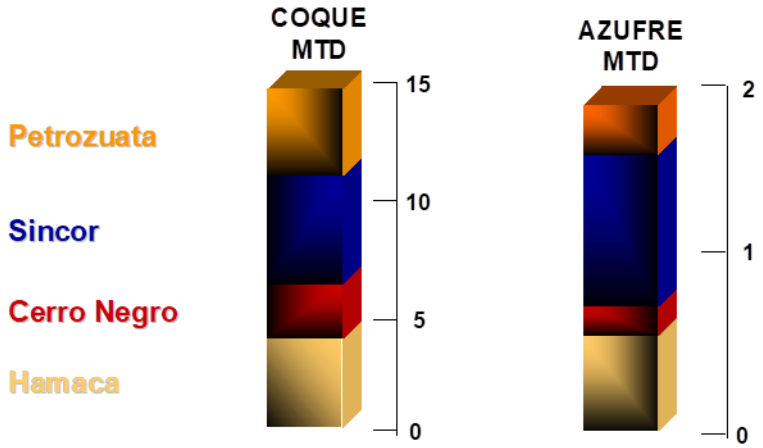


Figura N° 7.2.3.6 Producción de coque y azufre en los mejoradores de la FPO

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

Las Asociaciones Estratégicas, cuyos mejoradores se instalaron desde su origen en el Complejo de Jose en la ubicación que se indica en la Figura N° 7.2.3.7, se convirtieron en el año 2007 en empresas mixtas. Tres de estas empresas, Petromonagas, Petrocedeño y Petropiar, corresponden respectivamente a las antiguas asociaciones de la FPO bajo las asociaciones denominadas Petrolera Cerro Negro S.A., Sincrudos de Oriente S.A. (Sincor) y Petrolera Ameriven Hamaca C.A. (Ameriven). En estas nuevas empresas mixtas la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) maneja la mayoría accionaría en representación del Estado (participación mínima de PDVSA es 60%). En el caso de Petrolera Zuata S.A., PDVSA pasó de un 49,9% a un 100% de participación del negocio.

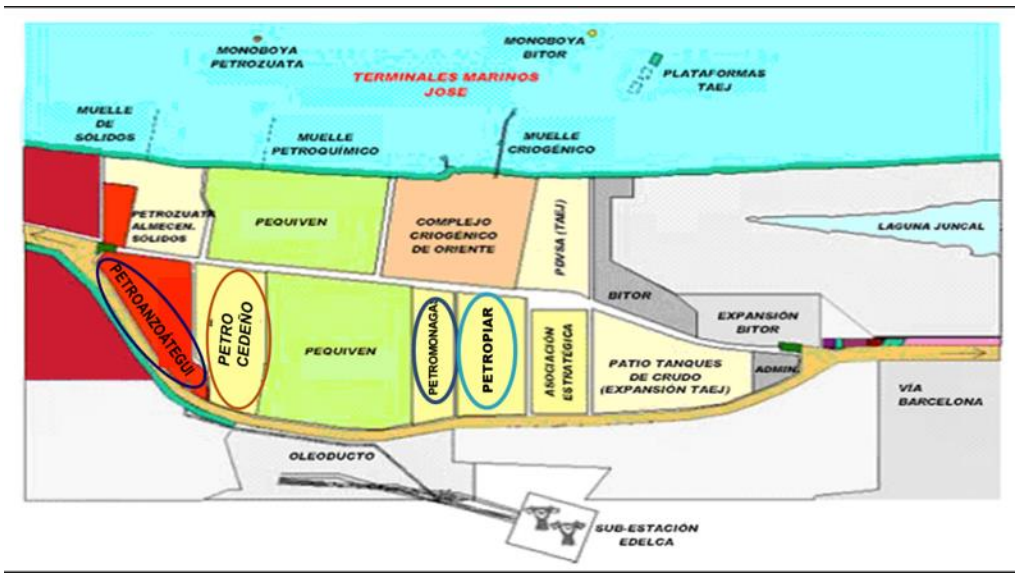


Figura N° 7.2.3.7 Mejoradores de la FPO en el Complejo industrial José Antonio Anzoátegui

Con la puesta en servicio en el 2004 se completa la infraestructura del sistema de mejoradores en Jose previsto en el programa de las Asociaciones Estratégicas para la valorización del crudo extrapesado de la FPO. Después de haber logrado manufacturar 531 MBD de crudo mejorado en 2005,[8] su nivel más alto de producción, la misma comenzó a decaer con un progresivo deterioro desde que PDVSA tomó la mayoría accionaria y el control operativo de las instalaciones. La información disponible indica que los mejoradores de empresas mixtas están operando actualmente a menos de 70% de su capacidad instalada (por debajo de 400 MBD de producción de crudo sintético para finales de 2017), y están generando un elevado nivel de contaminación por coque y azufre que deteriora el ambiente y perjudica a la población de Puerto Píritu, estado Anzoátegui. Esto es consecuencia directa de múltiples problemas operativos, de seguridad, demoras en la realización de las paradas programadas de mantenimiento mayor de las plantas, ineficiencias y baja productividad, incrementando el volumen de crudo extrapesado que requiere dilución.

Paralelamente PDVSA no ha logrado iniciar la construcción de ninguno de los mejoradores de crudo extrapesado previstos para el desarrollo de la FPO en el Plan de Siembra Petrolera (parte del Plan de la Patria 2013-2019), lo que aleja la posibilidad de contar con crudo sintético para dilución de cualquier producción incremental de crudos extrapesados. Sin embargo, es importante señalar que este uso del crudo sintético debe ser evaluado a fondo técnico-económicamente ya que no es evidente su conveniencia.

Por otro lado, el Ministerio de Petróleo y Minería decidió en 2006 eliminar el negocio de producción y venta de Orimulsión, a pesar de estar dirigido al sector eléctrico donde el *fuel oil* ya no tenía cabida, y solo competía con el carbón. Lo más importante era que el crudo destinado a este propósito (bitumen, hidrocarburos extrapesados de alta viscosidad) no consumía diluentes ni requería procesamiento adicional. El argumento fundamental presentado fue que la disposición de este crudo/bitumen por la vía de mezclas resultaba más rentable que la opción de Orimulsión. Con ello, se decidió injustificadamente aumentar a futuro los requerimientos de crudos livianos (u otros componentes) para realizar las mezclas del crudo extrapesado, tal como ocurre en este momento.

Es importante enfatizar que el volumen de crudo extrapesado y bitumen de la Faja del Orinoco no es elevado. En realidad están retrasados los planes de la llamada producción temprana. Así nos encontramos con que hoy Venezuela no cuenta ni con la tecnología de Orimulsión, ni con los recursos de refinación y mejoramiento para procesar o diluir volúmenes de crudo extrapesado/bitumen, que ahora exigen la importación de diluente o crudo liviano como única alternativa a dejar de producirlos. Esta situación está disminuyendo la calidad del paquete de exportación con un alto impacto económico en su valorización. Es fundamental entonces recuperar la disponibilidad de la capacidad instalada de los mejoradores y considerar la ampliación a bajo costo de la misma prevista en los proyectos originales.

[7] Cuadro 37 - Asociaciones de la Faja del Orinoco, PODE, 2008.

SISTEMA DE REFINACIÓN INTERNACIONAL

ANTECEDENTES

Dado que el futuro de la industria petrolera venezolana se visualizaba crecientemente dependiente de sus inmensas reservas y de su producción de crudos pesados, de difícil colocación en los mercados por su relativa baja calidad y por la limitada capacidad de refinación disponible, PDVSA decide, a mediados de la década de los 80, adoptar estrategias de integración vertical de la industria como la opción más idónea, por sus menores inversiones, menores riesgos comerciales y más rápida implementación. Es así como se inicia la compra de activos de refinación y mercadeo en el exterior para llevar nuestras reservas de crudos pesados como productos cada vez más cerca de los consumidores finales, y se desarrolla la Orimulsión™ (emulsiones de crudo pesado en agua) para competir con el carbón como combustible en el sector eléctrico. La colocación segura de los crudos a través de la internacionalización de los negocios de PDVSA comenzó a aplicarse en 1983 con el acuerdo firmado con la Veba Oel A.G. de Alemania Federal para crudos pesados/extrapesados. Esta asociación permitió a PDVSA penetrar en el mercado alemán, asegurando la colocación anual de 100.000 BD de crudos venezolanos y aumentar ese volumen en 45.000 BD a partir de septiembre de 1985.

La PDVSA de entonces siguió adquiriendo progresivamente instalaciones de refinación y mercadeo en el Caribe, EE.UU. y Europa, las cuales para diciembre 2002 sumaban una capacidad de unos 2,0 millones de barriles diarios a nivel internacional, muy por encima de la capacidad local de 1,3 millones de barriles diarios. Esto permitió que PDVSA se situara como el tercer plantel de refinación entre las compañías petroleras del mundo, con una capacidad de refinación de 3,3 MMBD, con participación en 24 refinerías situadas en Venezuela (6), Estados Unidos (8), Alemania (4), Suecia (2), Bélgica (1), Reino Unido (2), el Caribe (1) y Curazao (1 bajo contrato de alquiler), tal como se muestra en la Figura N° 7.2.3.8.

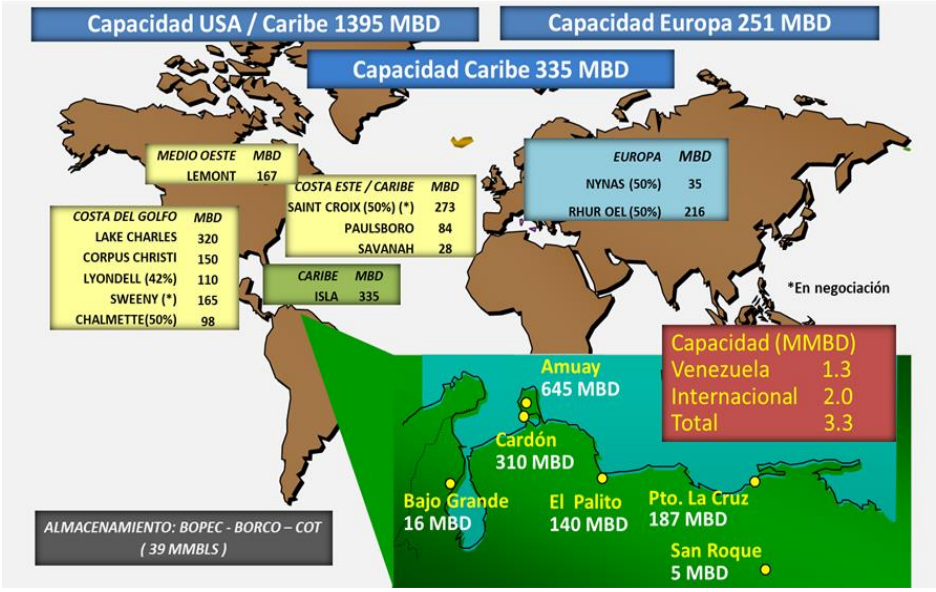


Figura N° 7.2.3.8 Sistema de Refinación PDVSA, diciembre 2002

Para apoyar sus objetivos en mercadeo internacional, PDVSA suscribió un conjunto de contratos de venta de crudos mediante la internacionalización, orientados a asegurar la mayoría de sus exportaciones de hidrocarburos a través de su participación accionaria, que fue creciendo para asegurar la colocación de más de 1,3 MMBD que, además de las refinerías del exterior, incluía:

- Participación accionaria en 6 oleoductos en Europa y 13 en EE.UU.
- Participación accionaria en 35 terminales en Europa, 59 en EE.UU. y 4 en el Caribe.
- Acceso a 2358 estaciones de servicio en Alemania y una posición líder en EE.UU. con 15.079 estaciones.
- Importante posición mundial en negocios de asfalto, lubricantes nafténicos y aromáticos a nivel mundial y de gasolina en el mercado norteamericano.

Para cualquier conocedor del negocio petrolero es evidente que cuando PDVSA emprendió su estrategia de internacionalización en refinación no compró refinerías. Compró un mercado cautivo, integrado desde la refinación hasta la estación de gasolina. Adicionalmente su ejecución permitió:

- Incrementar la producción de PDVSA de crudos P/XP con alto contenido de contaminantes (principales reservas de Venezuela).
- Colocar esos crudos P/XP menos competitivos en el mercado internacional.
- Acceder a refinerías complejas de EE.UU., en venta a precios atractivos en mercados premium, adecuadas para el procesamiento de sus crudos P/XP.
- Adquirir activos de refinación, distribución y mercadeo en el exterior para garantizar colocación de volúmenes importantes de crudos P/XP (integración vertical).

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

El sistema internacional de refinación de PDVSA se ubica básicamente en tres regiones: Estados Unidos, Caribe y Europa, para una capacidad equivalente total actual de 2,5 MMBD, como se observa en la Figura N° 7.2.3.9.

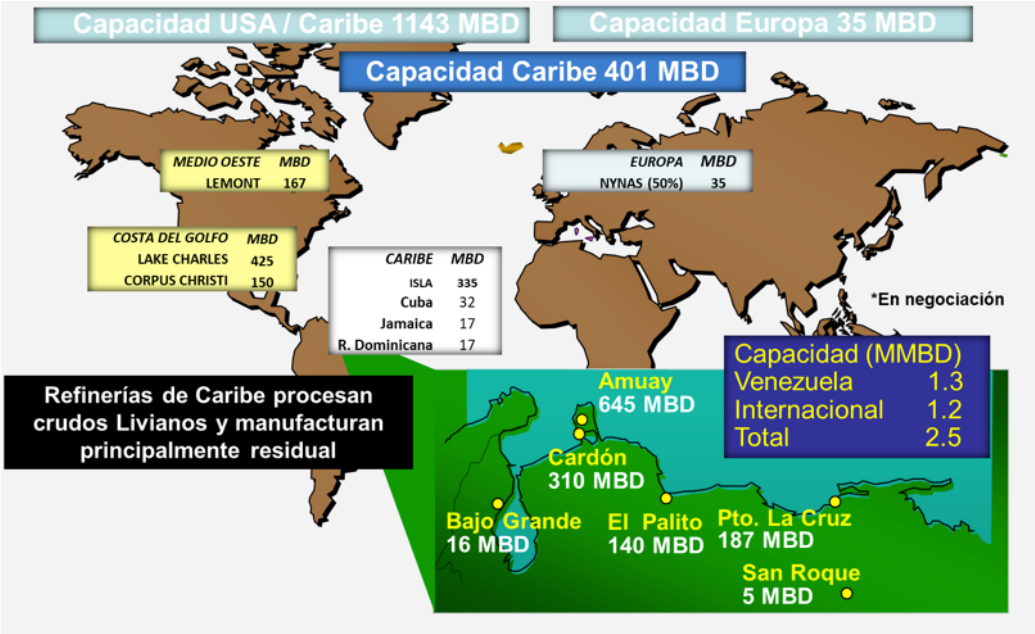


Figura N° 7.2.3.9 Sistema de Refinación PDVSA, agosto 2016

Este desmantelamiento progresivo de activos internacionales de refinación registrado hasta 2016 obedece a las siguientes transacciones:

2006: Venta de 41,5% de participación en Lyondell (265 MBD) - 1315 MMUS$
Impacto: Pérdida de capacidad para procesar 109 MBD de crudos P/XP.

2007: Venta refinerías/instalaciones despacho de CITGO Asphalt - 450 MMUS$
Impacto: Pérdida de capacidad de colocación 112 MBD crudos P/XP en mercado Premium.

2008: Venta de 50% activos de Ruhr Oel en Alemania (216 MBD) - 1500 MMUS$
Impacto: Pérdida de márgenes de refinación/petroquímicos/mercadeo de 216 MBD de crudos/productos en Europa entregando mercado a Rosneft (empresa compradora).

2008+: Desembanderamiento de + 6000 estaciones de servicio con logo CITGO.

2012: Venta de instalaciones de almacenaje en el Caribe (Borco).

2014-2016: Venta de participación en activos de refinerías Lyondell, Sweeney y Chalmette, y cierre de Saint Croix.

La Refinería de Saint Croix, compartida con Amerada Hess, suministraba productos al mercado de los Estados Unidos y el Caribe, tuvo que ser cerrada en el año 2012 y convertida en terminal de crudos y productos, al no poder competir con las refinerías americanas del golfo de México que gozan de un suministro barato de gas combustible mientras que Hovensa tenía que quemar combustible líquido. Adicionalmente, si se toma en consideración que el factor de disponibilidad de la Refinería Isla en Curazao ha venido reduciéndose en los últimos años, esto se traduce en una contracción substancial de la capacidad neta global de la empresa en materia de refinación internacional en los últimos diez años. Paralelamente, y como parte de los acuerdos geopolíticos de Petrocaribe, PDVSA adquirió participación en pequeñas refinerías en Cuba, Jamaica y República Dominicana. Debe destacarse que estas tres refinerías aún operan en el esquema simple modo *Hydroskiming* y requieren de fuertes inversiones para su modernización.

Hoy en día el corazón del negocio internacional de PDVSA lo representa la filial CITGO en los Estados Unidos con tres refinerías (Lake Charles, Luisiana; Corpus Christi, Texas; Lemont, Chicago, Illinois) con capacidad de conversión profunda para procesar 742 MBD, integración de procesos petroquímicos, instalaciones conexas de almacenaje, transporte, distribución y mercadeo de productos de alta calidad. Esta empresa, junto con el arrendamiento a largo plazo de la Refinería Isla en Curazao, con 335.000 barriles diarios de capacidad (aunque su nivel adecuado de proceso para maximizar la producción de destilados es del orden de 220 MBD), conforman hoy el 90% de la capacidad de refinación y mercado internacional de la PDVSA actual. La mayor parte del crudo es suministrado por PDVSA bajo la forma de contratos a largo plazo.

De acuerdo con el informe del Comisario de PDVSA[8] correspondiente a 2013, desde 1998 hasta el pasado año, CITGO ha generado un total de 8900 MMUS$ de ganancia (un promedio de 556 MMUS$ por año) y pagado un total de 9300 MMUS$ a PDVSA como dividendos. Con un capital empleado promedio anual de 1572 MMUS$, estas cifras reflejan un retorno promedio respecto al capital sobre el 35% anual, lo cual demuestra la alta rentabilidad de CITGO. Tal como lo expuso Coener,[9] CITGO es un activo estratégico altamente rentable que el país valorará cada vez más en el futuro, dado que sirve para múltiples funciones:

- Refinar nuestro crudo pesado.
- Procesar crudo pesado de otros productores.
- Intercambiar crudos y productos con otras empresas.
- Constituye un conjunto de activos insustituibles con un alto costo de reemplazo.
- Integra PDVSA al negocio de refinación y mercadeo americano que ha demostrado ser altamente rentable en los últimos 16 años.

[8] Informe del Comisario, PDVSA Ejercicio anual 2013.
[9] Comunicado Coener sobre importancia de CITGO para PDVSA y Venezuela, 16/09/2014.

En el corto y mediano plazo, Estados Unidos, Canadá y México necesitarán capacidad adicional de refinación para su producción creciente de crudos y los problemas ambientales dificultan, demoran y aumentan los costos de nuevas construcciones. Cuando esto suceda CITGO valdrá mucho más que hoy. Paralelamente, el mercado de crudos pesados en la costa del golfo de EE.UU. seguirá siendo un mercado atractivo para Venezuela, cuyo valor estratégico crece con el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En lo que respecta a inversiones ante la escasez de recursos, PDVSA suspendió sus planes internacionales, entre los más notorios, la nueva refinería Abreu e Lima de 230 MBD al nordeste de Brasil, conjuntamente con Petrobras; una nueva refinería en Asia de 380 MBD de crudos pesados, conjuntamente con PetroChina en la provincia de Guandong; una nueva refinería en Siria de 140 MBD en asociación Venezuela-Siria-Irán; una asociación tipo *joint venture* de 300 MBD con Petroecuador en Manabí, y la expansión desde 65 MBD hasta 150 MBD de la Refinería Camilo Cienfuegos en Cuba. Igualmente debió paralizar las actividades de reactivación que había iniciado en la Refinería de Aruba.

PETROQUÍMICA

ANTECEDENTES

Dada la importancia adquirida por la petroquímica después de la Segunda Guerra Mundial, Venezuela optó en 1953 por una mayor utilización del gas natural y ciertos derivados del petróleo a través de los procesos petroquímicos. Para lograrlo creó la Petroquímica Nacional, adscrita al entonces Ministerio de Minas e Hidrocarburos, que se ocupó de la misma hasta el 1° de julio de 1956, cuando se crea el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP). Originalmente la acción de este estuvo circunscrita al desarrollo del Complejo Petroquímico Morón, propiedad exclusiva de la nación; posteriormente dicha acción llevó a la creación de empresas mixtas, donde el capital venezolano contribuye con el capital extranjero a la instalación de plantas petroquímicas. De 1968 a 1973 se construye el Complejo Petroquímico El Tablazo centrado en producción de olefinas a partir del gas.

Desde entonces la industria petroquímica venezolana evolucionó en su estructura y organización para finalmente ser transformada (1977) en Petroquímica de Venezuela S.A. (Pequiven), que pasa a ser una de las filiales de Petróleos de Venezuela (PDVSA). Desde su transformación, Pequiven ha vivido sucesivas etapas de reestructuración, consolidación y expansión en las que ha ampliado su campo de operaciones desarrollando un importante mercado interno y externo para sus productos.

Es importante señalar que en el año 1983, por primera vez en su historia, la Industria Petroquímica estatal generó ganancias que ascendían a 27millones de bolívares, en 1988 arranca la nueva planta de Ácido Sulfúrico y se amplían los servicios industriales asociados en el Complejo Petroquímico Morón.

En 1990, con el propósito de adaptarse a los requerimientos del negocio petroquímico, Pequiven se reorganiza en tres unidades de negocios: Olefinas y Plásticos, Fertilizantes y Productos Industriales. En 1995 las ganancias netas estuvieron alrededor de 34 mil millones de bolívares y en el año siguiente a 114 mil millones de bolívares.

Y finalmente en el año 2005, el presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Rafael Chávez, decreta la transformación de Pequiven como Corporación Petroquímica de Venezuela, independiente de PDVSA y adscrita al Ministerio de Energía y Petróleo y es relanzada en marzo de 2006.

COMPLEJOS PETROQUÍMICOS EXISTENTES EN VENEZUELA

Tal como se muestra en la Figura N° 7.2.3.10, la empresa petroquímica del estado venezolano Pequiven S.A., mantiene complejos de producción en el Oriente (José Antonio Anzoátegui, Jose) y Occidente (Morón y Ana María Campos -en El Tablazo-) y desde estos se abastece el mercado local y se tienen algunos excedentes para exportación. Principalmente se generan fertilizantes, amoníaco y urea en Morón, olefinas y plásticos en El Tablazo y metanol, amoníaco y urea en Jose. Estos complejos están desligados del sector refinación en Venezuela, pues solamente pequeñas plantas están asociadas a refinerías como son BTX en El Palito, y las empresas mixtas Profalca y Vassa en Paraguaná que aprovechan corrientes del CRP.

Figura N° 7.2.3.10 Complejos petroquímicos en Venezuela

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

Pequiven tiene en el presente una estructura empresarial bastante compleja compuesta por seis empresas filiales y quince empresas mixtas, orientadas a desarrollar actividades operacionales, comerciales y/o financieras, conforme a:

- Tres complejos petroquímicos en Jose, Morón y El Tablazo.
- Empresas operacionales:
  - Jose: Metor, Supermetanol, Superoctanos, Aguas Industriales de Jose y Fertinitro.
  - Morón: Tripoliven y Química Venoco.
  - Tablazo: Polilago, Plastilago y Resilin fueron fusionadas en Polinter, Pralca, Propilven, Química Venoco y Produsal.
- Tres empresas comercializadoras: Copequim, Coramer e IPHL (International Petrochemical Holding Limited).
- Una empresa de investigación y desarrollo: Indesca.
- Empresas filiales: Palmichal, Servifertil, Clorovinilos del Zulia y Olefinas del Zulia.

La producción registrada en la industria petroquímica en los últimos períodos presidenciales, medida en miles de toneladas métricas al año (MTMA) es la siguiente:[10]

Período	Producción anual (MTMA)
1979-1983	866

1984-1988	2019
1989-1993	2429
1994-1998	4070
1999-2003	3363
2004-2008	2899
2009-2013	2490
2014-2015	1025

Puede observarse una clara tendencia creciente de producción de 12% interanual durante 19 años (1979-1998) y una caída de la producción a una tasa de 8% anual en los últimos 17 años (1998-2015), resultado esta última del deterioro de la gestión operacional y de la limitación de insumos, principalmente de la baja disponibilidad de gas natural para alimentar las plantas de Olefinas I y II en Occidente.

[10] La crisis en la Industria Petroquímica de Venezuela, Robny Jáuregui, 30/11/2017.

Por otra parte, el Complejo Petroquímico Morón está operando a menos de 30% de su capacidad nominal. Las nuevas unidades de Amoníaco y Urea operaron solo a 15% de su capacidad en el año 2016 por diversas razones operacionales, logísticas y de fallas en el suministro de los servicios e infraestructura requeridos para apoyar la operación de estas nuevas plantas. Adicionalmente, los tres complejos operacionales de Pequiven presentan problemas de retraso en los programas de mantenimiento mayor y una disminución de personal calificado que busca oportunidades en otros sectores con mejores condiciones salariales.

Esta situación configura un cuadro de baja producción, en el que hoy en día Pequiven solo produce 22% de su capacidad instalada (alrededor de 1000 MTMA vs. una capacidad productiva de 4700 MTMA). Para activar este 80% de capacidad productiva fuera de servicio se requerirá asegurar el oportuno suministro de gas, conformar estrategias de gestión, logística y comercialización de productos petroquímicos, y en general la activa participación del sector privado que aporte tecnología, financiamiento, mercado y un régimen fiscal especial que impulse la producción de productos petroquímicos en Venezuela.

CONCLUSIONES

En la gestión actual del sistema de Refinación, Mejoramiento y Petroquímica, se registra un creciente deterioro del nivel de producción, de su eficiencia y de la calidad de los productos, así como de un recurrente aumento de la accidentalidad.

La caída pronunciada en los niveles operacionales y de producción de destilados de las refinerías venezolanas ha traído también un impacto significativo en la cantidad de divisas

no generadas (lucro cesante) en los últimos años, que pueden estimarse en alrededor de 17.500 MMUS$ en el período 2011-2016.

Para recuperar la seguridad energética del suministro de combustibles al mercado nacional se requiere recuperar en forma prioritaria la capacidad de destilación perdida, así como el tren de producción de gasolinas (unidades de craqueo catalítico y de componentes de alto octanaje, como las unidades de alquilación y reformación catalítica) y de gasóleos (hidrotratamiento de destilados atmosféricos y de vacío, y de conversión profunda de residuales).

La información disponible indica que los mejoradores de las empresas mixtas están operando actualmente a menos de 70% de su capacidad instalada (por debajo de 400 MBD de producción de crudo sintético para finales de 2017), y están generando un elevado nivel de contaminación por coque y azufre que deteriora el ambiente y perjudica a las comunidades vecinas. Es fundamental entonces recuperar la disponibilidad de la capacidad instalada de los mejoradores y considerar la ampliación a bajo costo de la misma prevista en los proyectos originales.

El sistema internacional de refinación de PDVSA, ha reducido su capacidad a 1,2 MMBD. En este sistema, CITGO es un activo estratégico altamente rentable para el país que debe preservarse, ya que se valorará cada vez más en el futuro por su capacidad para refinar nuestro crudo pesado. Igual atención debe prestarse al uso de las refinerías de Curazao y Aruba para ese mismo propósito.

Hoy en día Pequiven solo produce 22% de su capacidad instalada de 4700 MTM, es decir 1000 MTMA. Para activar 80% de su capacidad productiva fuera de servicio se requerirá asegurar el oportuno suministro de gas, conformar estrategias de gestión, logística y comercialización de productos petroquímicos y, en general, la activa participación del sector privado y un régimen fiscal especial que impulse la producción de productos petroquímicos en Venezuela.

DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES EN MANUFACTURA

1. Lograr normalidad operativa del parque refinador, de mejoramiento y petroquímico (rescatando modelo excelencia operacional centrado en seguridad, confiabilidad operacional y rentabilidad).
2. Retomar el modelo de una empresa eficiente, productiva y orientada a la mejora continua de su gestión, centrada en el negocio de la manufactura de derivados de los hidrocarburos, con progresiva ampliación de la participación del sector privado nacional e internacional.
3. Capacitar aceleradamente a gente valiosa de la nómina actual, en particular a los jóvenes contratados después de 2003.

4. Captar personal clave que esté dispuesto a contribuir a la rehabilitación de la IPN.
5. Volver a la meritocracia dentro de un proceso de despolitización.
6. Desarrollar esquemas novedosos de mayor participación privada (p. e. convenios de operación y mantenimiento -O&M-, arrendamientos tipo el de Refinería Isla, tercerización de servicios/especialidades -servicios industriales, coque, azufre, lubricantes, parafinas y especialidades-, asociaciones estratégicas/participación en mercados de capital -acciones-, venta total de algunos de los complejos e instalaciones).

REFERENCIAS

European Chemical Industry Council (CEFIC)- www.cefic.org, International Energy Agency (IEA)- www.iea.org

Global Top 50 Chemical Companies of 2016, https://cen.acs.org/sections/global-top-50.html

El Pozo Ilustrado, Efraín E. Barberii, Fondo Editorial CIED, 4ta. Edición, Caracas, 1998.

Presentaciones al Comité de Manufactura de Coener, Luis A. Soler Soto, F. J. Larrañaga, Oswaldo Gómez, Antonio Méndez, 2do. semestre 2017.

Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco, enero 2011, PDVSA.

Cuadro 37 - Asociaciones de la Faja del Orinoco, PODE, 2008.

Informe del Comisario, PDVSA Ejercicio anual 2013.

Comunicado Coener sobre importancia de CITGO para PDVSA y Venezuela, 16/09/2014.

La crisis en la Industria Petroquímica de Venezuela, Robny Jáuregui, 30/11/ 2017.

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Mercado Interno de Hidrocarburos

A los efectos de mostrar una visión general del estado actual tanto de las instalaciones de la IPN como del suministro de hidrocarburos al mercado doméstico, se consideró pertinente focalizar el análisis en tres grandes “bloques”: primero el Gas Natural por su gran importancia como combustible de los sectores eléctrico, industrial, petroquímico y de las propias operaciones de la IPN; en segundo lugar, el Gas Licuado del Petróleo de amplio uso en el sector residencial donde es popularmente conocido como “gas de bombonas” y finalmente el grupo de Productos Refinados, donde destacan las gasolinas, el *diesel* y otros derivados destinados fundamentalmente al sector transporte. Este análisis separado e independiente de estos tres grupos de hidrocarburos, de particulares problemáticas y conclusiones, fue la base para la formulación de proyectos e iniciativas que se muestran en la sección IV.7 de este informe, orientados a restaurar la seguridad energética del país.

GAS NATURAL

Características y usos[1, 2, 3]

El gas natural representa 23% de la matriz energética del país. Además, es uno de los principales componentes de los fluidos de inyección para sostener la producción petrolera, el principal insumo petroquímico para producción de fertilizantes, metanol y resinas plásticas, e insumo básico en los procesos de reducción de mineral de hierro en la industria siderúrgica.

La producción de gas natural en Venezuela es primordialmente asociada a la producción petrolera. Tal como se observa en la Figura N° 7.2.4.1, actualmente 82% de la producción está constituida por lo que se denomina “gas asociado”, y 18% es “gas no asociado”, el cual proviene de yacimientos de gas libre, y de yacimientos que contienen gas junto con líquidos hidrocarburos livianos, denominados comúnmente “condensados”.

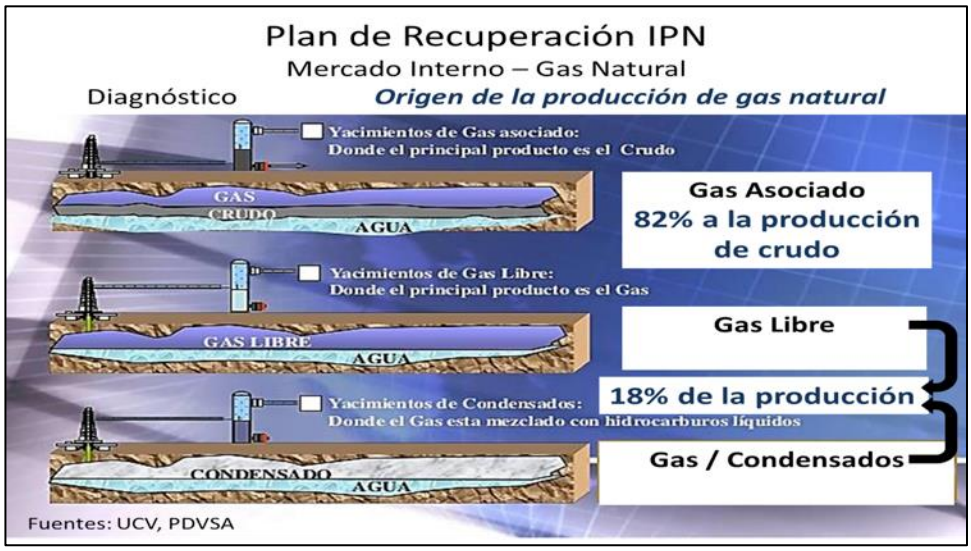


Figura N° 7.2.4.1 Origen de la producción de gas natural en Venezuela

[1] Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), 2003-2014.
[2] Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Memoria y Cuenta 2015.
PDVSA Gas: Proyectos de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Metano, mayo 2015.
[3] Petróleos de Venezuela (PDVSA): Informes de Gestión Anual 2015 y 2016.

Para comprender las diferentes modalidades de suministro y sus usos, es necesario indicar que el gas natural es un conjunto de diferentes componentes que pueden variar en cantidad dependiendo del yacimiento del cual proviene. Sin embargo, el gas natural tiene como componente principal el metano, el cual es el hidrocarburo de cadena más simple, por lo que su utilización como combustible permite menores emisiones de CO_2 y otros contaminantes, en comparación con el uso de otros combustibles fósiles como los hidrocarburos líquidos y el carbón.

Tal como se muestra en la Figura N° 7.2.4.2, además del metano, el gas natural está compuesto por elementos más pesados como etano, propano, butanos, componentes de cadena de carbono C5+, y otros no hidrocarburos como agua, CO_2, componentes a base de azufre, etc.

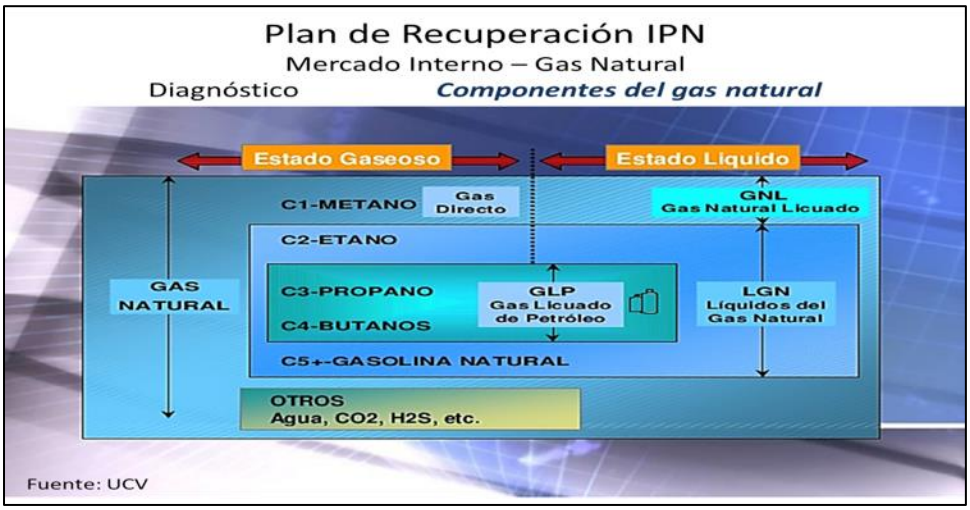


Figura N° 7.2.4.2 Componentes del gas natural

Entre los componentes de mayor interés, además del metano, cuyo uso es como combustible, materia prima petroquímica para fertilizantes y metanol, así como insumo para la reducción de mineral de hierro, se tiene el etano, cuyo uso principal es como insumo petroquímico en la manufactura de olefinas y sus derivados plásticos; el propano y butano, componentes del Gas Licuado de Petróleo (GLP) que se distribuye mayormente en bombonas para su uso como combustible residencial, comercial e industrial, y además el propano también se utiliza como insumo petroquímico para olefinas y plásticos, así como el butano es insumo básico para la manufactura de metilterbutileter (MTBE), componente utilizado como aditivo en la producción de gasolinas de alto octanaje.

La Figura N° 7.2.4.3 resume los diferentes usos de los componentes del gas natural.

Figura N° 7.2.4.3 Productos y usos del gas natural

SITUACIÓN DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Si bien, según cifras publicadas por el Ministerio de Petróleo y Minería que se muestran en la Tabla N° 7.2.4.1, la producción total de gas natural en Venezuela ha registrado cierta estabilidad e incluso se ha incrementado, es necesario analizar porqué se están observando fenómenos como la reducción de la cantidad de gas inyectado para estimular producción petrolera y el aumento significativo de la cantidad de gas arrojado, el cual es quemado en los lugares de producción debido a la carencia de facilidades de recolección, tratamiento y disposición para su aprovechamiento.

Ambos fenómenos tienen una explicación que se focaliza en el deterioro general que viene registrándose en las operaciones de producción petrolera, especialmente de PDVSA. La producción de petróleo viene en declive desde el año 2003, y este declive se ha agudizado especialmente desde el año 2014 debido a la acumulación de los efectos que ha generado la falta de inversión en exploración y producción, el deterioro de los sistemas de recolección e inyección de gas y el incumplimiento de los presupuestos operacionales en materia de mantenimiento.

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – Gas Natural

Diagnóstico ***Producción y distribución de gas natural***

CONCEPTO	AÑOS										VARIACIÓN 2015-2014
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
PRODUCCIÓN (MMPCD)	7.109	6.921	6.941	6.992	6.939	7.089	7.330	7.407	7.423	7.931	508
PRODUCCIÓN (MMM3)	73.471	71.535	71.945	72.269	53.035	73.274	75.868	83.758	78.716	80.119	3.403
UTILIZACIÓN	35.960	32.809	36.858	39.888	27.598	39.111	41.103	35.452	42.353	41.978	-375
INYECCIÓN	31.368	27.896	30.198	30.541	22.538	29.827	29.756	24.437	27.034	25.442	-1.592
ARROJADO	4.592	4.912	6.470	8.227	5.060	9.284	11.347	11.015	15.319	16.536	1.217
OTROS USOS	37.511	38.726	35.287	33.402	25.437	34.183	34.365	28.308	34.383	38.161	3.778
TRANSFORMADO EN PRODUCTOS Y MERMAS	6.029	2.598	2.525	2.388	2.091	6.561	5.387	4.600	5.725	5.650	-75
COMBUSTIBLE	10.254	9.878	8.144	8.144	5.728	6.833	6.751	5.523	6.760	6.548	-212
DISPONIBLE	21.228	26.460	24.619	22.869	17.620	20.788	22.726	18.183	21.878	25.943	4.065
BALANCE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nota: 1 - La fuente de los datos del 2006 al 2010 es la publicación PODE.
2 - La fuente de los datos del 2011, 2012, 2013, 2014 es la Dirección General de Exploración y Producción de Hidrocarburos
3 - La fuente de los datos 2015 es la Dirección General de Exploración y Producción. Los datos están sujetos a cambios por ajuste de cifras de mes de diciembre, actualmente en revisión

MMPCD Millones de Pies Cúbicos Día MMM3 Millones de Metros cúbicos

Fuente: Despacho del Viceministro de Hidrocarburos

Fuente: Memoria y Cuenta Ministerio Petróleo y Minería 2015 – Cuadro No 6 página 835

Tabla N° 7.2.4.1 Producción y distribución del gas natural en Venezuela

Desde el año 2006 la producción ha pasado de petróleo predominantemente liviano y mediano, a petróleo pesado y extrapesado. Los yacimientos productores de petróleo de mayor calidad se han ido agotando por las razones antes mencionadas, modificándose por tanto el patrón de producción hacia petróleo más pesado. Un ejemplo de ello es la caída de la producción en el occidente del país, y la focalización de actividades en la Faja Petrolífera del Orinoco, reservorio de petróleo extrapesado, el cual requiere de diluentes y sistemas de mejoramiento, o mezclas, para facilitar su manejo y comercialización.

Todo esto ha afectado significativamente la disponibilidad real de gas natural, así como de sus productos básicos como el GLP, como se analizará más adelante.

El Gráfico N° 7.2.4.1 muestra el histórico de la producción de gas natural en Venezuela, observándose cómo desde el año 2006 viene aumentando la cantidad de gas arrojado y se reduce el volumen de gas inyectado, así como la disponibilidad de gas para su utilización en las operaciones petroleras y en el mercado interno.

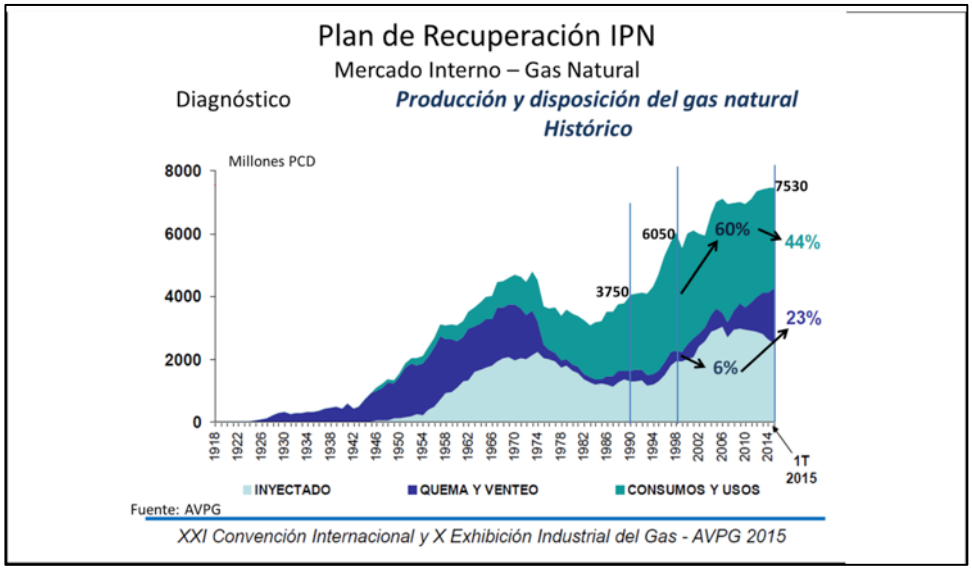


Gráfico N° 7.2.4.1 Histórico de producción y disposición del gas natural

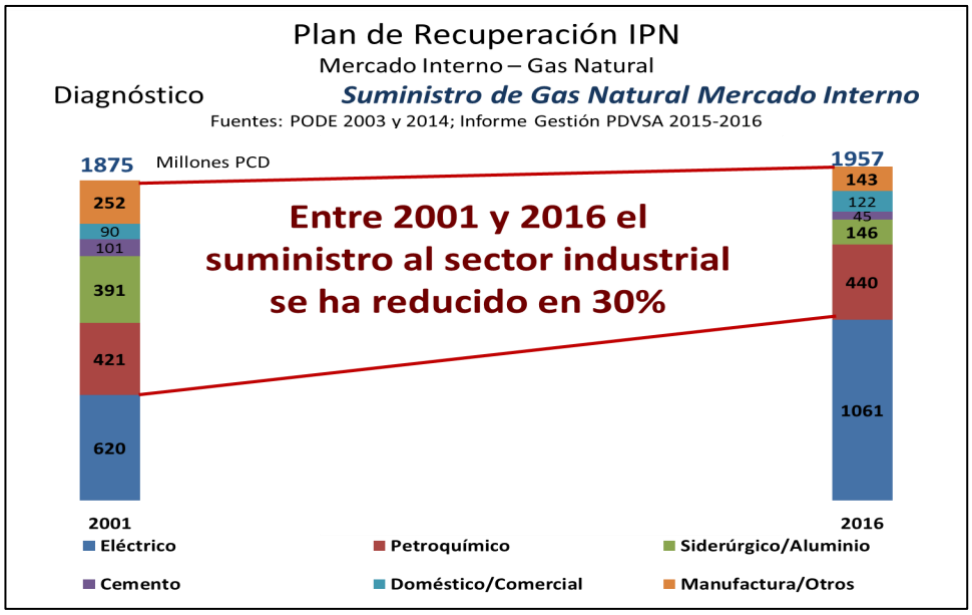


Gráfico N° 7.2.4.2 Suministro de gas natural al mercado interno

En lo que respecta a la comercialización de gas natural en el mercado interno, es importante destacar que estos volúmenes están referidos en términos del gas metano transportado por tubería (posterior al tratamiento y extracción de líquidos del gas natural). El Gráfico N° 7.2.4.2 muestra que los volúmenes totales de gas consumidos por el mercado interno no han variado significativamente desde hace más de 15 años, y el análisis de mercado muestra la reducción que ha registrado la actividad económica en el país. Todos los sectores productivos, en especial el de manufactura, la industria

siderúrgica, el aluminio y el cemento, registran una reducción significativa en la demanda de gas.

El único sector que ha registrado un incremento significativo en su demanda es el sector eléctrico debido a la táctica asumida por PDVSA de reemplazar al gas por combustible líquido en la generación de electricidad debido a la crisis que afronta la IPN en la disponibilidad de crudo y en los niveles de procesamiento de su sistema de refinación.

En resumen, el mercado actual de gas metano presenta las siguientes características:

- El suministro al mercado interno se ha visto restringido básicamente por la caída en la demanda, causada o inducida por:
    1. **CRISIS ECONÓMICA:** sectores de manufactura y servicios.
    2. **CRISIS ELÉCTRICA:** sectores del aluminio y siderúrgico.
    3. **ESTATIZACIÓN Y DESTRUCCIÓN DEL SECTOR PRIVADO:** cemento, vidrio, manufactura, alimentos, otros.
- Ante la contingencia eléctrica, y la caída de ingresos por exportación petrolera, los proyectos de gas se han focalizado en contrarrestar el aumento del uso de combustible líquido para generación térmica.
- El déficit de gas en el mercado interno se estima actualmente en 2000 MMPCD.

En cuanto a la infraestructura (Figuras N° 7.2.4.4 y 7.2.4.5), de acuerdo a reportes de PDVSA Gas, se constata que se han ejecutado proyectos de transporte y distribución de gas, algunos previamente aprobados y en marcha desde 1999:

- Interconexión Colombia-Venezuela.
- Interconexión Centro-Occidente.
- Ampliaciones en el sistema de transporte.
- Gasoducto a Margarita, estado Nueva Esparta.

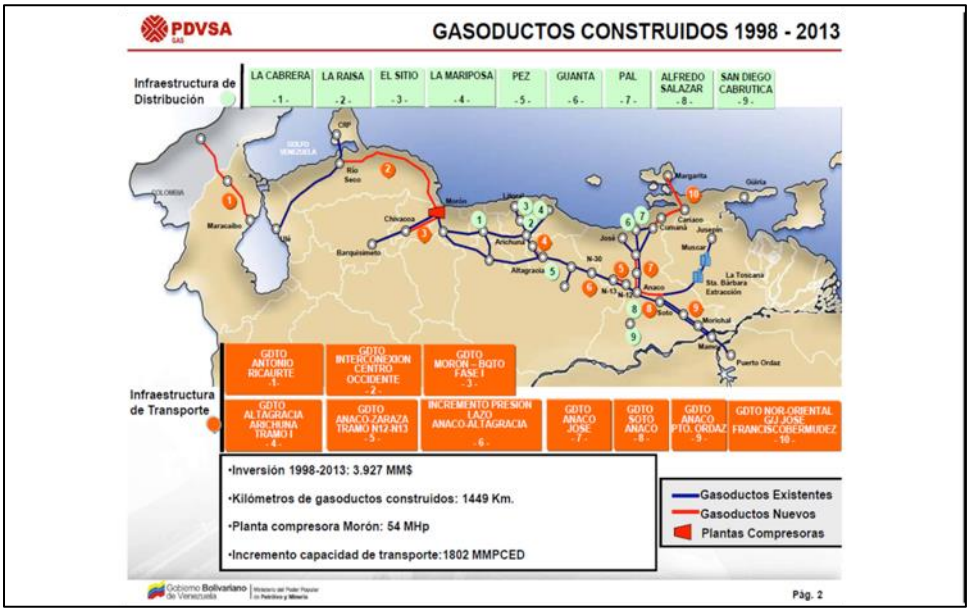


Figura N° 7.2.4.4 Evolución de la infraestructura de transporte de gas metano 1998-2013

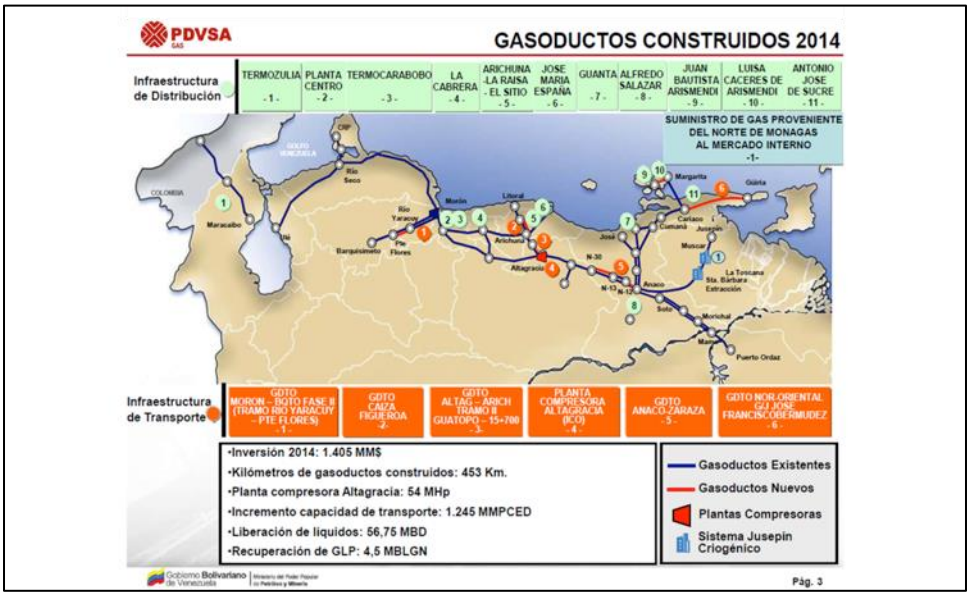


Figura N° 7.2.4.5 Infraestructura de transporte actual de gas metano con facilidades añadidas hasta 2014

En resumen, las características de la infraestructura de transporte y distribución de gas metano son las siguientes:

- El sistema de transporte consta de aproximadamente 6000 km de tuberías que operan a alta presión.
- La red de distribución es capaz de atender más de 1000 usuarios industriales y 600.000 usuarios residenciales y comerciales.
- PDVSA Gas maneja la totalidad del sistema de transporte de gas para el mercado interno, 90% de la red industrial y 70% de la red doméstica a nivel nacional.
- Principales sistemas de transporte y distribución tienen entre 30 y 50 años de operación.

En cuanto a precios y tarifas del gas natural, específicamente el gas metano transportado y distribuido por tubería, el nivel de rezago causado por la pérdida acelerada de valor del bolívar, ha llevado la actividad a un nivel extremo de inviabilidad económica. En los Gráficos N° 7.2.4.3, 7.2.4.4 y 7.2.4.5 se muestran los precios del gas metano para usuarios residenciales, comerciales e industriales, específicamente en la zona metropolitana de Caracas.

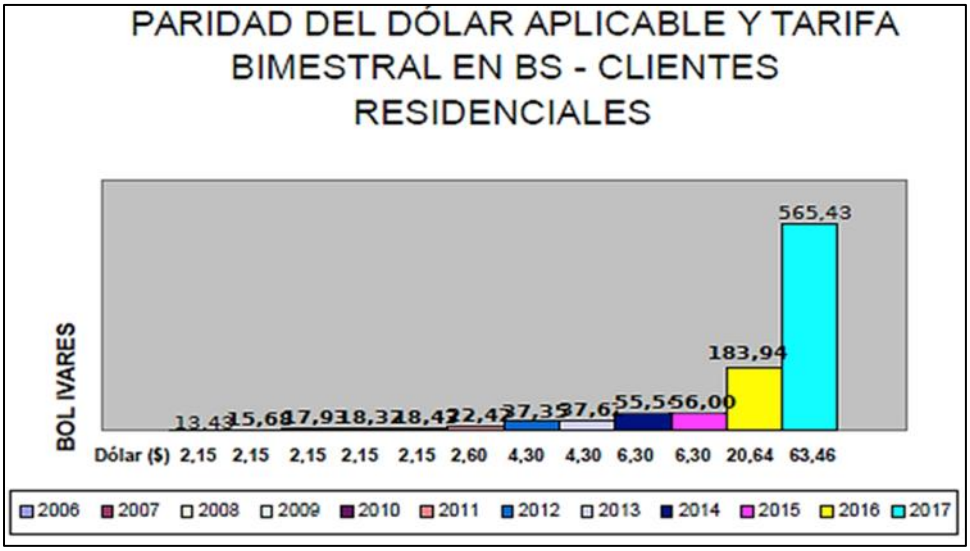


Gráfico N° 7.2.4.3 Precio del gas metano para usuarios residenciales Área Metropolitana
Fuente: Domegas, enero 2017

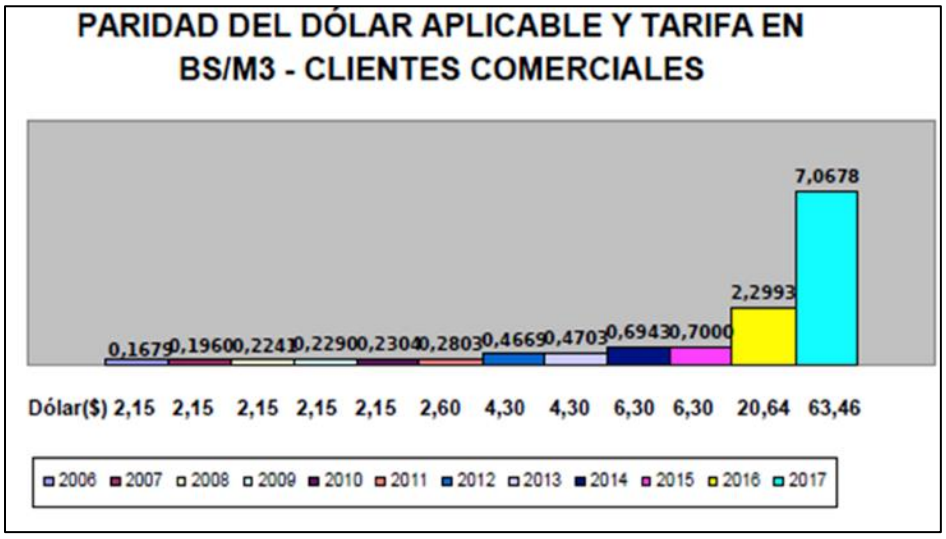


Gráfico N° 7.2.4.4 Precio del gas metano para usuarios comerciales Área Metropolitana
Fuente: Domegas, enero 2017

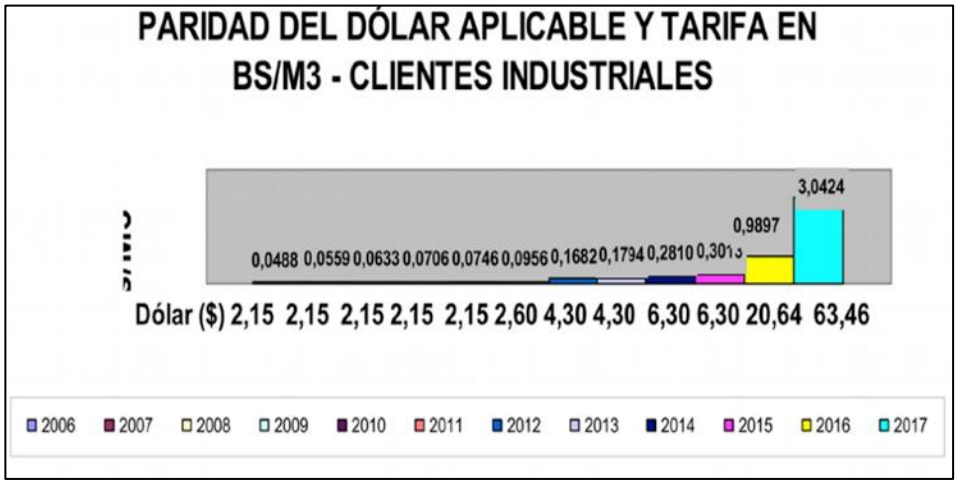


Gráfico N° 7.2.4.5 Precio del gas metano para usuarios industriales Área Metropolitana
Fuente: Domegas, enero 2017

En otras zonas del país, los precios incluso pueden ser más bajos debido a las diferentes tarifas de transporte y distribución, que son sumadas al precio del gas en los puntos de producción, definidos básicamente para Oriente (Anaco) y Occidente (Maracaibo).

En materia de gas, es importante resaltar que desde 1999 se dispone de un marco legal que fue diseñado para incorporar al sector privado en todas las etapas de la cadena de valor del gas natural, de modo que pudiese concretarse una serie de proyectos de producción, transporte y distribución para gasificar el país y convertir al gas natural en un negocio que incluso permitiera opciones de exportación y generación de divisas (Figura N° 7.2.4.6).

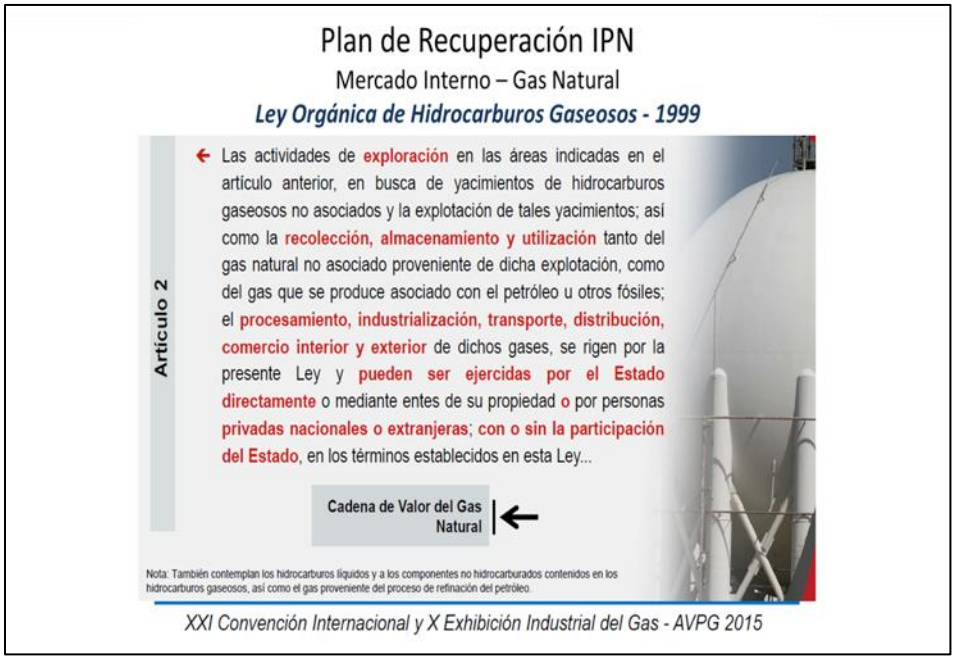


Figura N° 7.2.4.6 Extracto del Artículo 2 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de 1999

Lamentablemente esta ley no ha sido aprovechada; al día de hoy los desarrollos de nuevas áreas de producción de gas son muy escasos, y la inyección de nuevas inversiones en proyectos de gasificación, excepto los limitados recursos que con mucho rezago ha destinado el Estado directamente a través de PDVSA Gas, es prácticamente inexistente. Sin embargo, la herramienta legal existe y el sector pudiera reimpulsarse con bastante rapidez.

CONCLUSIONES

- Aumentar el suministro de gas natural al mercado interno constituye el factor de mayor prioridad ante el potencial incremento de demanda factible en cualquier escenario de reactivación económica.
- A corto y mediano plazo el suministro de gas natural seguirá siendo mayormente asociado a la producción petrolera, por lo que se requiere generar esquemas de valorización que incentiven su recolección y procesamiento a gran escala.
- La longevidad de los sistemas de Transporte y Distribución (T&D), así como potenciales situaciones en rutas y franjas protectoras, requieren acciones inmediatas de evaluación y adecuación. La potencial recuperación de la actividad económica amerita adelantar previsiones operacionales en la infraestructura.
- Bajo el marco legal vigente es factible complementar el suministro de gas natural mediante la reactivación de manera inmediata de proyectos de desarrollo y producción de gas libre, así como proyectos de T&D. Todo ello requiere con urgencia de nuevas políticas de precios y esquemas tarifarios.

GLP

CARACTERÍSTICAS Y USOS[4, 5, 6]

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) se produce tanto en los procesos de refinación de crudo, como a partir de los Líquidos del Gas Natural (LGN).

El mercado interno de GLP en Venezuela se suple en más de 95% a partir del procesamiento del gas natural “rico” en plantas de LGN.

Es un derivado hidrocarburo de excelente disposición, transporte y distribución debido a que es manejable en forma líquida con recipientes a presiones relativamente moderadas. Es el combustible de mayor uso a nivel residencial y comercial en Venezuela y muchos países en el mundo. Por ser transportable y manejable con cilindros de varios tamaños, puede satisfacer las necesidades de combustible en zonas alejadas o de difícil acceso para ser abastecidas con gas natural por tubería, razón por la cual en Venezuela cerca de 80% de la población utiliza GLP como combustible de cocinas. Por otra parte, el propano es un insumo primario en la industria petroquímica en la manufactura de olefinas y resinas plásticas. Debido a lo deficitario del suministro de etano, el propano es la principal materia prima de Pequiven para alimentar dichos procesos.

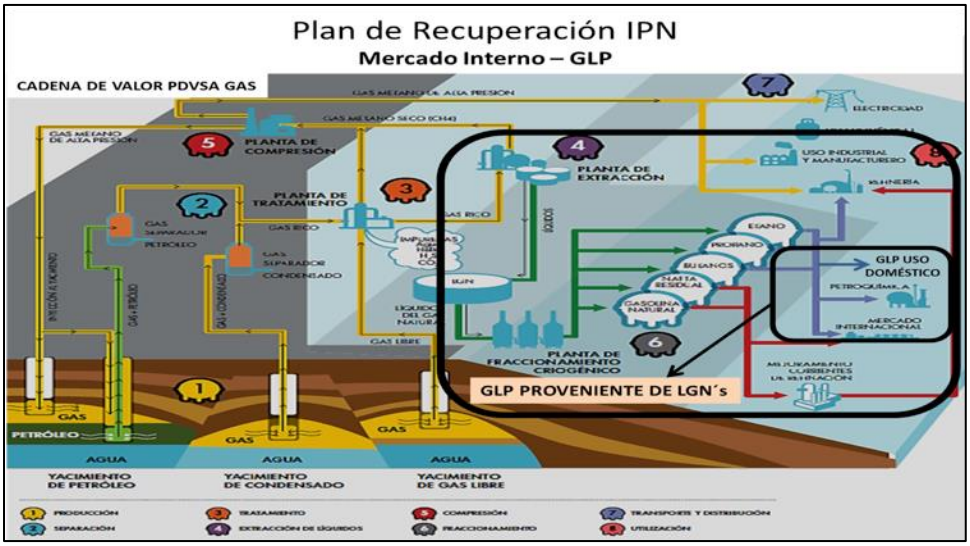


Figura N° 7.2.4.7 Producción de GLP a partir del gas natural

[4] Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), 2003-2014.
[5] Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Memoria y Cuenta 2015.
PDVSA Gas: Proyectos de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Metano, mayo 2015.
[6] Petróleos de Venezuela (PDVSA): Informes de Gestión Anual 2015 y 2016.

A partir del fraccionamiento de LGN (Tabla N° 7.2.4.2) se obtienen varios tipos de hidrocarburos tipo C_2 (etano) hasta C_5+ (gasolina natural y naftas), de los cuales el GLP es básicamente propano en su mayor proporción, con mínimo contenido de butanos dependiendo de la fuente de suministro. Por lo general, en Venezuela el butano se suple para usos especiales en refinación, o en caso de necesidad operacional como complemento para satisfacer la demanda del mercado interno.

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – GLP

Diagnóstico

Producción de LGN y GLP

CUADRO N°5. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 2006-2015

DESCRIPCIÓN (PRODUCCIÓN)	AÑOS										VARIACIÓN 2015-2014 (%)
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (*)	
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (MBD)	3.296	3.178	3.283	3.037	3.000	3.001	2.911	3.015	2.906	2.872,10	-1,2
PETRÓLEO	2.993	2.862	2.983	2.752	2.739	2.754	2.670	2.789	2.675	2.653,90	-0,8
CONDENSADO	126	140	135	126	115	115	117	110	105	92,20	-13,3
LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)	177	175	165	159	147	132	124	116	127	126,00	-0,8
GAS NATURAL (MMPCD)	7.109	6.921	6.942	6.992	6.939	7.089	7.330	7.407	7.423	7.931,00	6,4
PRODUCTOS DE PETRÓLEO (1) (MBD)	1.102	1.231	1.207	1.220	1.118	1.144	1.139	1.137	1.097	990	-10,8
GAS LICUADO DE PETRÓLEO GLP (2) (MBD)	152	148	145	131	122	110	104	98	97	95	-2,4

(*) La producción de gas del año 2015 es preliminar (Sujeta a cambios por revisión de cifras de nuevos pozos de Petrozamora)

MBD: Miles Barriles Día

MMPCD: Millones de Pies Cúbicos Días

Fuente: Viceministerio de Hidrocarburos

(1) Producidos en las Refinerías

(2) Producidos en las Fraccionadoras

Fuente: Memoria y Cuenta Ministerio Petróleo y Minería 2015 – Cuadro No 5 página 833

Tabla N° 7.2.4.2 Producción de LGN y GLP en Venezuela

SITUACIÓN DEL GLP EN VENEZUELA

Hasta el año 2006 PDVSA producía suficiente LGN para satisfacer las necesidades de GLP del mercado interno, de Pequiven y de PDVSA para sus operaciones. Incluso, Venezuela llegó a ser el suplidor de GLP casi exclusivo para el mercado de exportación del Caribe. Sin embargo, producto del declive de la producción petrolera y consecuentemente de la reducción en la producción de gas natural capaz de ser recolectado y tratado para su procesamiento, la producción de LGN ha venido cayendo aceleradamente, tal como puede observarse en la Tabla N° 7.2.4.3.

Esto ha generado serias consecuencias en la producción de GLP, a tal punto de que para 2016 hay un déficit interno reportado de 24 MBD, el cual es aún mayor debido a que la práctica operacional ante tal situación ha sido restringir el suministro a todos los sectores del mercado interno, incluyendo la industria petroquímica.

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – GLP

Diagnóstico

Balance Volumétrico 2016

BALANCE LGN 2016

OFERTA	**MBD**	
PRODUCCIÓN	105	
COMPRAS A REFINERIAS	2	
TOTAL OFERTA	**107**	
DEMANDA		
MERCADO INTERNO	43	
PEQUIVEN	40	
PDVSA	43	
OTROS	5	
TOTAL DEMANDA	**131**	
BALANCE	**-24**	IMPORTACIÓN

Datos: Informe Gestión PDVSA 2016

Tabla N° 7.2.4.3 Balance volumétrico de LGN 2016

La crisis en la producción de GLP ha sido más crítica en el Occidente del país. En esta región PDVSA ha registrado una significativa disminución de la producción petrolera y, con ello, de la producción de gas natural. Esta situación ha castigado la generación eléctrica, la actividad petroquímica y el suministro de GLP en toda la región; junto con la aguda crisis económica y de disponibilidad de divisas, se ha llegado a paralizar la actividad petroquímica casi en su totalidad en el Complejo Petroquímico El Tablazo (hoy llamado Ana María Campos), tal como se viene denunciando en la prensa nacional desde el mes de agosto de 2017.

La Figura N° 7.2.4.8 indica tanto la capacidad instalada de procesamiento de gas natural y de producción de LGN, como la magnitud de la afectación que registra PDVSA.

La producción de LGN en el Occidente del país, durante 2016, fue marginal, mientras que en Oriente, apenas alcanzó 50% de su capacidad.

Durante el año 2017, a pesar de que no se tienen cifras oficiales, se estima que la situación es aún más crítica debido no solo al deterioro de las operaciones, sino a la incapacidad de llevar a cabo importaciones de propano en cantidad suficiente para abastecer el mercado interno.

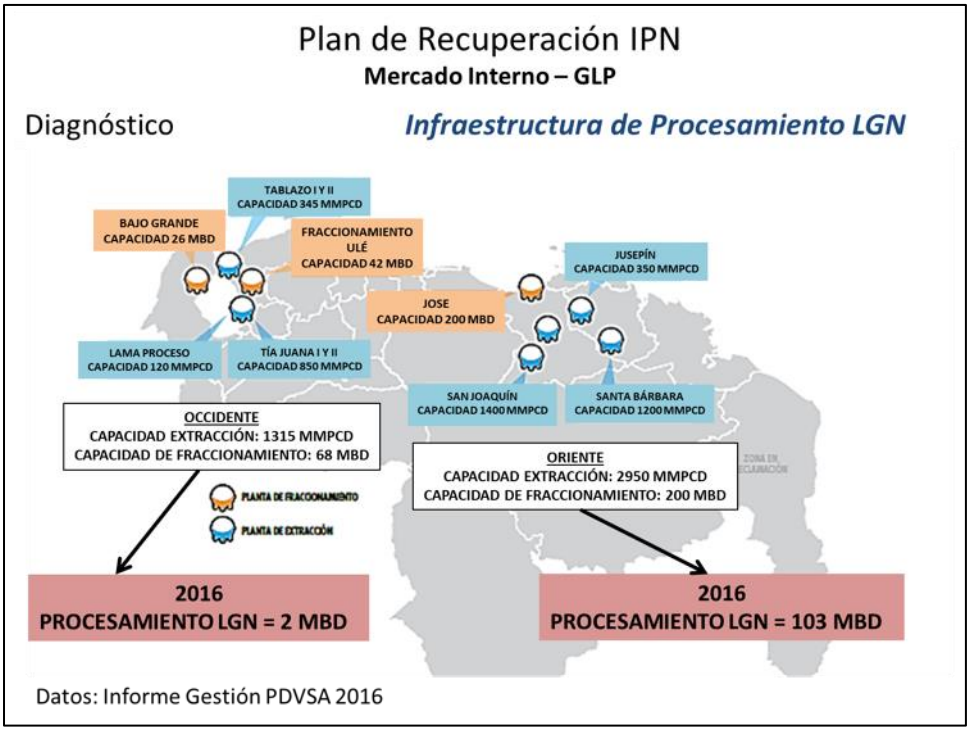


Figura N° 7.2.4.8 Infraestructura de procesamiento de LGN y desempeño durante 2016

La totalidad de la infraestructura de producción de GLP, tanto en refinerías como en las plantas de procesamiento de gas, extracción y fraccionamiento de LGN, es básicamente la misma que ya existía para 1999. No ha habido mayores desarrollos de producción de GLP en el país durante los últimos 20 años, y tampoco se maneja información fidedigna del nivel de disponibilidad de las instalaciones existentes.

Aguas abajo de la producción y entregas al mercado interno, la cadena de suministro de GLP es bastante compleja y hasta el 2007 había sido siempre manejada por empresas privadas. A partir del 2008, con la reforma de la ley de mercado interno, la casi totalidad de esta infraestructura ha pasado a ser controlada por el Estado, a través de PDVSA Gas, mediante la creación de una nueva filial llamada PDVSA Gas Comunal.

En la Figura N° 7.2.4.9 se detalla la infraestructura de suministro al mercado interno, específicamente producción y despacho al mercado interno, la cual ha sido siempre propiedad de PDVSA.

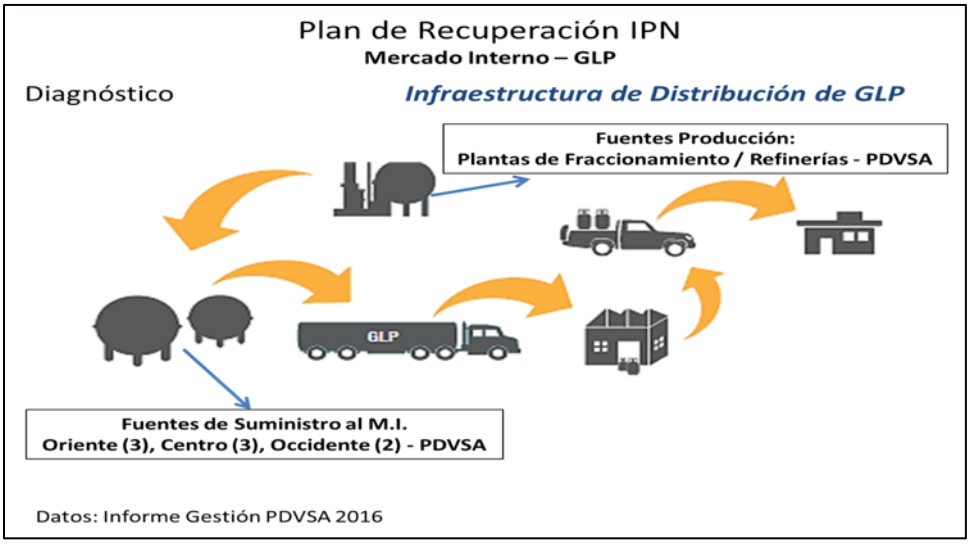


Figura N° 7.2.4.9 Cadena de suministro de GLP - Fuentes de producción y suministro

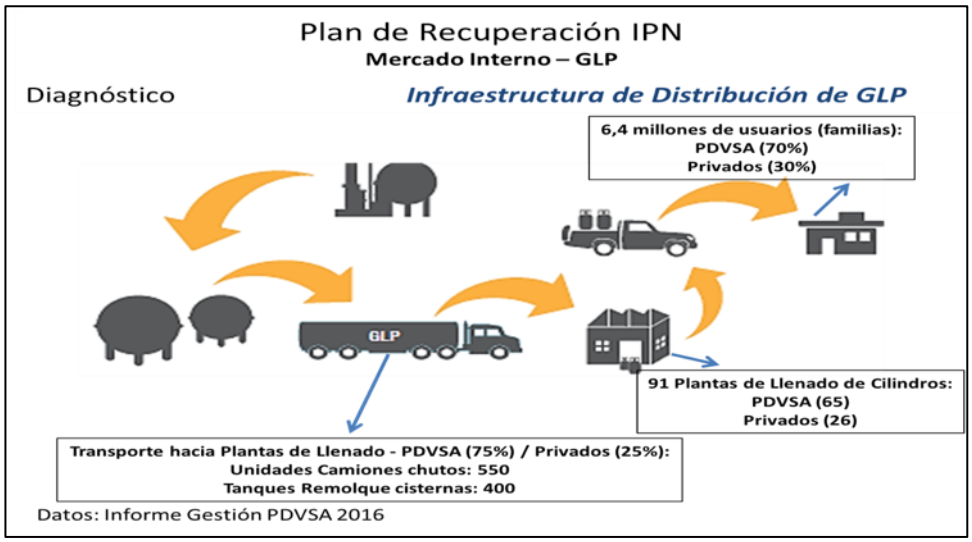


Figura N° 7.2.4.10 Cadena de suministro de GLP - Transporte, distribución y comercialización

La Figura N° 7.2.4.10 muestra la cadena de transporte, distribución y comercialización, la cual desde el año 2008 viene siendo estatizada y ha quedado bajo el control de PDVSA Gas Comunal. Este proceso ha significado el incremento de la nómina de la estatal petrolera en cerca de 8000 trabajadores.

En materia de precios y tarifas, la situación es similar a la de otros energéticos en Venezuela. El precio del GLP en bombonas arrastra un significativo rezago incluso respecto a los costos de su producción y comercialización. Este rezago en el precio del GLP en bombonas se ha puesto mucho más en evidencia ahora cuando se debe importar parte del volumen de propano que se distribuye al mercado doméstico para el llenado de cilindros. En la Tabla N° 7.2.4.4 se detalla la situación referida.

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – GLP

Diagnóstico — ***Precios venta GLP en cilindros***

Cilindro	PVP (Bs)
10 Kg	50,00 (mayor subsidio)
18 Kg	250,00
27 Kg	380,00
43 Kg	600,00

Equivalente por litro de GLP:
2,25 Bs cilindro 10Kg
6,40 Bs resto de presentaciones

Precio de costo aproximado: 440 Bs/litro

Tabla N° 7.2.4.4 Precios de venta de GLP en cilindros - octubre 2017

Esta situación, junto con la problemática de producción de GLP y el proceso de estatización de la cadena de distribución, en casi su totalidad, ha derivado en una crisis de suministro de dimensiones considerables.

Cerca de 80% de la población utiliza GLP a nivel residencial, población mayoritariamente de bajos recursos, que se ve obligada a pagar sobreprecios exorbitantes por un cilindro de gas, a cocinar con leña o, incluso, quemando basura. Esta crisis registra públicamente sus primeros síntomas a partir del año 2009, observándose con ello, además, el deterioro en el cumplimiento de la normativa básica de seguridad en el manejo y distribución del producto.

CONCLUSIONES

- El GLP suple de energía a más de 6 millones de familias, en especial de menores recursos económicos. La crisis de abastecimiento ha venido escalando progresivamente de manera preocupante.
- La principal causa del desabastecimiento de GLP es la caída de la producción petrolera, especialmente en áreas con facilidades para disposición del gas asociado. A esto se ha unido la crisis operacional del sistema de refinación de crudo.
- La estatización de 70% de la cadena de transporte y distribución ha derivado en deterioro operacional, fallas de distribución y en la creación de la filial PDVSA Gas Comunal con elevados índices de siniestralidad.
- Un esquema de precios completamente desfasado de la realidad, junto con la escasez del producto ha generado la aparición de mafias, acaparamiento, incremento del contrabando y pago de sobreprecios de hasta 8000% por parte de los usuarios. La afectación es aún mayor en los estados fronterizos.

PRODUCTOS REFINADOS

CARACTERÍSTICAS Y USOS[7, 8, 9]

Los productos refinados comprenden todos los hidrocarburos líquidos derivados del proceso de refinación de crudo.

Su uso extendido abarca todas las actividades económicas, especialmente transporte y generación de energía eléctrica, sectores que al día de hoy consumen más de 90% del volumen de combustibles líquidos en Venezuela.

Los principales productos refinados son los siguientes:

- Gasolinas: mayormente de uso automotor.
- *Diesel:* automotor, transporte marítimo, generación eléctrica, uso industrial.
- *Fuel Oil:* mayormente como combustible para generación eléctrica.
- Otros: combustible de aviación, asfaltos, parafinas, lubricantes, insumos industriales.

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – Productos Refinados

Diagnóstico **Suministro Mercado Interno**

TABLA • VENTAS DE HIDROCARBUROS AL MERCADO INTERNO 2012-2016

	2016	2015	2014	2013	2012
Líquidos (MBD)					
Productos refinados	427	508	573	612	592
Gasolinas para automóviles	230	259	283	299	301
Gasóleos y destilados	160	208	239	249	216
Residual	15	19	28	37	46
Asfaltos	3	6	8	9	10
Kerosene/turbocombustibles/jet A-1	12	5	7	7	6
Aceites, lubricantes y grasas	3	5	4	4	5
Naftas	0,2	-	0,4	-	4
Azufres y otros químicos	1	2	1	2	1
Otros [1]	3	4	3	5	3

Datos: Informe Gestión PDVSA 2016

Tabla N° 7.2.4.5 Suministro de productos refinados al mercado interno

La Tabla N° 7.2.4.5 muestra la evolución del suministro de hidrocarburos líquidos al mercado interno. Estas cifras no incluyen el GLP, analizado en la sección anterior de este informe. Son los volúmenes de hidrocarburos suministrados al mercado venezolano, que provienen exclusivamente de los procesos de refinación.

[7] Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), 2003-2014.
[8] Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Memoria y Cuenta 2015.
PDVSA Gas: Proyectos de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Metano, mayo 2015.
[9] Petróleos de Venezuela (PDVSA): Informes de Gestión Anual 2015 y 2016.

La evolución de las cifras muestra el descenso en el suministro desde el año 2012, fenómeno que se relaciona directamente con la reducción de la actividad económica, así como con el deterioro operacional y graves accidentes en el sistema de refinación venezolano, el cual ha ocasionado severas crisis de desabastecimiento de gasolina y *diesel* para uso automotor en diversas zonas del país, hechos de conocimiento público y ampliamente difundidos en los medios de comunicación y redes sociales.

Los llamados residuales son combustibles principalmente utilizados en las grandes plantas eléctricas de generación térmica como Tacoa y Planta Centro. Este mercado también ha visto reducir su demanda debido a las fallas y menor disponibilidad operativa de las unidades generadoras, así como por efecto de disminución de la demanda eléctrica en general, como parte de las medidas tomadas para combatir la misma crisis eléctrica, y también como consecuencia de la disminución de la actividad económica, en general, en todo el país.

Por otra parte, y aunque son volúmenes poco representativos en el contexto general, es importante comentar la crisis de abastecimiento de aceites y lubricantes, principalmente causada por problemas operacionales en el sistema de refinación y en sus plantas conexas de procesamiento y envasado.

SITUACIÓN DEL SUMINISTRO DE PRODUCTOS REFINADOS

La gasolina para automóviles representa actualmente más de 50% del volumen de productos refinados que se suministran en Venezuela. Sin embargo, a pesar de la reducción en la demanda, los problemas de producción de gasolina en las refinerías venezolanas llegan a ser de magnitud considerable. En 1999 se exportaban más de 130.000 barriles diarios (MBD) de gasolina automotor; mientras que en 2016 la producción de gasolina en Venezuela se ha reducido en más de 50%, requiriéndose importarla en volúmenes cada vez mayores (Tabla N° 7.2.4.6).

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – Productos Refinados

Diagnóstico **Suministro Mercado Interno**

BALANCE GASOLINA USO AUTOMOTOR (MBD)

	1999	2008	2016
PRODUCCIÓN PDVSA (Vzla)	334	308	140(e)
CONSUMO AUTOMOTOR	200	288	230
EXCEDENTE (IMPORTACIÓN)	**134**	**20**	**(90)** *

(*) Según reportes de la EIA (Agencia de Información de Energía de EEUU), las compras de gasolina terminada por parte de Venezuela a EEUU, fueron de **20 MBD** durante 2015, y **28 MBD** durante 2016

Fuentes de información: MENPET-PODE 2009-2014, PDVSA Informe Gestión 2012-2016, EIA 2017

Tabla N° 7.2.4.6 Balance de gasolina para uso automotor en Venezuela

Caso parecido ocurre con el *diesel*, tal como se observa en la Tabla N° 7.2.4.7.

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – Productos Refinados

Diagnóstico **Suministro Mercado Interno**

BALANCE DIESEL (MBD)

	1999	2008	2016
PRODUCCIÓN PDVSA (Vzla)	302	262	155(e)
CONSUMO Mercado Interno *(AUTOMOTOR, ELÉCTRICO, OTROS)*	74	147	160
EXCEDENTE (IMPORTACIÓN)	**228**	**115**	**(5)** *

(*) Según reportes de la EIA (Agencia de Información de Energía de EEUU), las compras de diesel por parte de Venezuela a EEUU, fueron de **10 MBD** durante 2015, y **19 MBD** durante 2016

Fuentes de información: MENPET-PODE 2009-2014, PDVSA Informe Gestión 2012-2016, EIA 2017

Tabla N° 7.2.4.7 Balance de *diesel* en Venezuela

La infraestructura de suministro y distribución de productos refinados es bastante robusta y se extiende por todo el territorio nacional. Comprende desde plantas de distribución de combustibles, las cuales reciben los productos directamente de refinerías u otras plantas de distribución primaria, hasta estaciones de servicio y puntos de suministro lacustre y fluvial en zonas alejadas como Amazonas y Delta Amacuro. En medio de esta red de

instalaciones se encuentran sistemas de recepción y despacho en puertos y aeropuertos, buques de transporte marítimo y gabarras de transporte fluvial, así como almacenamiento y transporte por poliductos, y una importante flota de transporte terrestre automotor con miles de unidades de vehículos cisterna (Figura N° 7.2.4.11).

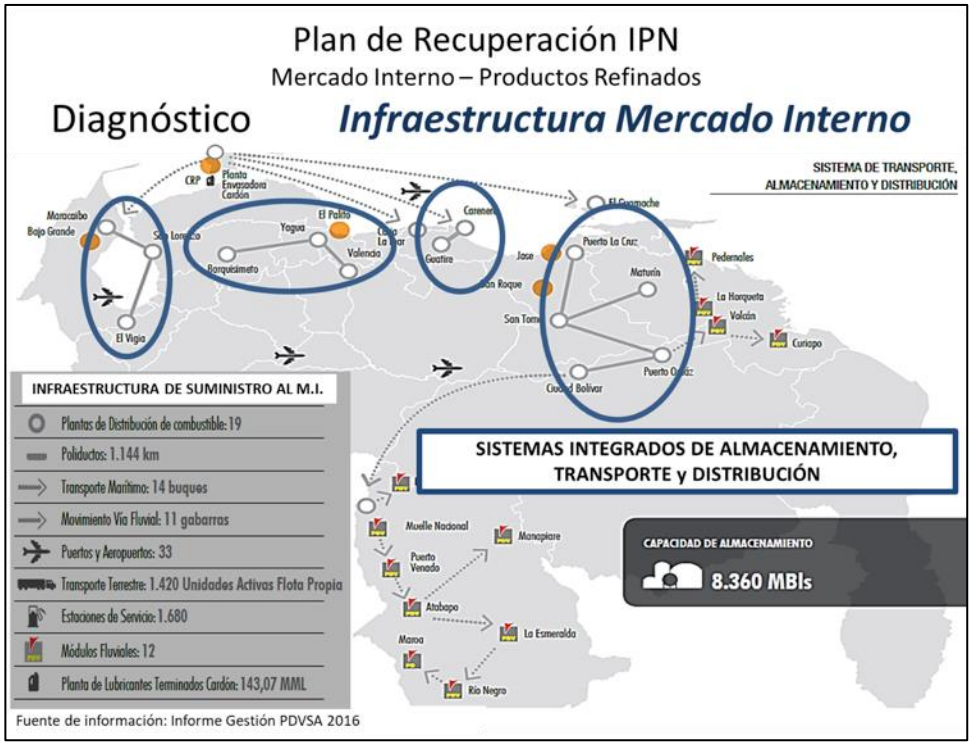


Figura N° 7.2.4.11 Infraestructura de suministro y distribución de productos refinados en Venezuela

Uno de los pilares de toda esta infraestructura son los cuatro principales sistemas integrados de almacenamiento, transporte y distribución, cuyas características se detallan en la Tabla N° 7.2.4.8.

Estos sistemas integrados permiten el transporte de productos por tubería desde refinerías hasta localidades estratégicamente ubicadas en todo el país. La significativa capacidad de almacenamiento y de despacho que fue construida en cada región, fue diseñada para permitir suficiente autonomía en caso de contingencias, así como obtener importantes ahorros en transporte terrestre y los beneficios que ello acarrea en términos de seguridad y protección al ambiente. Estos sistemas fueron diseñados y construidos por la industria petrolera entre 1983 y 1993, y hasta la fecha permanecen como los sistemas base de manejo y suministro de combustibles líquidos al mercado interno, sin cambios significativos, pero sí acumulando el desgaste de los años de operación.

No existe información pública sobre la condición operacional de toda la infraestructura de suministro, transporte y distribución.

Plan de Recuperación IPN

Mercado Interno – Productos Refinados

Diagnóstico ***Infraestructura Mercado Interno***

Sistemas Integrados de Transporte y Distribución de Combustibles PDVSA (2017)

SISTEMA	INAUGURACIÓN	INFRAESTRUCTURA	COBERTURA
SAAM (Suministro Alterno Área Metropolitana)	**1986**	2 PLANTAS DISTRIBUCIÓN 73 Km POLIDUCTOS CAPACIDAD: 60 MBD	AREA METROPOLITANA
SISOR (Sistema Suministro Oriente)	**1989**	6 PLANTAS DISTRIBUCIÓN 588 Km POLIDUCTOS CAPACIDAD: 75 MBD	ORIENTE SUR
SUMANDES (Suministro Región Andina)	**1992**	3 PLANTAS DISTRIBUCIÓN 285 Km POLIDUCTOS CAPACIDAD: 65 MBD	OCCIDENTE ANDES
SISCO (Sistema Suministro Centro-Occid.)	**1993**	3 PLANTAS DISTRIBUCIÓN 199 Km POLIDUCTOS CAPACIDAD: 180 MBD	CENTRO CENTRO-OCCID.

Fuentes de información: PDVSA, Inelectra

Tabla N° 7.2.4.8 Sistemas integrados de transporte, almacenamiento y distribución de combustibles

Parte más visible de la infraestructura es la que comprende las estaciones de servicio. A partir del año 2008, producto de la mencionada reforma de la ley de mercado interno, la totalidad de estas instalaciones fue traspasada a PDVSA. Desde ese entonces esta infraestructura ha ido reduciéndose como producto del deterioro, aunado a la disminución de su actividad en diversas zonas del país (Gráfico N° 7.2.4.6).

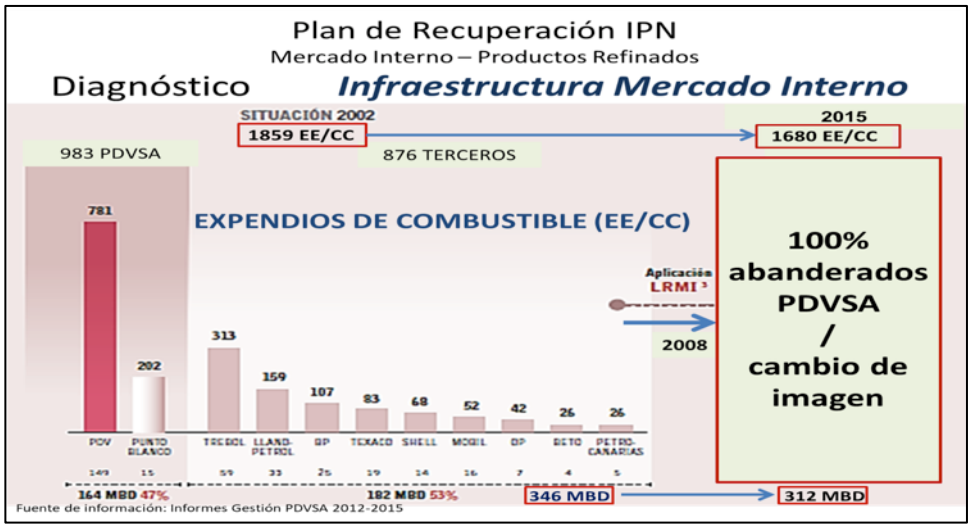


Gráfico N° 7.2.4.6 Evolución infraestructura de expendios de combustible en Venezuela

De igual modo, la flota de transporte terrestre ha ido pasando a ser operada directamente por PDVSA, a través de la filial Empresa Nacional de Transporte -ENT-, creada para tal fin en 2008. Actualmente maneja cerca de 90% de la flota a nivel nacional (Gráfico N° 7.2.4.7).

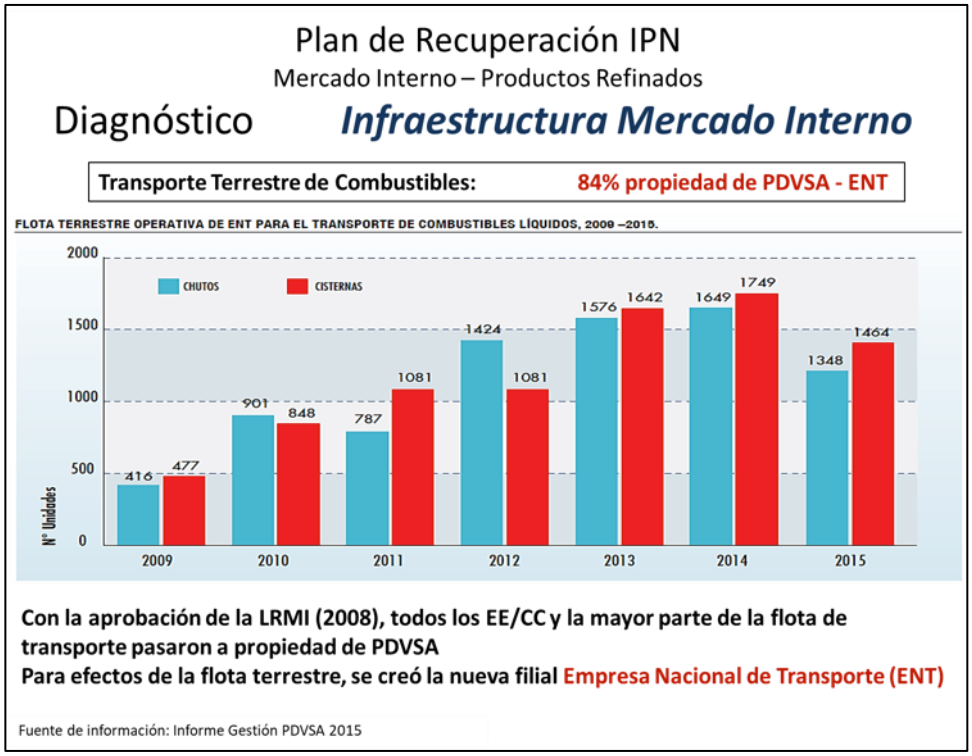


Gráfico N° 7.2.4.7 Infraestructura de transporte terrestre manejada directamente por PDVSA-ENT

Tal como ocurre con la infraestructura de transporte y distribución de GLP, la estatización de esta parte del negocio ha contribuido al engrosamiento de la nómina de PDVSA y sus filiales no petroleras. Esta situación se complica aún más debido a la reducción de la actividad. En este momento centenares de trabajadores de estas filiales permanecen sin mayor productividad, amparados en la inamovilidad legal y contractual.

El Gas Natural Vehicular (GNV), como parte del proyecto denominado Autogas, si bien no se corresponde con el manejo de productos líquidos refinados, forma parte estructural del negocio de expendio de gasolina y *diesel* para uso automotor.

El proyecto GNV tomó forma en 1996, como iniciativa dentro de la estrategia para ajustar los precios de los combustibles automotores. A partir del año 2006 fue relanzado con publicidad e inversiones tanto a nivel de conversión de vehículos como en nuevos puntos de expendio de gas en estaciones de servicio en las principales ciudades del país.

No obstante, la falta de políticas coherentes en materia de precios de los combustibles ha mantenido el precio de la gasolina y del *diesel* en niveles tan irrisorios que hacen imposible cualquier iniciativa de combustible alterno sustitutivo para los usuarios.

En el Gráfico N° 7.2.4.7 se muestra la evolución del proyecto GNV - Autogas, tanto en puntos de expendio como en la conversión de vehículos. En ambos casos, el proyecto se ha ido paralizando, a tal punto de que para el año 2016 solamente se sumó un solo punto

de expendio, y únicamente salieron al mercado 794 vehículos equipados para usar gas natural como combustible. En resumen, de una capacidad que ha sido desarrollada para desplazar 20 MBD de gasolina y *diesel*, las ventas reales de GNV equivalen a 1,5 MBD de combustible líquido.

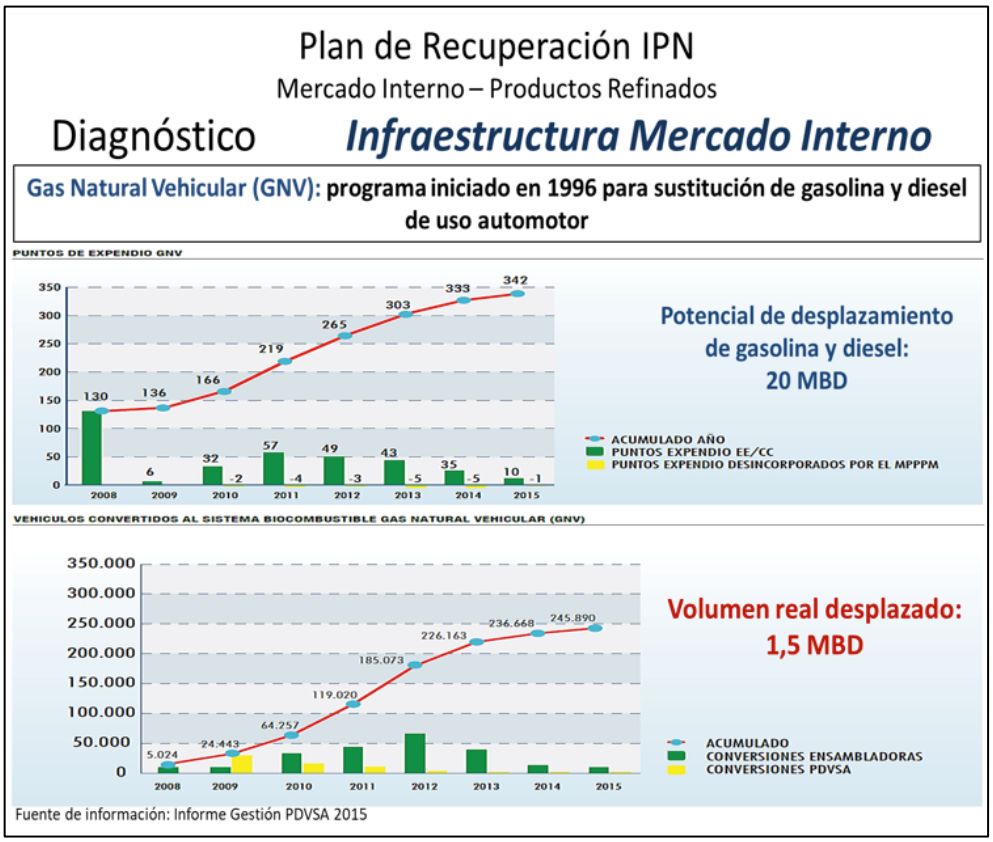


Gráfico N° 7.2.4.8 Proyecto GNV - Autogas evolución de infraestructura desde 2008 hasta 2015

Los bajísimos precios de los combustibles, en especial los de uso automotor, vienen causando una serie de problemas como son la falta de incentivos para buscar opciones energéticas alternativas, la ineficiencia energética, los altos niveles de emisiones contaminantes y el contrabando de extracción que alcanza dimensiones considerables.

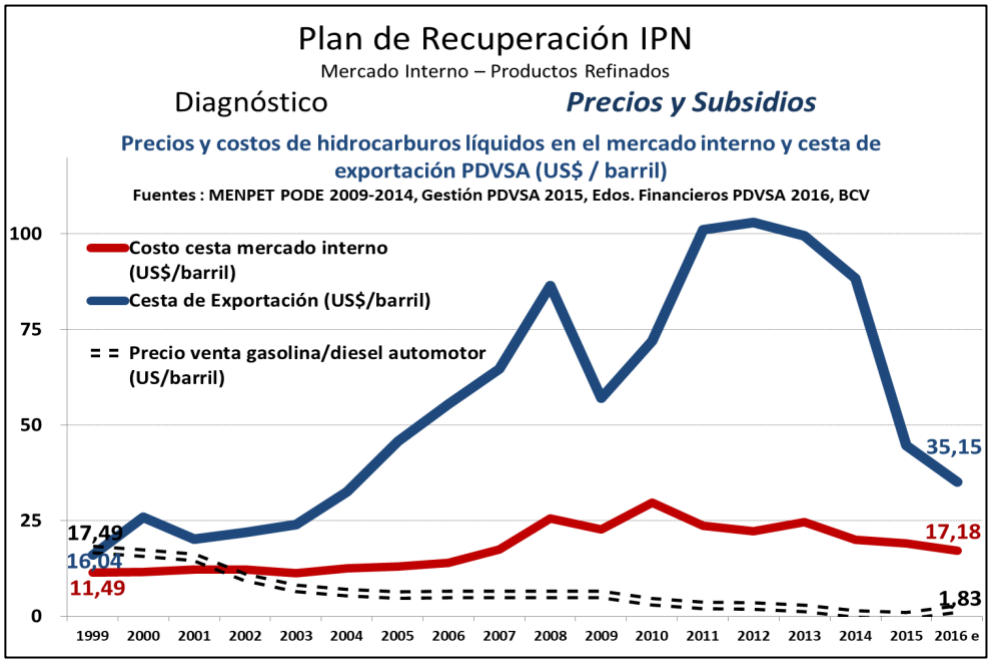


Gráfico N° 7.2.4.9 Precios y costos hidrocarburos líquidos vs. costo de oportunidad exportación

Por otra parte, se tiene el enorme costo que este subsidio a los combustibles representa para el país.[10, 11, 12]

Es necesario recordar que para 1999, producto de los ajustes de precios llevados a cabo, y coincidiendo a su vez con la reducción del precio internacional del petróleo (costo de oportunidad), se logró erradicar el subsidio a los combustibles de uso automotor (Gráfico N° 7.2.4.8). Algo notorio fue que para esa fecha el precio fijado a los combustibles fue mayor al costo de producción, por lo que se puede constatar que efectivamente sí llegó a eliminarse dicho subsidio en alguna oportunidad.

A partir de esa fecha, se puso en práctica la promesa política de “no volver a subir el precio de la gasolina”, lo cual, junto con la reaparición del control de cambio a partir de 2003 y del inicio de los desequilibrios macroeconómicos que han traído al país a la situación actual, se ha acumulado una distorsión de precios de tal magnitud que a pesar de haberse ajustado el precio de la gasolina durante 2016 hasta en más de 5900%, los niveles de subsidio siguen siendo descomunales. En el Gráfico N° 7.2.4.10 se observa el peso de este subsidio para el país en términos relativos respecto al Producto Interno Bruto (PIB). En las circunstancias actuales, este subsidio se ha convertido en una carga muy difícil de sostener a corto plazo.

[10] Banco Central de Venezuela (BCV), Información estadística, http://www.bcv.org.ve/c2/indicadores.asp
[11] González C., Diego, Una salida al subsidio de la gasolina, Barriles de Papel N° 92, julio 2012. http: //www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/
[12] Hernández, Nelson, Precios de las energías en Venezuela, mayo 2012. http: //gerenciayenergia.blogspot.com/2012_05_01_archive.html

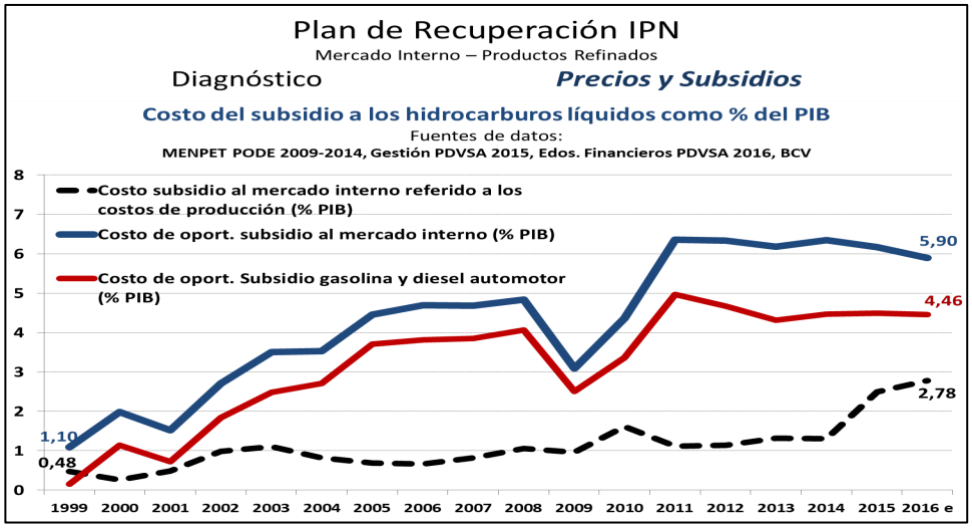


Gráfico N° 7.2.4.10 Costo del subsidio de hidrocarburos líquidos respecto al PIB - Venezuela

CONCLUSIONES

- El transporte y parte significativa de la generación termoeléctrica en el país dependen del suministro de combustibles líquidos.
- La reducción de la producción petrolera y la problemática operacional del sistema de refinación en Venezuela, han llevado al país a frecuentes crisis de abastecimiento y a aumentar la importación de combustibles, entre los que destacan la gasolina, el *diesel* y el GLP.
- 63% del suministro de hidrocarburos líquidos se utiliza en el transporte terrestre y se expende a precios irrisorios, completamente alejados de la realidad. En la práctica, PDVSA, además de subsidiar completamente su producción y distribución, paga por hacer llegar el combustible a los usuarios. El subsidio a los combustibles equivale a cerca de 6% del PIB.
- Las distorsiones de mercado se traducen en ineficiencia energética, inviabilidad de opciones como el GNV y falta de interés en uso de vehículos con nuevas tecnologías. A esto se suman problemas como mayores índices de contaminación y un enorme contrabando de extracción.
- El mercado interno se caracterizaba por disponer de una infraestructura robusta, sin embargo, esta ha venido deteriorándose por falta de inversión, estatización y envejecimiento de las instalaciones operacionales de transporte, almacenamiento y distribución.

REFERENCIAS

Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), 2003-2014.

Ministerio de Petróleo y Minería (Venezuela): Memoria y Cuenta 2015.

PDVSA Gas: Proyectos de Ampliaciones de los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Metano, mayo 2015.

Petróleos de Venezuela (PDVSA): Informes de Gestión Anual 2015 y 2016.

Banco Central de Venezuela (BCV), Información estadística.
http://www.bcv.org.ve/c2/indicadores.asp

González C., Diego, Una salida al subsidio de la gasolina, Barriles de Papel N° 92, julio 2012.
http: //www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/

Hernández, Nelson, Precios de las energías en Venezuela, mayo 2012.
http: //gerenciayenergia.blogspot.com/2012_05_01_archive.html

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Comercio Internacional de Crudo y Productos

En este informe se analizan los aspectos más importantes de la gestión Comercio Internacional de Hidrocarburos por su alto impacto en el desempeño financiero de la IPN, con miras a utilizarlos como base para la formulación de estrategias que permitan recuperar la capacidad de creación de valor de este importante proceso medular del sector.

INTRODUCCIÓN

El deber ser de la organización de Comercio y Suministro (CyS) es coordinar las actividades de refinación, transporte y comercio para maximizar el valor agregado y crear valor para la empresa, ejecutando los procesos claves indicados en la Figura N° 7.2.5.1.

Entre sus funciones está manejar la información sobre la situación operacional (diaria) del negocio, analizar las publicaciones del mercado petrolero, evaluar las economías de refinación de crudos, mezclas, efectuar las compras/ventas de crudos, productos e insumos y generar directrices a las áreas operacionales de la corporación petrolera nacional. Igualmente, debe mantener estrecha relación con las diferentes organizaciones del negocio, a fin de prever y recomendar cursos de acción para aprovechar las oportunidades para agregar valor. Debe desarrollar capacidad de anticipación y reacción alineada con la dinámica de los mercados y de las operaciones.

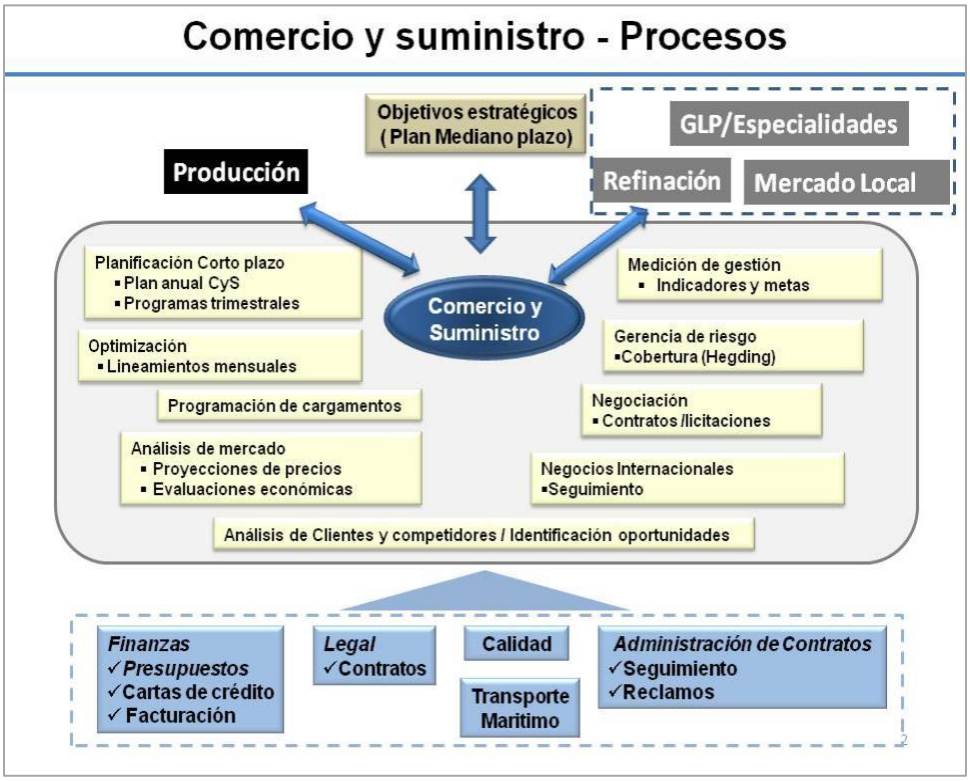


Figura N° 7.2.5.1 Procesos claves de comercio y suministro de hidrocarburos

PDVSA MERITOCRÁTICA

La organización de CyS estaba estructurada con base en procesos/actividades propios de su razón de ser, según se ilustra en la Figura N^0 7.2.5.2 a continuación:

Figura N° 7.2.5.2 Organización y actividades claves de comercio y suministro PDVSA meritocrática

PDVSA ACTUAL

No se conoce cómo está funcionando hoy en día la organización de CyS en la PDVSA actual. Por diferentes medios se ha recibido información de que la comercialización de al menos parte del volumen para exportación está siendo realizada por grupos de *traders* fuera de PDVSA, es decir, intermediarios. Si se analizan los resultados que muestra PDVSA en sus Informes de Gestión se puede inferir que no se está optimizando la disposición final de crudos y productos, por lo que las prácticas y normativas de la PDVSA meritocrática no politizada en cuanto a proceso de optimización, modalidad de contratación, análisis y selección de la cartera de clientes, tipos de contratos, entre otros, no se están cumpliendo de acuerdo con los procedimientos establecidos.

Por otro lado, gran parte del volumen disponible para exportación de crudos de PDVSA está comprometido en los convenios con Cuba, China, CITGO, exportaciones a India y con clientes de crudos pesados en el golfo de EE.UU., por lo que el esfuerzo de comercialización de crudos debe ser relativamente bajo en estos momentos.

Se están importando crudos del exterior para nuestras refinerías y para Isla (Curazao) y también productos para el mercado interno. Las exportaciones de productos se han reducido en volumen, variedad y calidad.

RESULTADOS OPERACIONALES DE PDVSA[1, 2, 3]

PRODUCCIÓN DE CRUDOS

La producción de crudos de PDVSA ha declinado significativamente, en especial la correspondiente a la gestión propia. En el Gráfico N^0 7.2.5.1 se muestra el nivel de producción total de crudos hasta el año 2016.

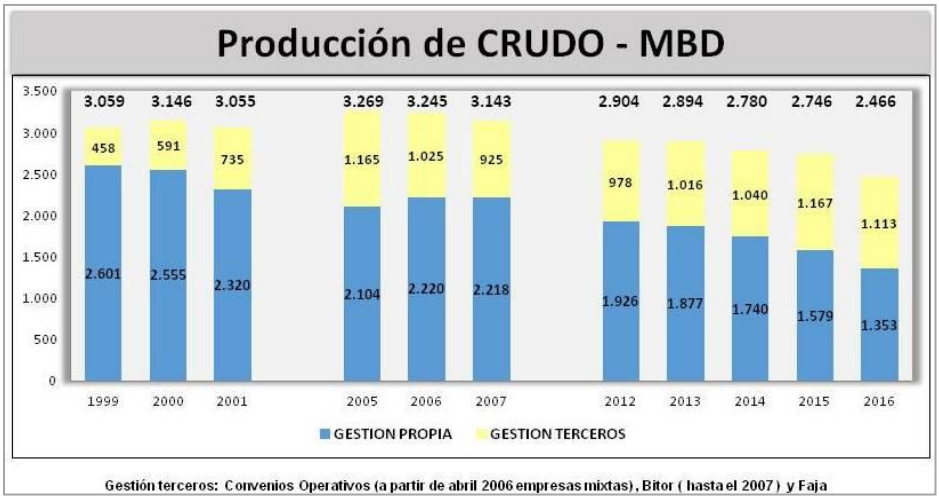


Gráfico N° 7.2.5.1 Producción total de crudos PDVSA

Los crudos livianos y medianos han sido los más afectados como se ilustra en el Gráfico N° 7.2.5.2.

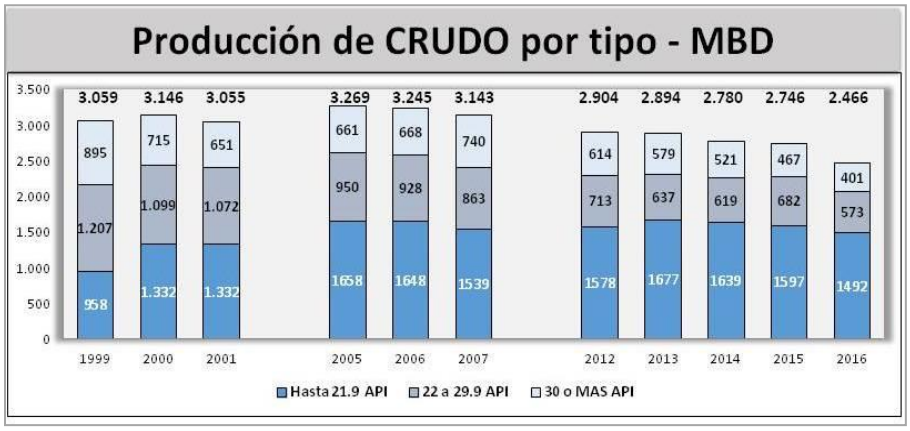


Gráfico N° 7.2.5.2 Producción de crudo PDVSA por tipo de crudo

[1] Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE):

- PODE 2001: Información del 1999 al 2001.
- PODE 2013 : Información del 2005 al 2007.
- PODE 2014 : Información del 2012 al 2014.

[2] Informe de Gestión Anual PDVSA 2016: información 2015 y 2016.

[3] Energy Information Administration (EIA) - Official Energy Statistics from the U.S. Government: información de mercado: exportación de EE.UU. e importación de Venezuela desde EE.UU.

REFINACIÓN

El volumen de crudos a procesos en Venezuela se ha reducido dramáticamente en un período de muy buenos márgenes de refinación, con la consecuente pérdida de valor agregado. Adicionalmente, la alimentación de crudos a proceso en las refinerías nacionales se ha tornado más liviana.

Esto, aunado a los continuos accidentes en nuestros complejos refinadores, refleja el severo deterioro del parque refinador doméstico.

Para ilustrar este punto, en el Gráfico Nº 7.2.5.3 a continuación se muestra la reducción en el nivel de procesamiento de crudos en las refinerías nacionales por tipo de crudo.

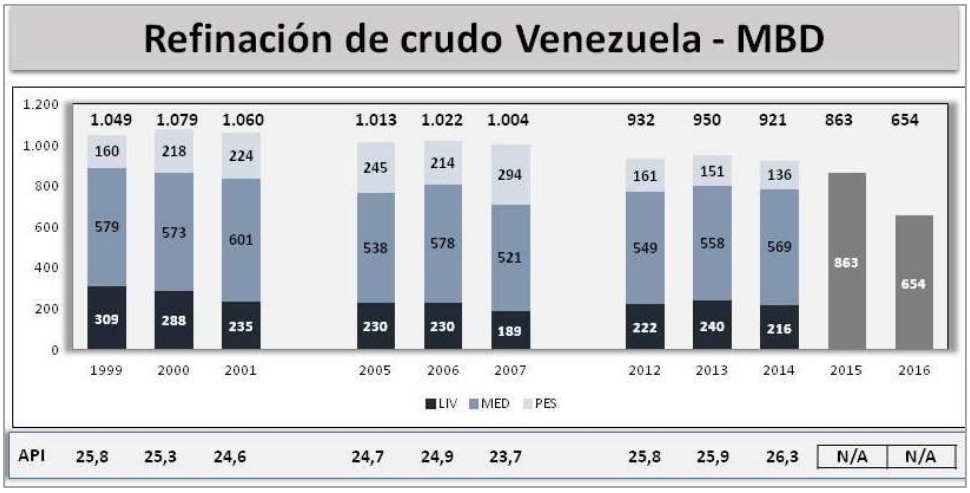


Gráfico N° 7.2.5.3 Procesamiento de crudo en refinerías nacionales

Por otra parte, la compra de insumos para proceso y mezclas en aumento, como se ilustra en el Gráfico Nº 7.2.5.4 a continuación, y el hecho de que el paquete de productos manufacturados cada año es de menor valor, se incrementa en residuales a expensas de productos limpios como gasolinas y destilados (ver Gráfico N° 7.2.5.5), refleja que las unidades de conversión de las refinerías no están operando adecuadamente.

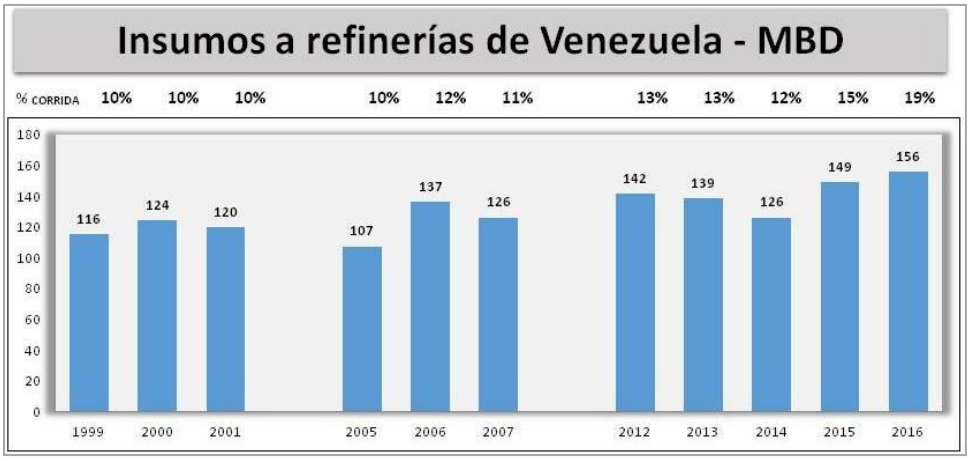


Gráfico N° 7.2.5.4 Insumos a proceso en refinerías nacionales

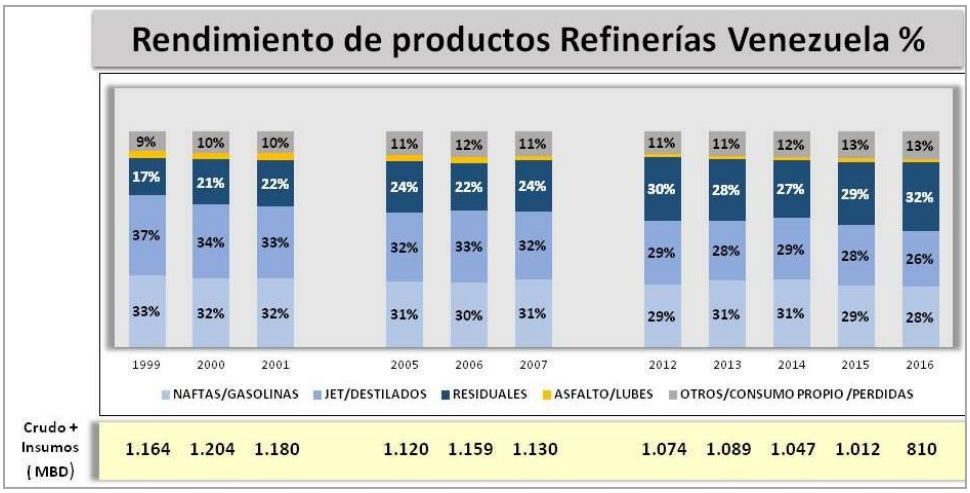


Gráfico N° 7.2.5.5 Rendimiento de productos en las refinerías nacionales

EXPORTACIONES

Las exportaciones de crudos y productos de PDVSA se han reducido como consecuencia de la caída en la producción de petróleo. El impacto es mayor en los productos, resultado de las bajas corridas de refinación ya mencionadas (ver Gráfico N° 7.2.5.6).

Gráfico N° 7.2.5.6 Exportaciones de crudos y productos

En el Gráfico N° 7.2.5.7 se muestra un balance muy grueso de crudos donde se refleja la distribución de crudos entre los centros de refinación nacionales y las exportaciones. Cabe destacar que no se conoce el volumen de compras de crudos para mezclas en Venezuela ni se sabe cómo están siendo contabilizados. Esto podría justificar el balance final que refleja cifras muy altas y que son difíciles de justificar como incremento/drenaje de inventarios.

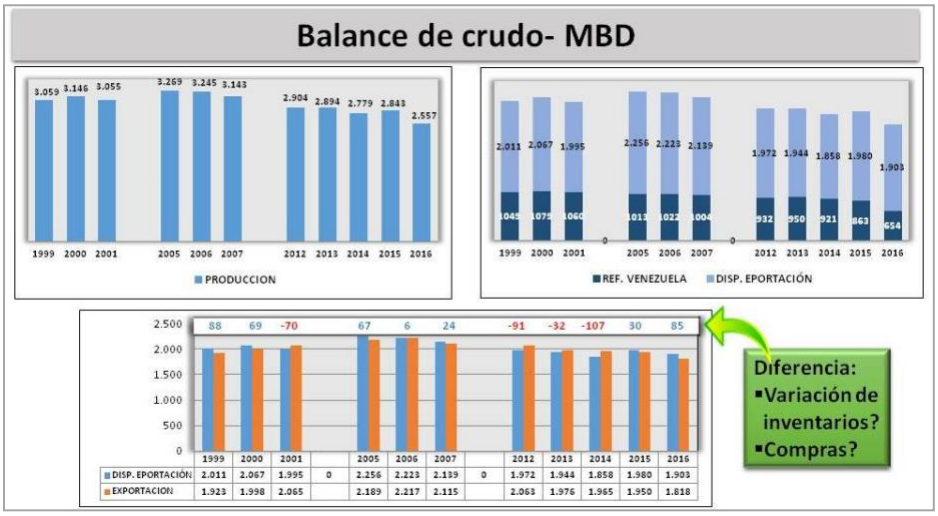


Gráfico N° 7.2.5.7 Balance de crudos PDVSA

El paquete de exportación de crudos es cada día más pesado (ver Gráfico N° 7.2.5.8). En consecuencia requiere destinos con capacidad de refinación con conversión profunda. El mayor parque refinador con capacidad para procesar este tipo de crudos sigue siendo Estados Unidos, aun cuando hay nueva capacidad de refinación instalada en India y China para procesar estos crudos pesados.

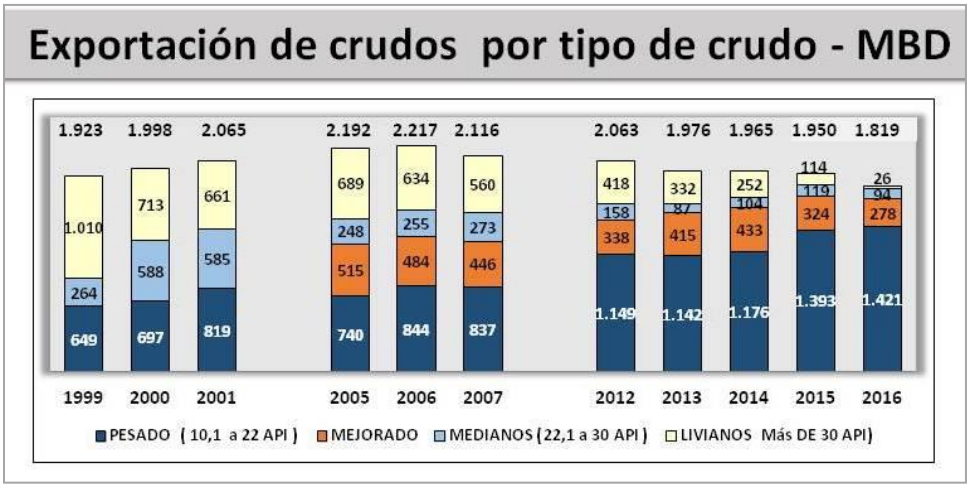


Gráfico N° 7.2.5.8 Exportación de crudos por tipo de crudo (MBD)

No obstante lo anterior, las exportaciones de crudo hacia nuestro mercado natural de EE.UU. han disminuido significativamente a expensas de exportaciones hacia Asia, principalmente China e India como se muestra en el Gráfico N° 7.2.5.9.

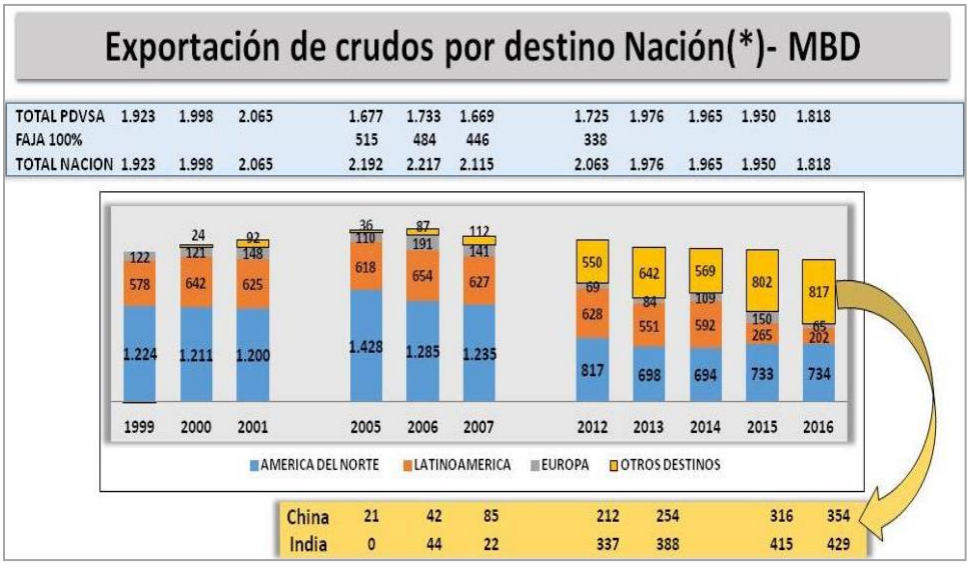


Gráfico N° 7.2.5.9 Exportación de crudos por destino (MBD)
Latinoamérica incluye: Caribe, América Central y Suramérica

Por otra parte, las exportaciones de productos cada día son menores y en términos de productos no terminados y residuales (productos de bajo valor y difícil colocación) (ver Gráfico N° 7.2.5.10).

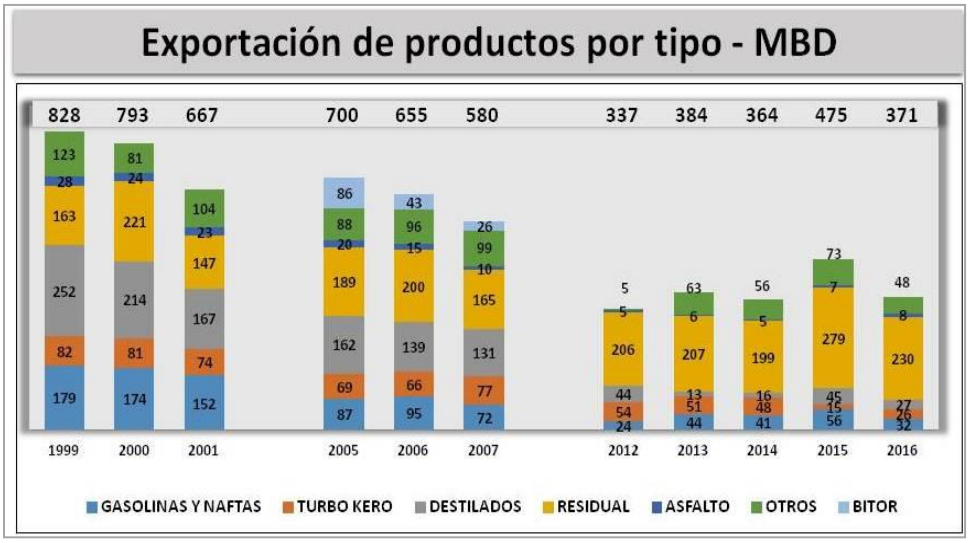


Gráfico N° 7.2.5.10 Exportaciones por tipo de producto (MBD)

En resumen, adicionalmente a la pérdida cuantitativa de producción y exportaciones de hidrocarburos, la situación de PDVSA es aún más grave al considerar la calidad de los crudos y productos exportados, donde se evidencia un alto porcentaje de crudos pesados y residuales a expensas de crudos livianos y productos limpios de más valor (ver Tabla N° 7.2.5.1).

	1999	2000	2001		2005	2006	2007		2012	2013	2014	2015	2016	1999-2016 % VARIACION
CRUDOS	1.923	1.998	2.065		2.192	2.217	2.116		2.063	1.976	1.965	1.950	1.819	**-5**
LIV/MED/MEJORADO	1.274	1.301	1.246		1.452	1.373	1.278		914	834	788	557	398	**-69**
PESADOS	649	697	819		740	844	837		1.149	1.142	1.176	1.393	1.421	**119**
PRODUCTOS	828	795	667		614	612	554		338	384	364	475	371	**-55**
PRODUCTOS LIMPIOS	513	469	393		318	301	280		123	108	105	116	85	**-83**
RESIDUALES	163	221	147		189	200	165		206	207	199	279	230	**41**
OTROS	152	105	127		107	111	109		9	69	61	80	56	**-63**

Tabla N° 7.2.5.1 Paquete de exportación de crudos y productos componentes de gasolina/destilados

Por otra parte, al igual que para el caso de las exportaciones de crudos, los mercados naturales y más rentables de Venezuela para productos de calidad (gasolinas, *jet* y destilados) -como son EE.UU. y Latinoamérica y hacia donde se dirigía el mayor volumen de exportación-, han sido desplazados por la actual PDVSA hacia Asia Pacífico y en términos de residuales (ver Gráfico N° 7.2.5.11).

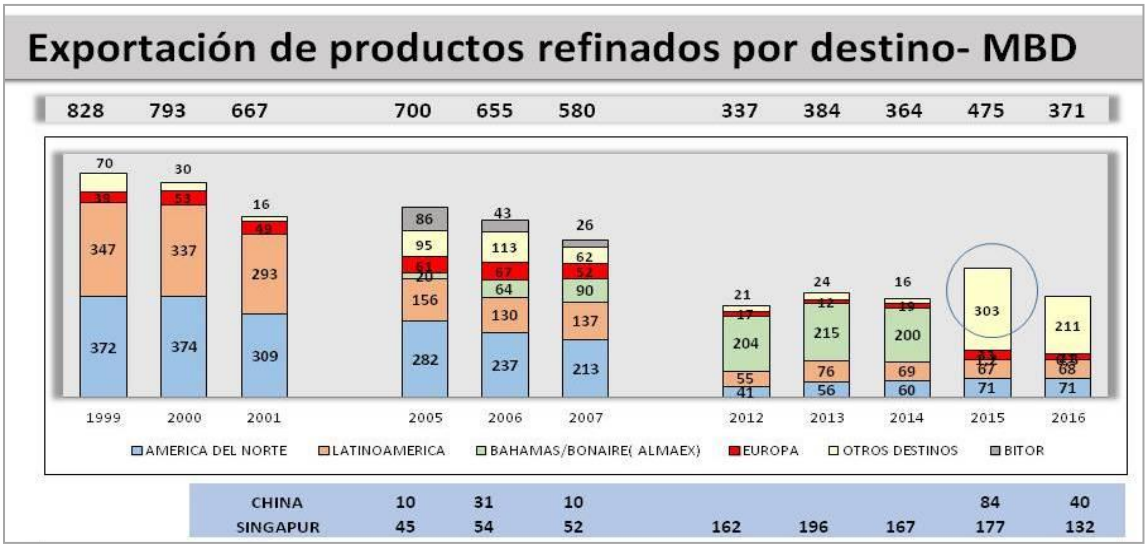


Gráfico N° 7.2.5.11 Exportación de productos terminados por destino (MBD)

En el Gráfico N° 7.2.5.11 se muestra para el período 2012-2014 un alto volumen a Latinoamérica (incluye el Caribe, América Central y Suramérica), lo cual incluye el volumen que se transporta a Bahamas/Bonaire a almacenamiento (previo a ser exportados principalmente a China y Singapur). A partir del 2015, PDVSA comienza a reportar los barriles directamente al destino final, como lo muestra el aumento de las exportaciones a otros destinos. Adicionalmente, el incremento en exportaciones luce muy alto con respecto al 2014 y al nivel de refinación para ese año, lo que refleja un drenaje de inventarios en esos centros de almacenamiento.

Cabe destacar que PDVSA ha perdido participación en los mercados más rentables para los crudos y productos venezolanos: EE.UU., Centroamérica, Suramérica y el Caribe.

En cuanto a crudos, la presencia de Venezuela en EE.UU. ha sido desplazada principalmente por Canadá y Brasil como se ilustra seguidamente en el Gráfico N° 7.2.5.12.

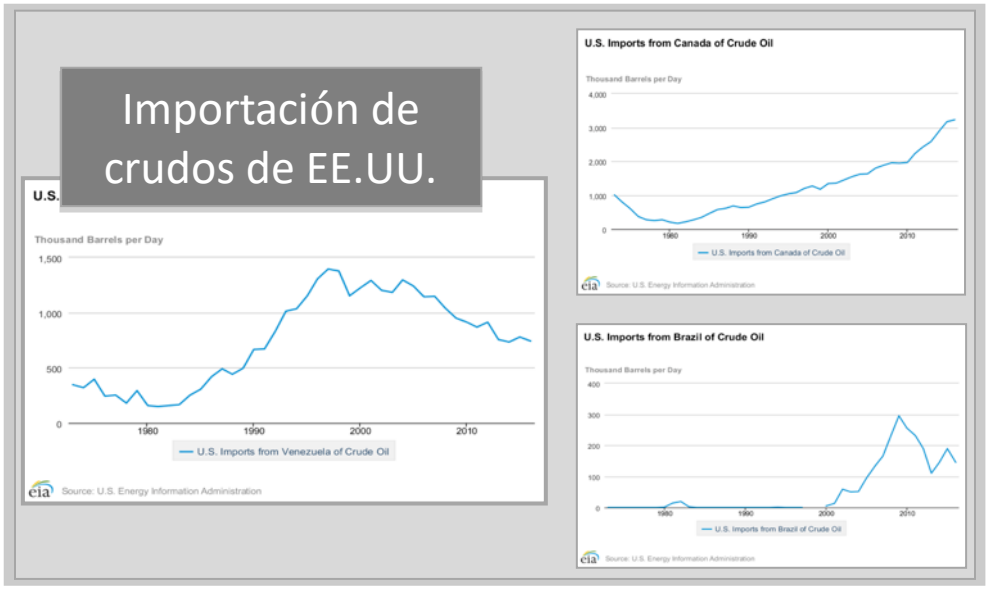


Gráfico N° 7.2.5.12 Importación de crudos de EE.UU.

En cuanto a productos, EE.UU. ha disminuido las importaciones de productos significativamente, incrementando las exportaciones hacia Latinoamérica y capturando mercados que harán cuesta arriba la penetración de volúmenes desde Venezuela (ver Gráfico N° 7.2.5.13).

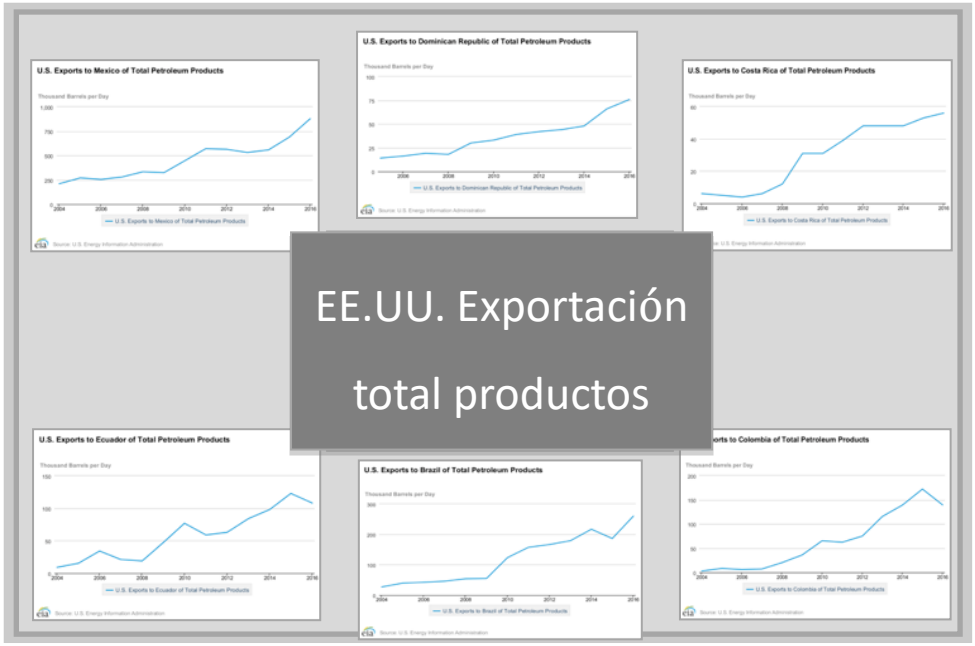


Gráfico N° 7.2.5.13 Exportación de productos de EE.UU.

A continuación, en la Tabla N° 7.2.5.2 se muestra que el volumen exportado a China y Singapur es parte del suministro al Fondo Chino.

Fondo chino

En la siguiente tabla se muestra el volumen entregado por contrato durante el período 2007-2016:

TABLA • VOLUMEN DE SUMINISTRO FONDO CHINO

Contratos (MBD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total promedio de ventas
Fondo Tramo A	89	86	91	75	-	-	-	-	-	-	85
Fondo Tramo B	-	-	124	107	-	-	-	-	-	-	116
Gran Volumen y Largo Plazo	-	-	-	205	220	252	290	225	283	285	251
Renovación Tramo A y B	-	-	-	-	195	199	190	181	248	120	189
Fondo Tramo C	-	-	-	-	-	-	5	71	96	100	68
Total	89	86	215	387	415	451	485	477	627	505	374

76 INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2016

CHINA	CRUDOS	94				212	254	207	400	394	EXPORTACIONES REPORTADAS
	RESIDUAL	10							84	40	
SINGAPUR	RESIDUAL	52				162	196	167	177	132	
	TOTAL	156				374	450	374	661	566	

Tabla N° 7.2.5.2 Suministro al Fondo Chino

COMPRAS CRUDO E INSUMOS PARA REFINERÍAS

PDVSA reporta en el informe de gestión 2016 que las compras de crudos e insumos para las refinerías de Venezuela y las refinerías en el exterior representan 36% de la corrida total, a pesar de la reducción en los niveles de corrida (ver Gráfico N° 7.2.5.14). Esto confirma la baja disponibilidad de crudos y productos.

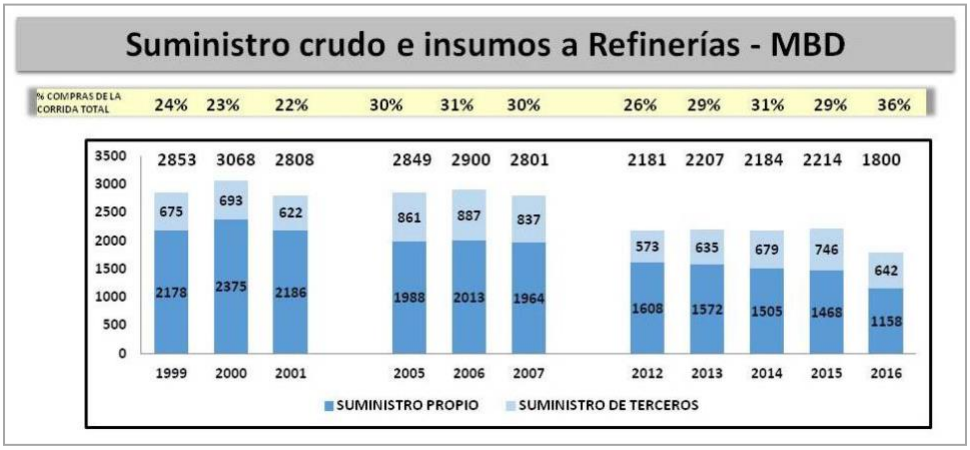


Gráfico N° 7.2.5.14 Suministro de crudo e insumos a refinerías de PDVSA

Por otra parte, del total de compras de crudo, el crudo liviano representa la mayor proporción, lo que confirma la drástica caída en la producción de este tipo de crudos por parte de PDVSA, como se muestra en el Gráfico N° 7.2.5.15.

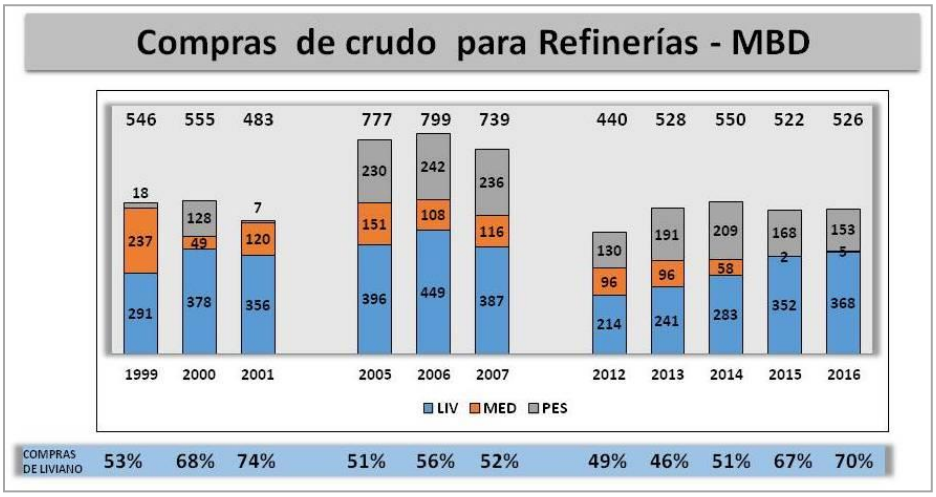


Gráfico N° 7.2.5.15 Compras de crudo para refinerías de PDVSA por tipo de crudo

En cuanto a la compra de insumos para proceso y mezcla en refinerías de Venezuela, la Energy Información Administration (EIA) muestra significativas importaciones desde EE..UU de gasolinas terminadas y destilados que anteriormente se exportaban hacia ese mercado e importaciones hasta de residuales y lubricantes (ver Gráfico N° 7.2.5.16).

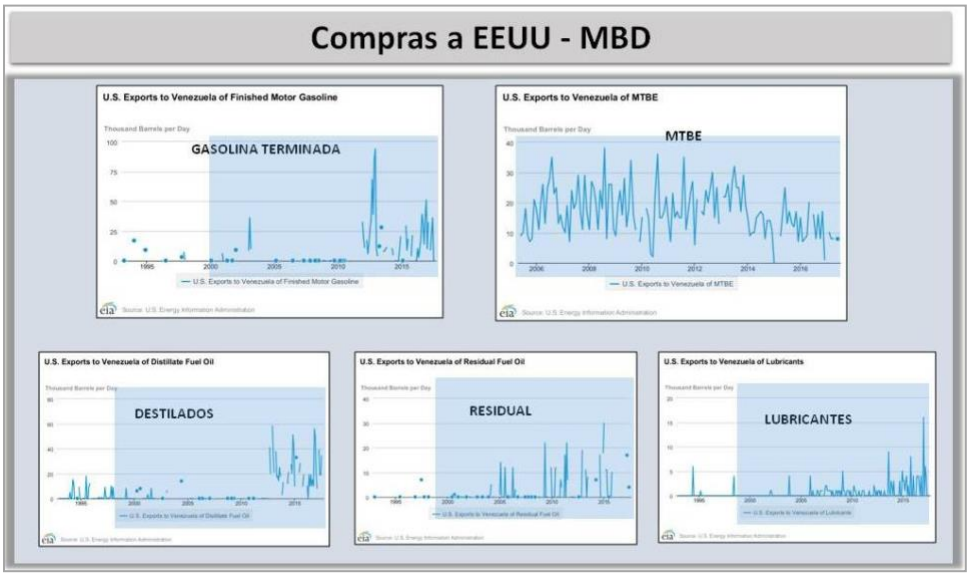


Gráfico N° 7.2.5.16 Importaciones de PDVSA desde EE.UU.

OTROS INDICADORES[4, 5, 6]

Los resultados presentados por PDVSA muestran que el valor del paquete de exportación desde Venezuela (ver Tabla N° 7.2.5.3) se ha venido reduciendo año tras año, con respecto a indicadores de mercado:

Otros indicadores

		1999	2000	2001	2005	2006	2007	2012	2013	2014	2015	2016
CONSUMO INTERNO PRODUCTOS REFINADOS	MBD	440	464	515	523	562	578	698	741	573	508	427
PRECIO PROMEDIO EXPORTACIÓN	$/B	16,04	25,91	20,21	45,74	55,21	64,74	103,42	98,08	88,42	44,65	35,15
PRECIO MERCADO - $/B (EIA)												
	BRENT	17,9	28,7	24,5	54,6	65,2	72,4	111,6	108,6	99,0	52,3	43,7
	MAYA	14,2	23,3	16,8	401,7	51,3	60,0	99,8	96,9	85,3	43,8	36,4
CESTA VS INDICADORES												
	BRENT	90%	90%	83%	84%	85%	89%	93%	90%	89%	85%	80%
	MAYA	113%	111%	120%	11%	108%	108%	104%	101%	104%	102%	97%

Tabla N° 7.2.5.3 Otros indicadores

El valor de nuestra cesta de exportación que en el año 1999 representaba 113% del precio del crudo Maya y 90% de Brent, para el 2016 representa 97% de precio del crudo Maya y 80% del Brent, menor valor por calidad y condiciones de venta.

En resumen, la situación de la PDVSA actual es completamente precaria; producción y calidad de crudos en franco deterioro, pérdida de capacidad y complejidad de refinación, lo que conlleva a exportar crudos y productos en menor volumen y de peor calidad. Adicionalmente, Venezuela ha perdido presencia en los mercados más atractivos de EE.UU., el Caribe y Latinoamérica para colocar crudos y residuales en China e India.

Los resultados reportados por PDVSA demuestran que el objetivo primordial de la organización se ha desvirtuado, no respondiendo a criterios comerciales ni de maximización de valor agregado para la corporación, y deja ver la falta de profesionalismo y ética en los negocios, todo lo cual ha sido sustituido por una profunda corrupción y politización.

[4] Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE):

- PODE 2001: Información del 1999 al 2001.
- PODE 2013 : Información del 2005 al 2007.
- PODE 2014 : Información del 2012 al 2014.

[5] Informe de Gestión Anual PDVSA 2016: información 2015 y 2016.

[6] Energy Information Administration (EIA) - Official Energy Statistics from the U.S. Government: información de mercado: exportación de EE.UU. e importación de Venezuela desde EE.UU.

CONCLUSIONES

Del análisis anterior se desprenden las siguientes conclusiones:

- PDVSA ha abandonado la orientación comercial y de negocios para responder a intereses políticos y ha perdido ventajas competitivas en un entorno Internacional cada día más exigente.
- Los crudos y productos disponibles para exportación son cada día de peor calidad, menor valor y de más difícil colocación en el mercado (crudos pesados y residuales).
- PDVSA ha perdido los mercados más rentables para sus crudos pesados y productos, posicionamiento que había logrado luego de años de esfuerzo comercial y de estrategias para asegurar su colocación maximizando el valor agregado. Desplazar a los nuevos actores en esos mercados será cuesta arriba.

REFERENCIAS

Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE):

- PODE 2001: Información del 1999 al 2001.
- PODE 2013 : Información del 2005 al 2007.
- PODE 2014 : Información del 2012 al 2014.

Informe de Gestión Anual PDVSA 2016: información 2015 y 2016.

Energy Information Administration (EIA) - Official Energy Statistics from the U.S. Government: información de mercado: exportación de EE.UU. e importación de Venezuela desde EE.UU.

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Recursos Humanos

El éxito de una empresa reside principalmente en la capacidad de su personal para mejorar continuamente su desempeño, adaptarse a los cambios del entorno y aplicar los desarrollos tecnológicos que se generen en el sector de su competencia. En este contexto, el análisis de la situación actual de los Recursos Humanos (RRHH) de la IPN, a los fines de identificar los aspectos que deben resolverse con carácter prioritario para recuperar su capacidad de aportar valor a la empresa, es el objetivo fundamental de esta sección del informe.

ANTECEDENTES

Hasta el año 2002, la Industria Petrolera Nacional (IPN) fue el sector más productivo de la economía venezolana al generar casi la totalidad de las divisas que ingresaban al país por concepto de exportaciones.

El desempeño de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), brazo ejecutor de la IPN fue apreciable, año tras año, llegando a ocupar el segundo lugar en la jerarquización mundial de las empresas petroleras más rentables del mundo. Estos lugares de honor se lograron debido a la solidez de la empresa, cuya plataforma fue construida sobre una cultura corporativa basada en un conjunto de valores elementales como ética, integridad, honestidad, responsabilidad, lealtad e identificación con la empresa y el país, así como la mística y la sana competencia, pilares de la meritocracia.

Estos logros fueron alcanzados por la llamada PDVSA "meritocrática". Se le dio ese nombre porque todo su personal era sometido a un proceso continuo de evaluaciones. Quienes cumplían con sus metas, acumulaban méritos y demostraban su potencialidad, ascendían más rápidamente, se les facilitaba la formación y se les otorgaban becas de estudio en Venezuela y en el extranjero. En este contexto, el personal de PDVSA no buscaba un cargo, buscaba una carrera. La excelencia se había establecido como meta.[1]

La "meritocracia" definida como un "Sistema de Gerencia de Recursos Humanos basado en la Justicia, Equidad y Competitividad sana para garantizar que los distintos cargos en la corporación fueran ocupados por los individuos mejor calificados de modo de asegurar el cumplimiento de la misión corporativa",[2] era el motor dinámico que impulsaba el logro y la productividad, tanto individual como de los equipos de trabajo en PDVSA, y era entendida como el mecanismo empleado para asegurar que las personas que demostraran tener el dominio de las competencias técnicas y conductuales requeridas por el negocio, que tuvieran un desempeño y potencialidad consistentemente superior, fueran quienes ocuparan los puestos clave, garantizando de esta manera una gerencia y dirección orientadas al cumplimiento exitoso de la misión y visión de la empresa.

En PDVSA, la elaboración del Plan Estratégico de Recursos Humanos (PERH) era una práctica que se realizaba cada año como parte del ciclo de Planificación Estratégica del negocio.

[1] La PDVSA meritocrática, José Toro Hardy, 3/02/2017.
[2] De la PDVSA gerencial a la PDVSA politizada, 07/03/2007.

Los objetivos del PERH eran alinear a la organización de Recursos Humanos y sus procesos con la estrategia del negocio; asegurar el desarrollo y la utilización adecuada de las competencias requeridas; dimensionar, pronosticar y estimar el número y costo de la fuerza laboral que el plan de negocio requería para su adecuado cumplimiento; asegurar la captación y retención de talento con base en la propuesta de una oportunidad de desarrollo de carrera, así como de esquemas de compensación fija y variable y beneficios flexibles para atender las necesidades de los diferentes segmentos de la organización. Del PERH se derivaba el Plan Operacional de la Dirección de Recursos Humanos que guiaba la gestión del año, la cual era medida por medio de indicadores estratégicos y operativos.

Para garantizar el proceso de fortalecimiento de las competencias técnicas y conductuales fue diseñada una metodología llamada Desarrollo Profesional con base en Competencias, la cual tenía cuatro etapas:

En la Etapa 1 o Diagnóstico técnico-actitudinal se identificaban las competencias requeridas por los puestos, las cuales eran comparadas con las que tenía el trabajador, con el fin de determinar su probable adaptabilidad y efectividad en el cargo. Este diagnóstico permitía determinar la brecha o las fortalezas existentes entre las competencias técnicas y conductuales (conocimientos, habilidades y destrezas) del trabajador y las requeridas para asegurar un desempeño consistentemente superior de las responsabilidades y funciones del puesto. Los resultados de la medición de competencias eran graficados con dianas de evaluación similares a la que se muestra en la Figura N° 7.2.6.1.

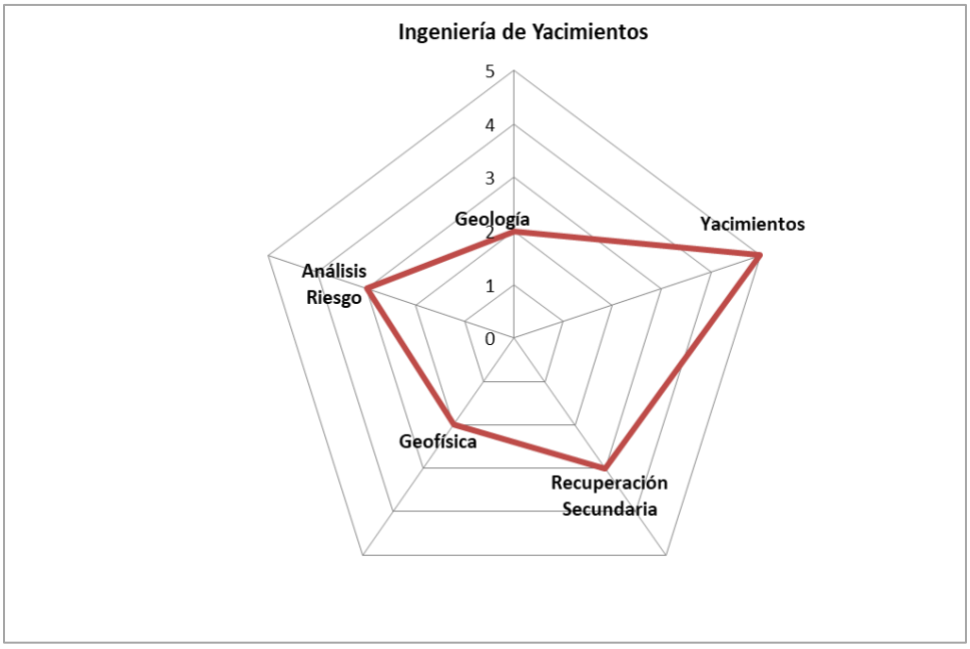


Figura N° 7.2.6.1 Ejemplo de una gráfica (diana) para mostrar resultados de medición de competencias

El propósito de la Etapa 2 o Programa de Nivelación técnico-actitudinal era cerrar las brechas en habilidades del pensamiento y actitudes, con el objetivo de habilitar a los participantes para la transferencia en el sitio de trabajo de los conocimientos técnicos recibidos en los programas de capacitación. En los casos en donde había una identificación de fortalezas, se dotaba a las personas que las tuvieran con técnicas de capacitación para habilitarlos como mentores o tutores de las nuevas generaciones.

En la Etapa 3 se elaboraban los Programas de Desarrollo y Capacitación, los cuales eran rutas o mapas de aprendizaje hechos a la medida para cada grupo de participantes, con el objetivo de desarrollar las competencias técnicas requeridas por el puesto y de esa manera cerrar las brechas entre el ocupante y el puesto. El Programa de Desarrollo y Capacitación incluía diferentes mecanismos para el cierre de brechas, tales como asignaciones temporales de trabajo a otras organizaciones dentro o fuera de PDVSA y del país; realizar reemplazos por vacaciones, adiestramiento en el trabajo, así como técnicas de autoaprendizaje y la ejecución de programas formales de capacitación, los cuales eran organizados e impartidos por el Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED).

En la Etapa 4 se aplicaban las Pruebas de Certificación para confirmar y validar las habilidades, conocimientos y destrezas adquiridas durante los programas de capacitación, con énfasis en los procesos de cierre de brechas en competencias técnicas a nivel profesional y artesanal.

La Evaluación del Desempeño era otro de los habilitadores de la “meritocracia”.[3, 4, 5] Esta se realizaba en forma continua y en función de las metas e indicadores establecidos para cada puesto. El ciclo anual del proceso concluía con una entrevista privada entre el supervisor y el colaborador, en la cual se revisaba el cumplimiento de los objetivos acordados a principios del año. La evaluación era elaborada por el colaborador y aprobada por el supervisor directo. Posteriormente, y previo a su oficialización, era presentada para su validación a un panel conformado por niveles supervisores y gerenciales para fortalecer su transparencia. El proceso de evaluación institucional establecía posibles niveles de desempeño que iban desde el desempeño sobresaliente hasta el desempeño de bajo rendimiento. Los porcentajes de aumentos salariales por mérito estaban directamente relacionados con el nivel del desempeño, lo cual permitía reconocer a los mejores.

Otro proceso institucional clave de la “meritocracia” era la Estimación del Potencial, el cual se revisaba cada dos años mediante una metodología que permitía visualizar el nivel máximo que podría alcanzar cada colaborador a lo largo de su trayectoria profesional. Para esto se analizaban en comité factores tales como liderazgo, visión de conjunto, visión estratégica, creatividad, manejo de relaciones interpersonales, trabajo en equipo, toma de decisiones, así como orientación a la generación de resultados con valor agregado.

El Desarrollo de Carrera era otro proceso cuya revisión se realizaba cada dos años. Era alimentado con los resultados de las evaluaciones de desempeño, la estimación del potencial y la medición de competencias. El análisis del desarrollo de carrera de cada colaborador se hacía en comités en los cuales se evaluaban exhaustivamente todas sus credenciales. A partir de esta actividad se generaban los planes individuales de carrera de cada trabajador así como las tablas de reemplazo de los puestos clave, con lo cual se aseguraba la disponibilidad de candidatos listos para desempeñarlos.

En materia de Remuneración, la compensación se administraba con base en el mérito y se otorgaba en forma anual; estaba directamente asociada a los resultados del desempeño de los objetivos del puesto y del negocio vs. las condiciones salariales que ofrecía el mercado laboral del sector. El trabajador que no cumplía con el nivel de metas esperado no recibía aumento, mientras que aquellos que sobrepasaban el cumplimiento de las metas y generaban aportes importantes al negocio recibían los mayores porcentajes de aumento por desempeño. Hacia finales de los años 90 se diseñó e implementó un esquema de pago variable (PCIV), el cual vino a reforzar la alineación del desempeño del personal con los indicadores estratégicos del negocio.

[3] La cultura de la Industria Petrolera, Diego González.
[4] La meritocracia en PDVSA.
[5] PDVSA Pasado, presente y futuro, Gente del Petróleo, 24/04/2012.

En materia de Compensación indirecta o beneficios es importante destacar el Plan Contributivo de Jubilación, el cual constituía un importante mecanismo de retención del personal. Los fondos de este plan estaban conformados por aportes de los trabajadores y de la empresa.

El proceso de análisis y validación de los procesos de Recursos Humanos antes referidos y aplicables al personal de nivel ejecutivo y al personal no ejecutivo con alto potencial, era presentado al Comité de Remuneración y Desarrollo Ejecutivo (RYDE) de PDVSA para su aprobación. Este comité estaba integrado por la presidencia de la empresa y cuatro de sus directores principales.

No es posible cerrar este aparte sin hacer una mención especial del CIED, el cual se convirtió en la Universidad Corporativa de PDVSA, la cual fuera ampliamente reconocida a nivel mundial por la calidad y excelencia de sus servicios y productos. En su proceso de crecimiento y consolidación, el CIED realizó convenios con universidades que ocupaban los primeros lugares en las jerarquías internacionales de centros de estudios y desarrollo, lo cual se tradujo en la oportunidad para los trabajadores de PDVSA de participar en programas de capacitación y desarrollo de clase mundial.

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

Son múltiples las apreciaciones sobre la situación interna de la IPN y específicamente de la empresa estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), que requieren ser analizadas y validadas. Entre estas, encontramos las siguientes:

- La Fuerza Laboral actual de PDVSA se estima en más de 141.000 trabajadores.[6]
- El número de trabajadores que fue retirado de PDVSA entre los años 2002 y 2003 se estima en aproximadamente 18.000; está integrado por personal ejecutivo, profesional, técnico y artesanal, cuyos conocimientos y experiencia en el sector petrolero alcanza la cifra equivalente a 400.000 años. La Figura N° 7.2.6.2 muestra la distribución del personal activo en el mes de noviembre 2002, así como el número de trabajadores que fueron desincorporados. A esta cifra hay que añadir alrededor de 5000 empleados de la empresa de Automatización, Informática y Telecomunicaciones (Intesa) que también fueron despedidos sin la debida liquidación.

[6] De la PDVSA gerencial a la PDVSA politizada, 07/03/2007.

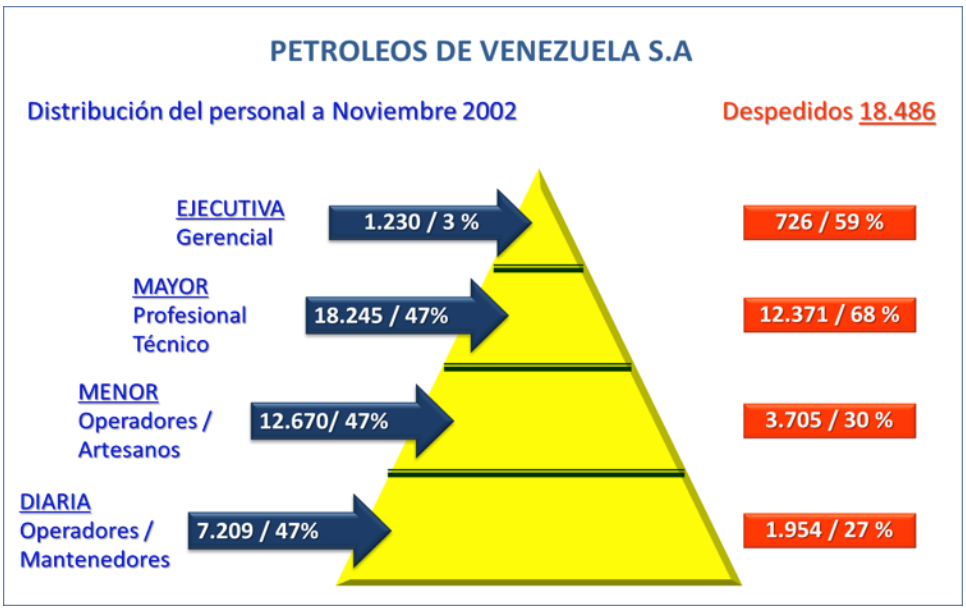


Figura N° 7.2.6.2 Distribución del personal activo de PDVSA noviembre 2002 y número de trabajadores desincorporados entre diciembre 2002 y marzo 2003[7]

- El retiro desmedido y sin criterios de personal calificado descapitalizó y desprofesionalizó la capacidad gerencial, supervisoria, técnica, artesanal y operacional de la Industria Petrolera venezolana, lo cual conllevó no solo a afectar la eficiencia operativa sino también a descuidar el desarrollo de nuevos proyectos, la investigación, la capacitación y el mantenimiento e inversiones del plantel físico petrolero, llevándolo a operar en forma ineficiente.
- La desincorporación del personal referido en la Figura N° 7.2.6.2 representó la pérdida en horas de aproximadamente 400.000 años de experiencia en la actividad petrolera. El promedio de edad del personal despedido era de 41 años y el tiempo promedio de servicio de 15 años, lo cual conllevó a la pérdida de personal capacitado y a un déficit de personal profesional y técnico capacitado. Este hecho es sumamente grave cuando consideramos que, por ejemplo, la transformación de un ingeniero de petróleo recién graduado a un ingeniero experto en el manejo de reservas y yacimientos puede llevar entre seis y ocho años.
- Durante los últimos años, alrededor de 80% del personal que trabajaba para las empresas contratistas fue incorporado a la nómina de PDVSA.
- Se ha producido un número importante de accidentes con fatalidades, daños irreversibles a yacimientos, menor producción, así como bajos márgenes de refinación debido a la inexperiencia, todo lo cual lleva a concluir que el personal no es oportuna ni adecuadamente capacitado.

[7] De la PDVSA gerencial a la PDVSA politizada, 07/03/2007.

- El concepto de “meritocracia” y de desarrollo profesional con base en las competencias, la evaluación del desempeño por objetivos y con indicadores y la potencialidad se han desvirtuado a tal punto que, con la llegada de la revolución, el término “meritocracia” comenzó a utilizarse de manera peyorativa.[8]
- En las designaciones y ascensos del personal, la “lealtad al proceso” parece tener mayor valor que los méritos profesionales.[9]
- Procesos y actividades de perfil político-social, no asociadas con la actividad medular del negocio petrolero, han sido incorporadas a la empresa con una fuerza laboral asociada de aproximadamente 28.000 personas.[10]
- El Fondo de Pensiones de PDVSA no genera ingresos suficientes para cubrir los incrementos de las pensiones.
- La calidad y productividad del sistema de protección de salud del personal activo y jubilado se ha deteriorado.
- Se desconoce el destino de los recursos económicos asociados al personal que fue retirado en 2002 y 2003: aporte al Plan de Jubilación Contributivo, Fondo de ahorros, Prestaciones.
- PDVSA es una empresa cuya capacidad productiva está mermada y sus finanzas están comprometidas.
- El índice de productividad en términos de barriles de petróleo producidos por día por persona pasó de ser 79,7 en el año 2001 a 13,1 en el 2017. La Figura N° 7.2.6.3 muestra el crecimiento de la fuerza laboral de PDVSA entre los años 2001 al 2017 de más de 100%, mientras que la producción de barriles muestra una reducción de 43% durante el mismo lapso.

[8] La PDVSA meritocrática, José Toro Hardy, 3/02/2017.
[9] PDVSA Pasado, presente y futuro, Gente del Petróleo, 24/04/2012.
[10] Fuerza laboral de PDVSA, Informes de Gestión Anual PDVSA, 2001-2016.

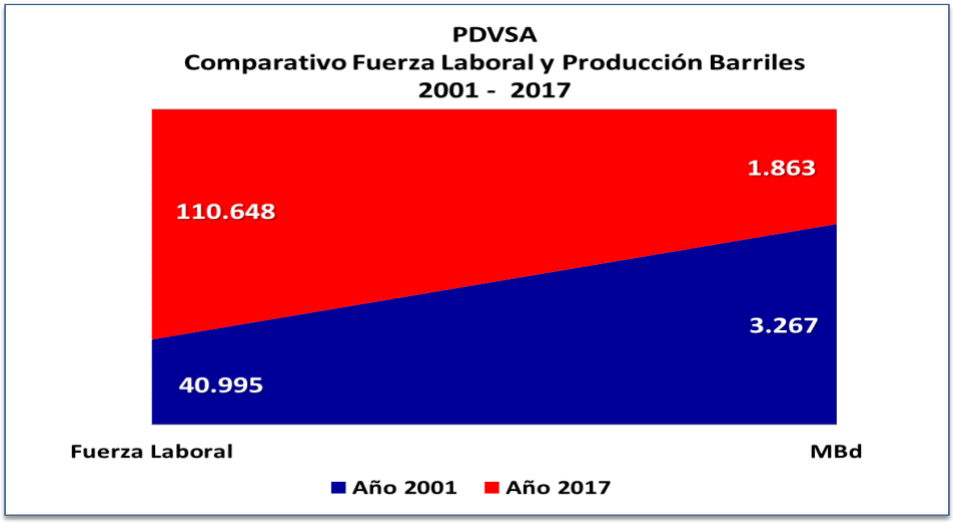


Figura N° 7.2.6.3 Comparativo 2001 y 2017 de la fuerza laboral y de la producción de PDVSA

CONCLUSIONES

La situación antes descrita se ha traducido en que, entre los años 2008 y 2016, PDVSA llegó a exhibir una disminución sostenida e ininterrumpida del volumen de producción de petróleo crudo. Ha sido una caída ininterrumpida a lo largo de ocho años consecutivos, siendo el año 2016 el de la mayor caída puntual.[11] Según datos de la propia petrolera, la producción diaria ha caído más de 23% entre enero de 2016 y octubre de 2017.[12]

Para recuperar su capacidad de añadir valor a la nación, PDVSA necesita recuperar el nivel de desempeño que la caracterizó en su gestión competitiva clase mundial, el dominio en tecnologías novedosas para incrementar el volumen de producción e incrementar el margen de refinación. Para lograr todo esto, requiere recuperar el conocimiento técnico, profesional y gerencial con personal altamente calificado que permita a la empresa salir del marasmo en el que se encuentra.[13]

Frente a la situación planteada y con miras a anticiparnos y estar preparados ante una eventual transición del régimen político en Venezuela, deben analizarse los diversos aspectos relacionados con los procesos de los recursos humanos que deben ser tomados en consideración a la hora de elaborar un plan de acción de amplio alcance que sirva de guía para habilitar este segmento clave antes, durante y luego de la transición.

[11, 12] Venezuela llega a la OPEP con una PDVSA en crisis, El Mercurio, 28/11/2017.
[13] PDVSA afronta la mayor crisis de su historia, Carlos Mendoza Pietri, 30/11/2016.

REFERENCIAS

La PDVSA meritocrática, José Toro Hardy, 3/02/2017.

De la PDVSA gerencial a la PDVSA politizada, 07/03/2007.

La cultura de la Industria Petrolera, Diego González.

La meritocracia en PDVSA.

PDVSA Pasado, presente y futuro, Gente del Petróleo, 24/04/2012.

Fuerza laboral de PDVSA, Informes de Gestión Anual PDVSA, 2001-2016.

Venezuela llega a la OPEP con una PDVSA en crisis, El Mercurio, 28/11/2017.

PDVSA afronta la mayor crisis de su historia, Carlos Mendoza Pietri, 30/11/2016.

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Accidentalidad y Confiabilidad Operacional

En esta sección se presenta una visión general de la Accidentalidad y Confiabilidad Operacional de la IPN basada en un análisis de la evolución de sus principales indicadores en los últimos años. Esto permitió rememorar algunos de los accidentes más importantes acaecidos en el pasado reciente, que afectaron significativamente el otrora buen desempeño de la seguridad en las operaciones petroleras e identificar los principales aspectos que deberán ser abordados para lograr una mejora de su gestión futura en este ámbito.

ANTECEDENTES

Desde la creación de PDVSA se implantó una política y cultura corporativa que enmarcaba la Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA) como la primera prioridad de la gestión de la empresa. Esta filosofía estaba claramente documentada en la misión, valores y principios organizacionales de PDVSA, tal como se refleja en la Orientación Estratégica presentada en la edición dedicada al tema de SHA[1] donde su primer párrafo establece: "La orientación estratégica en materia de Seguridad, Higiene y Ambiente de PDVSA está fundamentada en el mandato de nuestra Política Corporativa, a partir de la cual se establecen los lineamientos seguidos en nuestros negocios. PDVSA también exige a sus contratistas y socios que conduzcan sus actividades bajo una política preventiva compatible con estos postulados". Así el excelente desempeño en la gestión de SHA era la clave del éxito en los negocios de PDVSA fundamentada en la prioridad que se le prestaba a la atención de este tema, no solo por razones económicas, sino también por otras de mayor importancia, como lo es el evitar la pérdida de vidas humanas, daños a las instalaciones y al ambiente. Esta orientación estratégica, la política corporativa y la prioridad asignada perseguían lograr los siguientes objetivos en toda la gestión operacional de la corporación:

- SEGURIDAD:
  Que no ocurran daños al personal, instalaciones y/o ambiente.
- CONFIABILIDAD:
  Continuidad operativa y duración de los activos.
- EFICIENCIA:
  Aumentar el Valor Económico Agregado.
  (Mayor producción, menor costo)

A los fines de reafirmar el mandato de proteger a las personas, las propiedades y el ambiente, en armonía con el desarrollo del entorno y las sociedades donde actuaba, se estableció el SISTEMA GERENCIAL DE MANEJO INTEGRAL DE RIESGOS (SIR-PDVSA).[2] El sistema SIR-PDVSA obedecía a los principios enunciados en la Política Corporativa de SHA y a lo establecido en la normativa legal vigente en esta materia. El SIR-PDVSA fue concebido como una herramienta para la administración integral de los riesgos a la salud y seguridad de los trabajadores, a la integridad de las instalaciones y al ambiente. Está conformado por 14 elementos y opera como un proceso secuencial estructurado y documentado de planificación, implantación, verificación, auditoría y revisión sistemática de sus actividades claves para el mejoramiento continuo de la gestión de la corporación en Seguridad, Higiene y Ambiente.

[1] PDVSA, Seguridad, Higiene y Ambiente 1998, Política Corporativa publicada en la época en su página web.
[2] Lineamientos del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA, Norma SI-S-06, agosto 2001).

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL

La pérdida de pericia operacional, la falta de mantenimiento, desinversión y personal competente tuvo como consecuencia un incremento en la accidentalidad con pérdidas humanas, daños en la infraestructura, incendios, explosiones y derrames petroleros que ocasionaron afectaciones al ambiente y a las comunidades. Como bien reportase la organización Gente del Petróleo.[3, 4] a través de informaciones difundidas por los medios de comunicación nacionales, se tiene conocimiento de que desde el 2003 hasta diciembre de 2017 se contabilizaron 687 lesionados y 182 fallecidos. De esta última cifra, 50% se registró en el sector de refinación, fundamentalmente por la explosión ocurrida en la Refinería de Amuay en agosto de 2012. Es importante destacar que estas cifras se conocieron a través de los medios de comunicación, ya que desde el 2003 PDVSA no las publica.

Mención especial merece el lamentable accidente ocurrido en la Refinería de Amuay la madrugada del sábado 25 de agosto de 2012, pues no es de ninguna manera un caso fortuito. Como bien lo señaló Coener en los comunicados publicados en su *blog* sobre este accidente,[5] fue la consecuencia directa de cambiar la razón de ser de PDVSA, que pasó de ser una empresa eficiente y productiva concentrada en el negocio de los hidrocarburos, a una institución profundamente politizada al servicio de un modelo político ajeno a la Constitución Nacional. Es evidente que la tragedia de Amuay está signada por este proceso de transformación de PDVSA en un brazo ejecutor de múltiples actividades ajenas al negocio petrolero y de eliminación de la adecuada estructura organizacional que requiere una empresa que explora, explota, produce, refina, transporta, investiga y desarrolla, capitaliza su personal, invierte, se expande y opera con eficiencia.

La gran cantidad de problemas técnicos que han afectado las capacidades operacionales de las instalaciones, plantas, sistemas y equipos de PDVSA, son muchos de ellos consecuencia de graves accidentes y daños a la infraestructura petrolera y, sin duda alguna, indicativos de falta de pericias, efectividad gerencial y desconocimiento de las acciones correctivas y preventivas que requieren las instalaciones, a corto, mediano y largo plazo.

[3] Presentación Petróleo, Progreso y Bienestar, Gente del Petróleo a Comisión de Energía de la Academia de Ingeniería y Hábitat (ANIH), cifras de accidentalidad actualizadas según informe 4, Caracas, 18/01/2018.

[4] Accidentalidad en la Industria Petrolera Nacional desde 2003 hasta diciembre 2017, Informe Gente del Petróleo presentado en reunión mensual Comité de Manufactura, Centro Orientación en Energía (Comaf-Coener), Caracas, marzo 2018.

[5] Comunicados Coener ante el incendio en la Refinería Amuay, 2012 a 2017, *blog* de Coener. http://coener2010.blogspot.com/

Las pérdidas económicas han sido enormes. Tal como mencionó el ingeniero Luis Soler en su exposición en el foro organizado por el Grupo Orinoco en noviembre del 2016: ¿Tiene Venezuela futuro como país petrolero?[6] "Si comparamos los resultados oficiales de PDVSA del año 2001, último año de la gestión anterior, con los del año 2015, último oficialmente reportado a la fecha, se puede observar el deterioro progresivo de todos los indicadores de gestión empresarial: disminución de la producción de crudos, menos volúmenes de crudo refinados, muy por debajo de los niveles óptimos de operación de las refinerías locales, reorientación de las exportaciones hacia mercados menos rentables, aumentos de costos, abultamiento de las nóminas, incremento de la accidentalidad y aumento exponencial de los pasivos de la empresa. Hemos estimado que entre 2010 y el primer semestre de 2016, esta producción, menor que lo acordado en el seno de la OPEP, le ha restado ingresos a la nación por el orden de 140 mil millones de dólares, y mucho más si se compara con los ambiciosos planes de aumentos de producción que no se materializaron. También, en este mismo período, la situación de baja operatividad de las refinerías locales le ha costado al país unos 18.000 millones de dólares adicionales en ingresos no generados. Con el solo renglón de la gasolina que se consume en el mercado interno, de la cual se ha importado hasta 120.000 barriles diarios durante largo tiempo, se estima conservadoramente la pérdida en más de 5.000.000 $ diarios".

Obviamente, hay urgencia en atender este problema de pérdida de la Cultura Corporativa de Seguridad.

[6] Situación actual y perspectivas de la Industria Petrolera Nacional, Luis A. Soler Soto, Foro ¿Tiene Venezuela futuro como país petrolero? IESA/Coener/Grupo Orinoco, IESA, Caracas, 24/11/ 2016.

El Comité de Manufactura del Centro de Orientación en Energía (Coener) emitió en abril de 2013 un comunicado[7] en el que documentó la cantidad de eventos clasificables como accidentes industriales (explosiones, incendios, derrames, fugas, fallas operacionales, eventos acuáticos e incidentes varios) en las instalaciones petroleras bajo control de PDVSA, así como las visiblemente desmejoradas condiciones operativas del circuito refinador venezolano, expresando su posición crítica, tanto técnica como gerencial, relacionada con esta situación por demás preocupante. A este respecto, expusieron la información relevante recogida en diferentes medios de información, tales como la prensa nacional y regional, los sindicatos petroleros y la Asociación Civil Gente del Petróleo, en cuya versión actualizada a la fecha[8] confirmaron que durante 2003-2017, cada año se registró una alta ocurrencia de eventos, como se muestra en el Gráfico N° 7.2.7.1.

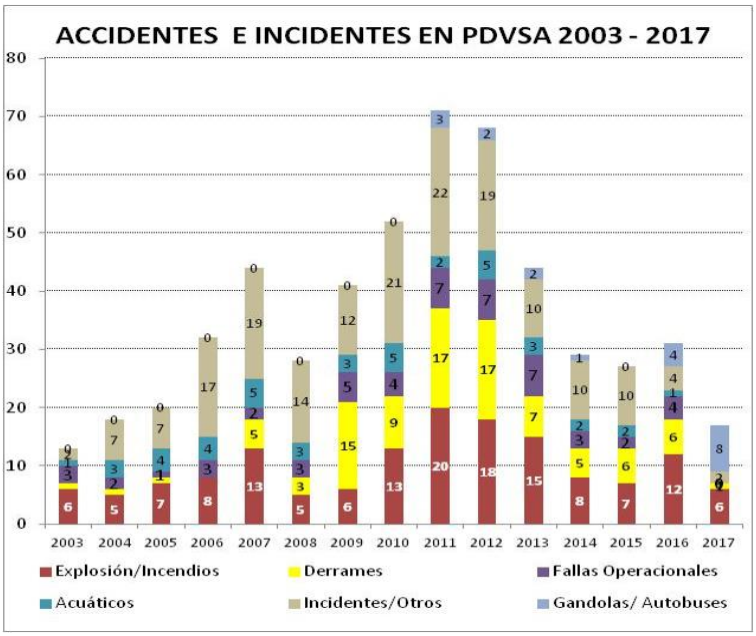


Gráfico N° 7.2.7.1 Accidentalidad PDVSA 2003 a 2017

Entre los eventos reseñados por estas fuentes, los más relevantes permiten estimar una cifra extraordinariamente elevada, de alrededor de 182 personas fallecidas (incluyendo las 42 oficialmente reportadas por PDVSA en el accidente ocurrido el 25 de agosto de 2012 en la Refinería de Amuay) y una cantidad muy superior de lesionados con diferentes grados de afectación, así como un exagerado número de irregularidades operacionales a todo lo largo de la cadena de valor del negocio petrolero bajo responsabilidad de PDVSA.

[7, 8] Accidentalidad en la Industria Petrolera Nacional desde 2003 hasta diciembre 2017, Informe Gente del Petróleo, reunión mensual Comité de Manufactura, Centro Orientación en Energía (Comaf-Coener), Caracas, marzo 2018.

Coener[9] ha insistido en reportar los datos disponibles en fuentes de acceso público, como los ya señalados, así como de empresas petroleras operando en varios países de la región y otras organizaciones técnicas dedicadas a la recolección de este tipo de información para sus análisis comparativos. Los gráficos que siguen muestran los diferentes indicadores utilizados internacionalmente para reflejar la gestión de empresas en lo referente a la accidentalidad y severidad en sus operaciones, y en los mismos se constata la deplorable e injustificable situación que atraviesa PDVSA en materia de seguridad.

El Gráfico N° 7.2.7.2 muestra las variaciones durante el período 2007-2016 del Índice de Frecuencia Neta[10] de PDVSA en forma comparativa con otras compañías petroleras de la región, como Pemex, Ecopetrol e incluso CITGO, filial de PDVSA en el exterior. Este índice ofrece una medida del número de accidentes ocurridos que ocasionaron pérdida de tiempo de labor por cada millón de horas-hombre de exposición. Como se puede apreciar en dicho gráfico, PDVSA registra un desempeño promedio 10 veces peor al de compañías petroleras comparables.

[9] Situación actual y perspectivas de la Industria Petrolera Nacional, Luis A. Soler Soto, Foro ¿Tiene Venezuela futuro como país petrolero? IESA/Coener/Grupo Orinoco, IESA, Caracas, 24/11/ 2016.

[10] Siniestralidad de PDVSA en cifras, Juan L. Martínez, data internacional actualizada hasta 2016, *blog* Coener. http://coener2010.blogspot.com/

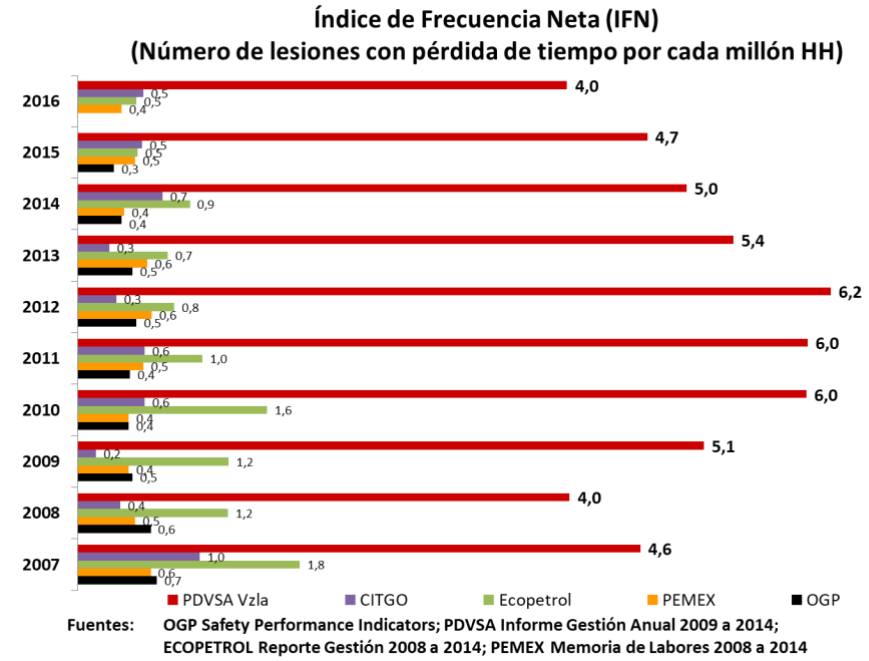


Gráfico N° 7.2.7.2 Índice de Frecuencia Neta 2007-2016

El Gráfico N° 7.2.7.3 muestra el Índice de Severidad, indicador que refleja la cantidad de días perdidos debido a la ocurrencia de la accidentalidad reportada.

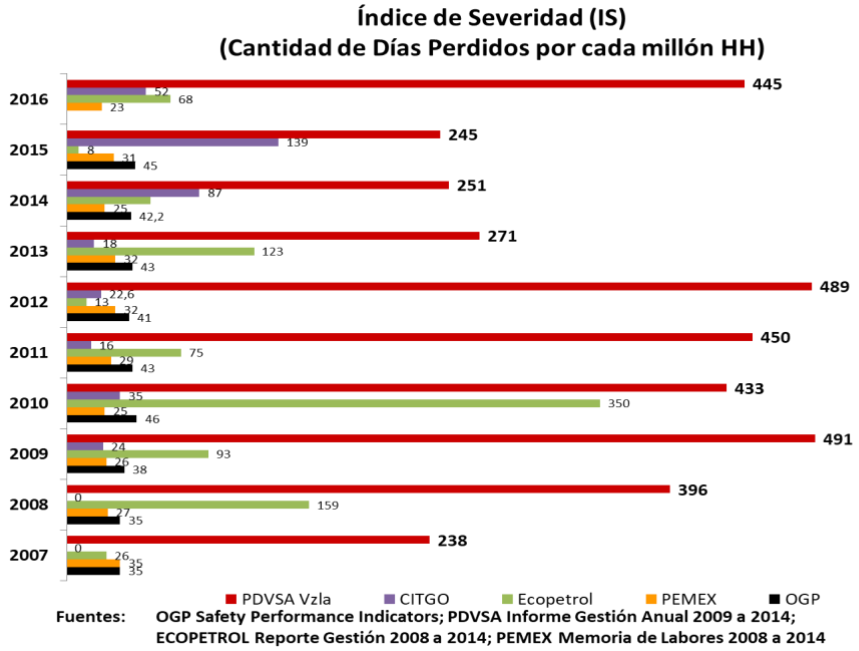


Gráfico N° 7.2.7.3 Índice de Severidad 2007-2016

En estos gráficos se hace evidente que PDVSA supera de manera escandalosa no solamente el promedio global publicado por la Oil and Gas Producers Association (OGP), sino que rebasa con creces los niveles de estos indicadores para empresas petroleras de la región e incluso de su filial americana CITGO. Es importante destacar que, si bien el Índice de Frecuencia Bruta pareciera haber mejorado levemente desde el 2012 a la fecha, especialistas consultados aseguran que la situación sigue siendo muy grave por cuanto muchos de los accidentes no se reportan y no se hacen del conocimiento público y, por otro lado, las horas de exposición han disminuido considerablemente por los bajos niveles de operación de las instalaciones, por las frecuentes paradas y el menor número de horas de exposición por la reducción de la fuerza hombre que ha emigrado, especialmente en los últimos tres años.

El Gráfico N° 7.2.7.4 ilustra acerca del Índice de Frecuencia Neta, que registra la cantidad de accidentes con pérdida de tiempo para el período 2001-2003 de PDVSA en forma comparativa con la región suramericana y a nivel global. No hay registros comparativos para años más recientes.

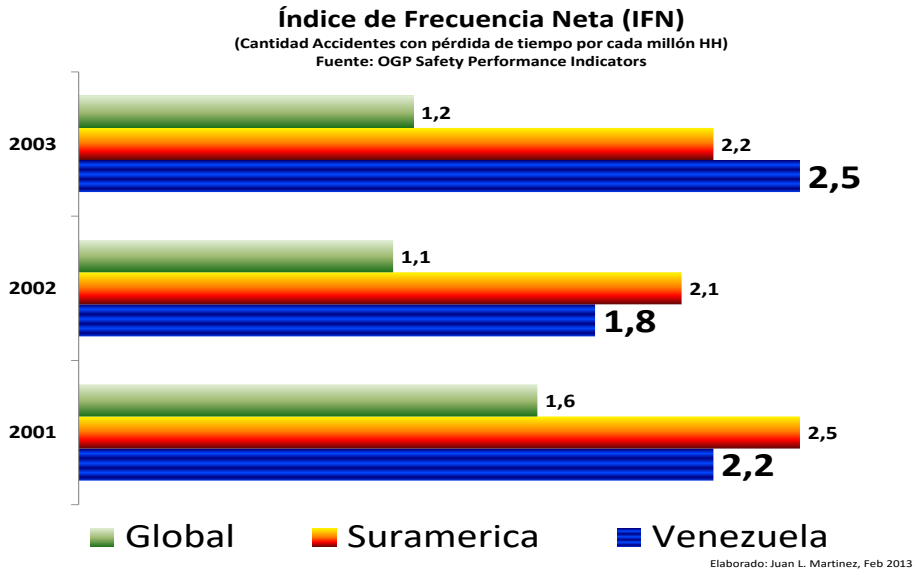


Gráfico N° 7.2.7.4 Índice de Frecuencia Neta 2001-2003

La interrogante que surge con esta información es: ¿Qué se hace actualmente en CITGO y qué se hacía en PDVSA antes del 2003 que permitía mantener estos indicadores dentro de los rangos internacionales de la región?

Los indicadores de accidentalidad mostrados, unidos a la situación operacional actual de los complejos refinadores, reflejan un bajo desempeño en confiabilidad, con niveles reportados de procesamiento de crudo en unidades de destilación de alrededor de 520 MBPD en 2017 vs. 1303 MBPD de capacidad instalada; resaltando el CRP donde se reportó para octubre de 2017 alrededor de 350 MBPD vs. una capacidad instalada de 955

MBPD (sin incluir la Refinería de Bajo Grande), con un número importante de unidades de proceso fuera de servicio, fundamentalmente por razones de fallas en equipos y sistemas, o sea, por baja confiabilidad operacional.

EN RESUMEN

El análisis de esta situación conduce a señalar la importancia de reimplantar en la Industria Petrolera Nacional, y en particular en el sistema refinador venezolano, buenas prácticas gerenciales y operacionales, las cuales a nivel internacional (incluyendo a CITGO), están hoy en día centradas en los conceptos de seguridad y confiabilidad. El apego a esas prácticas es lo que ha permitido al sector industrial de producción y manufactura obtener y mantener indicadores de seguridad, de excelencia operacional y, en consecuencia, de rentabilidad con aportes de mayor valor a sus accionistas.

REFERENCIAS

PDVSA, Seguridad, Higiene y Ambiente 1998, Política Corporativa publicada en la época en su página web.

Lineamientos del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA, Norma SI-S-06, agosto 2001).

Presentación Petróleo, Progreso y Bienestar, Gente del Petróleo a Comisión de Energía de la Academia de Ingeniería y Hábitat (ANIH), cifras de accidentalidad actualizadas según informe 4, Caracas, 18/01/2018.

Accidentalidad en la Industria Petrolera Nacional desde 2003 hasta diciembre 2017, Informe Gente del Petróleo, reunión mensual Comité de Manufactura, Centro Orientación en Energía (Comaf-Coener), Caracas, marzo 2018.

Comunicados Coener ante el incendio en la Refinería Amuay, 2012 a 2017, *blog* de Coener. http://coener2010.blogspot.com/

Situación actual y perspectivas de la Industria Petrolera Nacional, Luis A. Soler Soto, Foro ¿Tiene Venezuela futuro como país petrolero? IESA/Coener/Grupo Orinoco, IESA, Caracas, 24/11/ 2016.

Siniestralidad de PDVSA en cifras, Juan L. Martínez, data internacional actualizada hasta 2016, *blog* Coener. http://coener2010.blogspot.com/

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Ambiente

En este documento se presenta un diagnóstico de la situación ambiental actual de la IPN, con base en la información más reciente disponible, que sirva de insumo para la formulación de un Plan Ambiental que esté en consonancia con el proceso de rescate operacional y financiero de la IPN.

INTRODUCCIÓN

Las actividades de la IPN se desarrollan en un amplio espacio geográfico, cubriendo buena parte del territorio nacional al norte del río Orinoco. Esta extensión, junto a las características de su dinámica operacional, hace que sus actividades sean muy intensivas en lo atinente a la ocupación y uso de recursos naturales.

Las operaciones tienen lugar en una amplia variedad de sistemas naturales, que incluyen operaciones en aguas (lago de Maracaibo, plataforma continental) y en tierra firme, y si bien estas actividades se desarrollan en áreas legalmente designadas como de interés petrolero, en muchas de ellas se desarrollan otras actividades tales como producción agrícola, ganadera, pesquera, etc., con las cuales la IPN comparte los espacios. Todas estas actividades son susceptibles de ocasionar impactos ambientales muy diversos, capaces de afectar los recursos naturales. La prevención y control de tales impactos son de obligatorio cumplimiento para las actividades petroleras por mandato legal, con el fin de minimizar las consecuencias ambientales adversas y los conflictos con otras actividades.

Las descargas de aguas residuales, emisiones de hidrocarburos y otros contaminantes al aire, los riesgos de derrames de hidrocarburos, la disposición de lodos de perforación y otros residuos industriales, y las emisiones de gases de efecto invernadero son los aspectos más relevantes de la actividad petrolera que ameritan un manejo cuidadoso para evitar la degradación del ambiente y los conflictos.[1]

Considerando los impactos adversos de distinta índole que pudieran producirse, la IPN estableció hace varias décadas principios que deben regir en toda actividad, con el fin de resguardar el ambiente. Se desarrollaron y adoptaron normas internas, prácticas y tecnologías que previenen y controlan los impactos al ambiente. Cualquier proyecto de desarrollo petrolero debía ser objeto, en su fase más temprana de diseño, de un estudio de línea base e impacto ambiental, del cual se obtiene toda la información requerida acerca de las características del área que pudiese verse afectada: clima, vegetación, fauna, calidad de aguas, calidad de aire, comunidades y actividades humanas vecinas, se anticipaban los impactos previsibles y se establecían procesos de prevención, control y contingencia.

[1] Sánchez, J.C. y Gómez, E., Geografía de la Energía bajo el signo de los hidrocarburos, GeoVenezuela, publicación de la Fundación Empresas Polar, Caracas, 2008.

Sin embargo, en los últimos 15 años ha ocurrido en el país una degradación progresiva de las instituciones responsables de orientar y regular el ordenamiento ambiental del territorio y de definir las políticas y normativas a las que se sujetan la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente. En particular, la decisión política de sustituir en 2014 al Ministerio del Ambiente, convirtiéndolo en un apéndice del Ministerio para Vivienda, Hábitat y el Ecosocialismo, y luego designar en 2015 un nuevo Ministerio de Ecosocialismo y Aguas, sin que se disponga de una idea precisa acerca de qué es el ecosocialismo, terminó reduciendo considerablemente la capacidad de gestión ambiental del Estado. Al mismo tiempo, las operaciones de la IPN han sido seriamente afectadas, tanto por las políticas públicas instrumentadas por el Gobierno Nacional como por las decisiones gerenciales (estratégicas y operativas) llevadas a cabo por la corporación estatal, y la gestión ambiental de la misma no ha escapado a sus consecuencias pues, en efecto, se han estado observando indicios muy claros de descuido y retroceso del desempeño ambiental de la IPN, reflejados en un aumento de la frecuencia y magnitud de los derrames petroleros, así como en las limitaciones para atender con eficacia este y otros impactos.

Es por ello que la recuperación de la IPN necesariamente va a requerir del fortalecimiento de su gestión ambiental, el cual es un proceso que deberá diseñarse a partir de una auditoría ambiental técnica, financiera y de la capacitación disponible para poder establecer los correctivos que deben ser puestos en práctica. El reto consiste en cerrar las brechas de desempeño, no solo para lograr el cumplimiento de las exigencias legales a las que están sujetas las actividades petroleras sino, además, cumplir el compromiso, con la sociedad de preservar -y en lo posible mejorar- el entorno donde se desarrollan dichas actividades.

ANÁLISIS SITUACIÓN ACTUAL[2, 3]

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)

EFLUENTES LÍQUIDOS

En las actividades de producción, el crudo que se extrae del subsuelo viene mezclado con agua. La cantidad de agua en la mezcla es variable y, por lo general, se incrementa a medida que se va agotando el yacimiento. Esta agua, que se separa del crudo cuando la mezcla se coloca en un tanque, es llamada agua de producción y está contaminada con hidrocarburos disueltos y en suspensión, sólidos suspendidos y, en ocasiones, con otros contaminantes como la Demanda Química de Oxígeno[4] (DQO), fenoles y sulfuros. Las aguas que solamente contienen hidrocarburos en exceso con respecto a las normas ambientales son denominadas aguas aceitosas. Estos efluentes son tratados mediante procesos de separación de los hidrocarburos y sólidos contenidos. La separación del crudo tiene lugar en un tanque denominado API que permite retirar el crudo libre y también las gotas de crudo en suspensión de tamaño superior a 150 micras. Al efluente resultante se le añaden sustancias químicas desestabilizadoras del crudo emulsionado, permitiendo separar las gotas de pequeño tamaño al hacer pasar el agua a través de otros dispositivos (flotadores, coalescedores, etc.). En los casos en que este tratamiento permite obtener una calidad de agua que cumple con los criterios de las normas ambientales, esta se descarga a cuerpos de agua naturales; de no ser así, el agua es reinyectada en el yacimiento, previa filtración para separar los sólidos suspendidos remanentes. En ciertos casos la reinyección tiene la finalidad de mantener la presión del yacimiento para la recuperación secundaria de crudos. Asimismo, es común la práctica de verter efluentes en fosas de evaporación, como procedimiento de disposición.

El plan de gestión ambiental de la empresa de 1999 indicaba para este año una generación total de 1,789 MMBD de aguas de formación, de las cuales 0,988 MMBD (57%) eran inyectadas, 0,764 MMBD (43%) eran descargadas a medios naturales, de las cuales 0,241 MMBD estaban en total cumplimiento de las normas ambientales y 0,523 MMBD requerían tratamiento. El plan contemplaba la realización de proyectos para llevar la inyección de las aguas de formación hasta 71% del total (1,266 MMBD) en cuatro años, en virtud del reconocimiento de su potencial contaminante, y llevar el resto (0,523 MMBD) a total cumplimiento de las normas ambientales.

[2] Petróleos de Venezuela S.A., Diagnóstico de la situación ambiental de PDVSA, informe interno, Caracas, septiembre 1999.
[3] Petróleos de Venezuela S.A., Balance de la gestión social ambiental 2015, informe de PDVSA, Caracas, julio 2016.
[4] La demanda química de oxígeno (DQO) es un parámetro que mide la cantidad de sustancias susceptibles de ser oxidadas por medios químicos que hay disueltas o en suspensión en una muestra líquida.

No obstante, y conforme al último informe de gestión ambiental disponible de PDVSA (año 2015), las actividades de E&P generan 2,146 MMBD de aguas de formación, de las cuales 59% (1,266 MMBD) son inyectadas, y el resto (0,88 MMBD) son descargadas en medios naturales, de las cuales 0,468 MMBD se descargan sin ningún tipo de tratamiento.

Estas cifras reflejan que en el período 1999-2015, si bien se aumentó la inyección de aguas de formación en yacimientos, muy probablemente, debido a los requerimientos de agua para los proyectos de recuperación secundaria de crudos, no se atendió el volumen creciente de generación de estos efluentes, lo cual ha conducido a un aumento de las descargas al medio natural, y en consecuencia del impacto. Ello hace que se requiera en la actualidad el desarrollo de proyectos para el tratamiento de 0,88 MMBD de aguas de formación, con el fin de lograr el total cumplimiento de las exigencias ambientales regulatorias, tal como se muestra en la Figura N° 7.2.8.1.

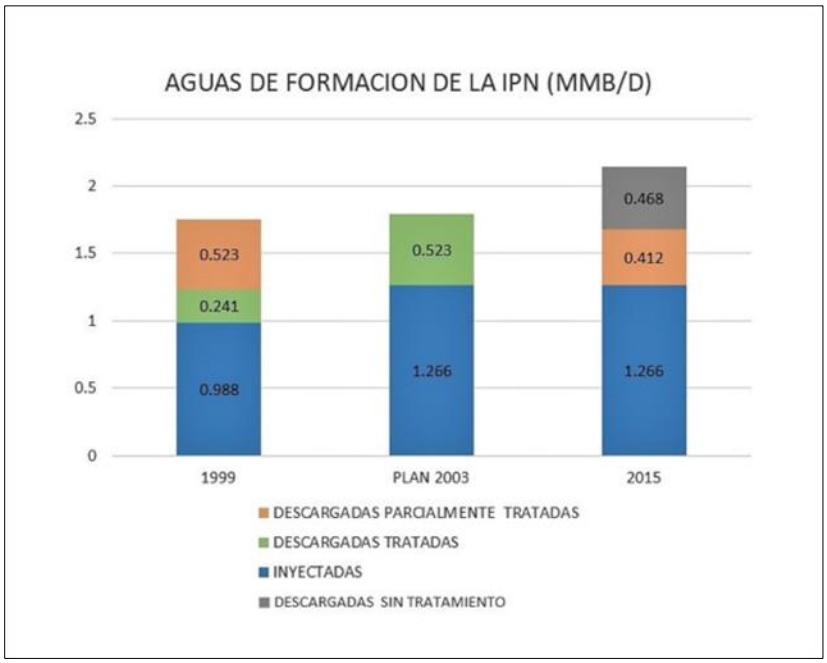


Figura N° 7.2.8.1 Aguas de formación de la IPN (MMBD)

En cuanto a la eficiencia de la gestión de los efluentes, esta se establece mediante los indicadores referidos a la producción petrolera, utilizando para el cálculo una producción de 3,2 MMBD en 1999 y 2,8 MMBD en 2015. Tal como se muestra en la Tabla N° 7.2.8.1, estos indicadores reflejan un descuido del tratamiento de los efluentes descargados a medios naturales, los cuales no cumplen con la norma ambiental, y un aumento al doble del indicador del volumen de efluentes descargado no conforme con la norma por barril de petróleo producido.

	1999	2015
Efluentes inyectados (MMB/D)	0,988	1,266
Efluentes descargados conforme a normas (MMB/D)	0,241	0
Efluentes descargados no conforme a normas (MMB/D)	0,523	0,88
Bbl de efluentes inyectados /Bbl de petróleo	0,309	0,452
Bbl de efluentes descargados conforme a normas/Bbl de petróleo	0,075	0
Bbl de efluentes descargados no conforme a normas/Bbl de petróleo	0,163	0,314

Tabla N° 7.2.8.1 Indicadores gestión de los efluentes

Por otra parte, el plan de 1999 reportó, además de las aguas de producción, la generación de 237 MMBD de aguas aceitosas, que son más costosas de tratar debido a la naturaleza de los contaminantes presentes. Solo 5% de estas aguas era tratada suficientemente para poder descargarlas a medios naturales, en 1999 y, en consecuencia, el plan contemplaba la realización de proyectos para tratar 95% de estas aguas residuales en un período de siete años. El informe de gestión de PDVSA de 2015 no ofrece información alguna acerca de la generación de aguas aceitosas ni del avance en su tratamiento.

EMISIONES ATMOSFÉRICAS

Las principales emisiones contaminantes del aire de las actividades de E&P son las partículas de hidrocarburos, gases de azufre y óxidos de nitrógeno que se arrojan a la atmósfera a través de quemadores (mechurrios) cuando no operan al óptimo de su eficiencia de combustión. En Venezuela la mayor parte del gas natural producido está asociado a la producción de petróleo, alrededor de 92% de este gas es reinyectado o utilizado, mientras que 8% es venteado a la atmósfera o quemado en mechurrios, principalmente en localizaciones donde por su ubicación, por la baja presión del gas o por las características del gas, su aprovechamiento no es rentable. Otras emisiones contaminantes del aire son los vapores de hidrocarburos volátiles que emanan de los patios de tanques de almacenamiento de crudos livianos y medianos, producidos por el desplazamiento de los vapores contenidos en el tanque cuando asciende el nivel de líquido durante el llenado; tales emanaciones se han podido reducir apreciablemente con la instalación de recuperadores de gas y con el reemplazo de los tanques de almacenamiento convencionales, de techo fijo, por tanques de techo flotante.

Según el último informe de gestión ambiental disponible de PDVSA (año 2015), en las instalaciones de E&P existe un total de 811 fuentes de emisión de contaminantes atmosféricos, de las cuales 468 (58%) han sido “acondicionadas”. El informe no indica

cuál es el significado del término “acondicionadas”, el cual no existe en el léxico normativo de las emisiones contaminantes de la atmósfera. Por tanto, se desconoce si lo que se trata de decir es que este 58% de las fuentes emisoras cumple las normas regulatorias o si más bien se refiere al número de fuentes en las que se hicieron los arreglos técnicos para poder realizar las mediciones de contaminación, o cualquier otro significado.

Las cifras de este informe contrastan ampliamente con los registros disponibles de 1999, en los que se contabilizó un total de 2373 fuentes emisoras de contaminantes, de las cuales 1265 (53%) cumplen las normas ambientales. Estos mismos registros de 1999 hacen la importante aclaratoria de que solamente 14% del volumen total de las emisiones descargadas al aire se encuentra fuera de norma y deben ser objeto de tratamiento. Para tal fin, se diseñaron proyectos que debieron haberse completado en 2006.

Es evidente que el informe de PDVSA de 2015 utilizó criterios distintos para el diagnóstico de las emisiones contaminantes del aire, que resultan insuficientes y poco útiles para la evaluación del desempeño al no abordar la integralidad de las fuentes.

Otro punto de atención son las emisiones de gases de efecto invernadero, que en el caso de E&P posee la fuente de mayor emisión de metano a la atmósfera en los venteos de gas natural asociado al petróleo en los campos del oriente del país, en particular en Punta de Mata. Esta emisión totaliza 73.080 Gg CO_2 eq/año (Gigagrams de CO_2 equivalente/años) (73,08 millones de toneladas al año) que representa 29,6% de las emisiones totales de gases de invernadero del país, conforme al inventario de emisiones de 2010.[5] Deberá buscarse una solución a estas emisiones, bien sea mediante el aprovechamiento de este gas o su reinyección en los yacimientos.

Las emisiones de gases de invernadero de los mejoradores de crudos extrapesados en Jose también son significativas. Estas ocurren en las plantas de hidrogeno de los mejoradores, estimándose en alrededor de 6 millones de toneladas de CO_2 eq/año.

DESECHOS SÓLIDOS

Los inventarios de desechos de las actividades de E&P indican que la mayor parte de estos son desechos de hidrocarburos, cortes de roca de la perforación de pozos (ripios) y fluidos de perforación.

[5] Ministerio de Ecosocialismo y Aguas, Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Caracas, 2017.

Los fluidos de perforación se utilizan para lubricar la mecha y extraer los ripios a medida que se perfora el pozo. Estos lodos se elaboran a base de agua o a base de aceite (gasoil) y su formulación es muy variada. Por lo general contienen barita (sulfato de bario), óxidos de hierro, arcillas, bentonita, cal o soda cáustica, lignosulfonatos, taninos, almidón, polímeros y aminas, entre otras sustancias. Los fluidos a base de aceite se utilizan cuando se realizan perforaciones en formaciones arcillosas sensibles al agua. Estos fluidos, una vez utilizados, se convierten en desechos o lodos, que son considerados contaminantes debido a su contenido de gasoil y crudo. Cuando se está perforando y aun no se ha alcanzado la profundidad del yacimiento, y por tanto no están contaminados con crudo, los fluidos se hacen pasar por mallas vibradoras, desarenadores y ciclones para separar los ripios, mientras que el fluido se recicla, volviendo a ser utilizado en la perforación. Cuando se perfora en el yacimiento, los fluidos salen contaminados con crudo y requieren de un tratamiento por decantación y floculación para separar el crudo, los ripios y el lodo. En la medida en que el fluido se utiliza varias veces, pierde sus propiedades de viscosidad y densidad, y pasa a ser un efluente de desecho. Este desecho se trata para retirar los contaminantes, o se practica una biodegradación de los hidrocarburos mezclándolos con el suelo en áreas controladas (*landfarming*). Opcionalmente, en ciertos casos es posible inyectar el fluido en pozos profundos, o bien sustituir el uso de lodos que contienen gasoil por lodos de formulación reciente, a base de aceites vegetales biodegradables, aunque estos tienen un mayor costo.

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 mostrado en la Tabla N° 7.2.8.2 indica que en este año se generaron las siguientes cantidades de desechos:

2015	Cantidad generada (toneladas)	% tratado	% en tratamiento	% almacenado
Lodos base agua	710.271	59,6	39,7	0,7
Lodos base aceite	37.635	0,1	99,9	0
Ripios base agua	613.317	26,1	70,6	3,3
Ripios base aceite	151.844	2,5	94,8	2,7

Tabla N° 7.2.8.2 Desechos sólidos de perforación 2015

Estas cifras son del mismo orden de magnitud que las registradas en 1999, que se muestran en la Tabla N° 7.2.8.3, no obstante, elpocentaje de desechos tratados al año era mayor, y en consecuencia los riesgos de contaminación eran menores en 1999.

Adicionalmente, en 1999 PDVSA estaba adelantando varios proyectos para mejorar el desempeño, que debieron ser completados en cuatro años.

1999	Cantidad generada (toneladas)	% tratado
Lodos base agua	668.200	69
Lodos base aceite	97.900	82
Ripios base agua	605.600	67
Ripios base aceite	280.800	82

Tabla N° 7.2.8.3 Desechos sólidos de perforación 1999

El retroceso registrado, en cuanto al porcentaje de desechos tratados, parece indicar que los proyectos que estaban previstos no se realizaron.

En cuanto a la eficiencia de la gestión de los desechos, el cálculo de los indicadores por millón de barriles de petróleo producido mostrado en la Tabla N° 7.2.8.4 arroja la siguiente información:

Generación	1999 Ton/MMBD de petróleo	2015 Ton/MMBD de petróleo
Lodos base agua	208,8	253,7
Lodos base aceite	30,6	13,4
Ripios base agua	189,3	219,1
Ripios base aceite	87,8	54,2

Tabla N° 7.2.8.4 Indicadores gestión de desechos sólidos de perforación 2015 vs. 1999

La generación total de lodos de perforación por millón de barriles de petróleo producidos en 1999 fue inferior a la de 2015, requiriéndose por tanto menor tratamiento de estos lodos y ocasionándose menos impactos potenciales. La generación total de ripios por millón de barriles de petróleo producidos en 1999 fue similar a la de 2015.

Los lodos y ripios representan aproximadamente 80% del total de los desechos de E&P, el restante 10% está constituido por materiales contaminados con hidrocarburos, materiales contaminados con otras sustancias químicas, envases contaminados, desechos peligrosos y otros. El informe de gestión de PDVSA de 2015 no presenta una discriminación de estos desechos por funciones (E&P, Refinación, Comercio y Suministro, etc.) sino que muestra las estadísticas de los desechos de manera integrada para toda la empresa, lo cual no permite hacer una evaluación para E&P.

PASIVOS AMBIENTALES

Los pasivos de la función E&P se refieren a las fosas contaminadas con hidrocarburos existentes en los campos de producción y otros desechos que se han acumulado durante décadas, tales como aceites dieléctricos (aceites de transformadores) con bifenilos policlorados (BPC´s), envases contaminados con materiales o desechos peligrosos, químicos y trazadores, baterías usadas, arcillas y arenas contaminadas e instalaciones petroleras abandonadas en proceso de desmantelar.

Con relación a las fosas, el informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 reporta un acumulado a lo largo de varias décadas de 13.405 fosas, de las cuales se han eliminado 7.104 desde que se comenzó el programa de eliminación en 1996; quedando entonces por eliminar 6.301 fosas. En el año 2015 se eliminaron 283 fosas.

En el año 1999 se tenía un inventario de un total de 15.909 fosas, de las cuales se habían eliminado 1.897 y quedaban por eliminar 14.012 fosas; 97,6% de las fosas se localiza en el oriente del país. Hasta 1999 el esfuerzo de eliminación contabilizaba un promedio de 475 fosas/año y el plan de eliminaciones contemplaba acelerar el proceso para completarlo en 15 años, es decir aumentar el esfuerzo a la eliminación de unas 900 fosas/año, con el objetivo de completar la eliminación de la totalidad de las fosas en 2015. Este plan no se siguió ejecutando tal como fue planificado y de allí el retraso considerable observado en alcanzar el objetivo.

Con respecto a los demás pasivos, el informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 muestra el siguiente inventario parcial que se indica en la Tabla N° 7.2.8.5, que corresponde solamente a la División de E&P Oriente (no se reporta el inventario de la División E&P Occidente):

Pasivo	Cantidad a manejar según Plan 2015	Cantidad tratada y dispuesta
Envases contaminados con materiales y desechos peligrosos (m^3)	294,76	0
Químicos y trazadores (m^3)	210	210
Baterías usadas (unidades)	2339	2339
Arcillas, arenas y materiales contaminados (m^3)	4,24	0

Tabla N° 7.2.8.5 Gestión pasivos ambientales División de E&P Oriente 2015

En los registros de 1999 aun no se tenía un inventario de estos otros pasivos; se estaba levantando la información.

REFINACIÓN

EFLUENTES LÍQUIDOS

En las refinerías venezolanas los efluentes de refinación son sometidos a tratamientos físico-químicos y biológicos de remoción de contaminantes para asegurar el cumplimiento de las normas ambientales para su descarga al mar. Los hidrocarburos se separan en tanques API y unidades de flotación y, de ser necesario, el tratamiento se completa en una laguna de aireación para remover otros contaminantes. Algunas refinerías adoptaron prácticas de reciclaje y de uso de tecnologías de proceso más limpias que disminuyen los requerimientos de agua industrial y la generación de efluentes.

Según el informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015, las actividades de refinación tienen 22 descargas de efluentes líquidos al mar, y el cumplimiento global de las normas ambientales es de 83%. No se especifica la manera en que se determina este porcentaje global de cumplimiento. Asumiendo que se refiere al porcentaje del total de las descargas en cumplimiento de la norma, estas últimas serían 18 descargas. Esta es una información insuficiente por cuanto no indica el volumen de efluentes en cumplimiento y el volumen que requiere ser tratado.

Los registros de 1999 indican que el número total de descargas era 21 y solamente 14 de ellas cumplía las normas ambientales. El volumen de efluentes generados al mar era de 25 MMBD, y de este volumen solo 53% (13,26 MMB/D) cumplía las normas ambientales. En consecuencia, la empresa había previsto completar 22 proyectos de segregación de aguas de lluvia, mejoras a los colectores y a los sistemas de aguas de lastre en terminales, sistemas de tratamiento de aguas negras, aceitosas y de alquilación, e instalación de una descarga submarina en El Palito, para ser completados en tres años. Se desconoce si estos proyectos fueron completados o no. El mayor porcentaje de descargas en cumplimiento para 2015 pudiera estar relacionado con la drástica reducción de la capacidad operativa de las refinerías, producto de los múltiples accidentes ocurridos y no por la ejecución de proyectos de tratamiento de los efluentes. Una auditoría técnica permitiría disponer de esta información.

EMISIONES ATMOSFÉRICAS

Los procesos de refinación también generan gases cargados de contaminantes atmosféricos: el dióxido de azufre, hidrocarburos volátiles, monóxido de carbono, cenizas y coque pulverizado, entre otros. Con el fin de que estas descargas se realicen en cumplimiento de la normativa ambiental, que establece niveles máximos de emisión y de concentración en el aire, las refinerías nacionales han incorporado tecnologías de control, que incluyen las plantas desulfurizadoras de gases que recuperan el azufre,

precipitadores electrostáticos, filtros de alta eficiencia, depuradores por vía húmeda, ciclones e incineradores. El seguimiento tecnológico permite incorporar a los procesos innovaciones para reducir las emisiones conforme a las evaluaciones de las descargas y al monitoreo continuo de la calidad del aire en las áreas de influencia de las refinerías.

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 reporta la existencia de 148 fuentes de emisión de contaminantes atmosféricos, de las cuales 89 (60%) han sido “acondicionadas”. El informe no indica cuál es el significado del término “acondicionadas”, el cual no existe en el léxico normativo de las emisiones contaminantes de la atmósfera. Por tanto, se desconoce si de lo que se trata de decir es que este 60% de las fuentes emisoras cumple las normas regulatorias o si más bien se refiere al número de fuentes en las que se hicieron los arreglos para poder realizar las mediciones de contaminación, o cualquier otro significado.

Los registros de 1999 son muy distintos, estos indican que las actividades de refinación tienen 1009 fuentes de emisiones atmosféricas, de las cuales 870 (86%) cumplían las normas ambientales. Los registros de 1999 también indican requerimientos de tratamiento para llevar a cumplimiento las emisiones de SO_2 de la Refinería de Amuay, las emisiones de partículas de la Refinería de Puerto La Cruz y de Amuay, y las emisiones de hidrocarburos volátiles de diversos patios de tanques. Para tal fin se diseñaron 20 proyectos, algunos de los cuales estaban ya en desarrollo, previéndose la completación de los mismos en nueve años.

Al igual que lo reportado para las emisiones de las actividades de E&P, el informe de PDVSA de 2015 utilizó otros criterios para el diagnóstico de las emisiones contaminantes del aire, que resultan insuficientes y poco útiles para la evaluación del desempeño de la gestión al no abordar la integralidad de las fuentes. Este informe tampoco ofrece información acerca de la ejecución de los proyectos para lograr el cumplimiento de las normas.

DESECHOS SÓLIDOS

Los desechos sólidos y semisólidos de las refinerías están constituidos mayoritariamente por lodos petrolizados, coque de desecho, catalizadores gastados y lodos contaminados con aditivos de plomo. Los lodos petrolizados se mezclan con caliche (material granulado de óxido de calcio) y material calcáreo, y se extienden en capas sobre un terreno de disposición. Los catalizadores gastados susceptibles de ser reciclados son devueltos al proveedor para tal fin. Aquellos que no son reciclables son colocados en tambores o dispuestos en el relleno industrial. El coque de desecho es dispuesto en un área donde se recubre de asfalto para evitar que el viento disperse el material pulverizado. Los lodos con aditivo de plomo son inmovilizados en concreto.

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 no presenta una discriminación de los desechos por funciones (E&P, Refinación, Distribución y Suministro, etc.) sino que muestra las estadísticas de los desechos de manera integrada para toda la empresa, lo cual no permite hacer una evaluación de la gestión para Refinación.

Los registros de 1999 reportan una generación total de 53 Mm^3/año de lodos petrolizados gastados de craqueo y de hidrotratamiento, sustancias químicas, azufre fuera de especificación, arcillas, carbón activado y resinas gastadas. El mayor volumen de desechos corresponde a los lodos petrolizados que se producen como sedimento del almacenamiento de crudos y productos de hidrocarburos, y en los sistemas de deshidratación, tratamiento de efluentes industriales, limpieza de oleoductos y de otros equipos. Estos registros no ofrecen información acerca de los proyectos previstos para el tratamiento y disposición de los desechos no conformes con las normas ambientales; para la fecha aún no se había completado la compilación de esta información.

PASIVOS AMBIENTALES

Los pasivos de la función Refinación se refieren fundamentalmente a las fosas no operativas contaminadas con hidrocarburos, catalizadores gastados y otros materiales peligrosos, y aceites dieléctricos con bifenilos policlorados.

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 reporta la existencia de 5 fosas, de las cuales hasta la fecha se habían eliminado 2 en años anteriores (durante el año 2015 no se eliminó ninguna fosa), quedando 3 pendientes de eliminación. No se ofrece información acerca del volumen de fluidos almacenados en estas fosas.

Con respecto a los demás pasivos, se muestra en la Tabla N° 7.2.8.6 el inventario parcial que solamente se reporta para el CRP:

Pasivo	Cantidad a manejar según Plan 2015	Cantidad tratada y dispuesta
Catalizadores gastados (m^3)	4.140	0
Aceites y materiales contaminados con bifenilos (Ton)	89,66	0

Tabla N° 7.2.8.6 Inventario de otros pasivos ambientales del CRP 2015

Los registros de 1999 solamente indican el volumen integral de todos los pasivos de la función Refinación, sin discriminarlos por funciones (E&P, Refinación, Suministro, etc.) Estos ascienden a 188.000 m^3 con una generación anual de 53.302 m^3. Asimismo, estos registros mencionan un pasivo muy importante que no es tomado en cuenta en el informe

de 2015: se trata de la acumulación de flexicoque en la Refinería de Amuay desde 1983, y que alcanza un total de 1,5 millones de toneladas. Para resolver este pasivo la empresa estaba ejecutando un proyecto de clausura del almacenamiento de flexicoque y, asimismo, estaba evaluando opciones para la comercialización como combustible alterno del flexicoque generado anualmente. Se desconoce si estos proyectos fueron completados.

Otros pasivos que tampoco reporta el informe de 2015 son el Relleno Industrial de Amuay y el Muladar, donde se han almacenado desechos tales como asbestos, catalizadores gastados y químicos. Igualmente, estaba pendiente el desmantelamiento de las instalaciones de las antiguas refinerías de San Lorenzo y El Toreño.

A estos pasivos habría que añadir los que dejó el grave accidente ocurrido en la Refinería de Amuay en agosto de 2012, los cuales no han sido reportados.

En años recientes, en el área de Jose se han estado acumulando grandes cantidades de coque, formando “montañas” cada vez más altas. Si bien este coque no es un desecho sino un subproducto que se exportaba desde el comienzo de la operación de los mejoradores de crudos extrapesados, a raíz de haberse dañado en enero de 2009 las correas transportadoras que llevaban el coque hasta las embarcaciones para su despacho, este subproducto se ha ido acumulando, totalizando para 2016 alrededor de 12 millones de toneladas almacenadas a cielo abierto desde 2009 (hasta el 2009 no se habían reportado problemas de acumulación). El viento arrastra las partículas más finas de coque y lo disemina en las comunidades vecinas al complejo, que han expresado su malestar y protesta por esta forma de contaminación. Los intentos por contratar a una empresa que se encargue de reparar el sistema de carga y exportar el coque han resultado infructuosos hasta el presente.

La producción de entre 400 a 500 MBD de crudos mejorados en Jose genera diariamente entre 11.000 y 14.000 toneladas de coque.

DISTRIBUCIÓN Y SUMINISTRO

EFLUENTES LÍQUIDOS

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 reporta la existencia de 10 descargas de efluentes líquidos, sin ofrecer información acerca de si estas cumplen o no las normas ambientales.

Los registros de 1999 indican que todas las plantas de distribución cuentan con sistemas de tratamiento para sus aguas aceitosas y aguas negras, con excepción de la planta de San Lorenzo, en la cual se estaba llevando a cabo un proyecto para el tratamiento de las aguas negras, a ser completado en pocos meses. En total, Distribución posee 14 descargas de efluentes, de las cuales 7 (50%) cumplen las normas ambientales. Por otra parte, todas las estaciones de servicio del sistema de suministro cuentan con trampas de grasa operadas por los concesionarios. Solamente la planta de tratamiento de efluentes del Aeropuerto de Maiquetía es operada por PDVSA. En todo caso, los volúmenes de efluentes generados por las instalaciones de Suministro son pequeños y casi todos poseen los permisos ambientales respectivos.

EMISIONES ATMOSFÉRICAS

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 no reporta las emisiones atmosféricas de Distribución y Suministro.

Los registros de 1999 reportan 14 fuentes emisoras de hidrocarburos volátiles consistentes en tanques de almacenamiento de hidrocarburos volátiles localizados en El Vigía, Barquisimeto, San Tomé, San Lorenzo, Cantinas, Maturín, Puerto Ordaz y Ciudad Bolívar, que no cumplen la norma ambiental. Para llevar estas fuentes a cumplimiento de la norma, se diseñó un proyecto que debía ser completado en dos años. Se desconoce si este proyecto fue realizado.

DESECHOS SÓLIDOS

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 no presenta una discriminación de los desechos por funciones (E&P, Refinación, Distribución y Suministro, etc.) sino que muestra las estadísticas de los desechos de manera integrada para toda la empresa, lo cual no permite hacer una evaluación de la gestión para Distribución y Suministro.

Los registros de 1999 reportan la generación de aceites gastados provenientes del servicio de cambio de aceite vehicular, que debe ser objeto de un plan de recolección y reciclaje con fines comerciales. Para tal fin se diseñó un proyecto de una duración de 10 años. No se dispone de información que indique que este plan se haya llevado a cabo.

PASIVOS AMBIENTALES

El informe de gestión ambiental de PDVSA de 2015 no reporta los pasivos ambientales de Distribución y Suministro.

Los registros de 1999 reportan la existencia de 7200 toneladas de lodos con tetraetilo de plomo y 2.000 toneladas de chatarras contaminadas con tetraetilo de plomo almacenadas en varias plantas de distribución. Además, existen cinco instalaciones inactivas que requieren ser desmanteladas en las plantas de Nueva Caracas, Mene Grande, Punta de Piedras, Punta Cuchillo y Paradero. Para lograr el cumplimiento de las disposiciones ambientales se diseñó un plan de tratamiento y disposición de lodos, y un plan de reciclaje de chatarras que debió ser completado en un año. Se desconoce si estos planes se ejecutaron.

DERRAMES DE HIDROCARBUROS

La IPN estableció programas preventivos de mantenimiento, controles e inspecciones a las instalaciones para evitar los derrames petroleros, consciente de que siempre existirá el riesgo de derrames accidentales. Para reducir al mínimo las posibles consecuencias de estos accidentes sobre el ambiente, la empresa desarrolló e implantó en 1984 un Plan Nacional de Contingencia (PNC) contra derrames masivos de petróleo en aguas. El PNC contaba con una estructura organizacional, bajo la coordinación de un Comité Central presidido por PDVSA y otras entidades del gobierno, entre las que se encontraban los ministerios del Ambiente, Defensa, Energía y Minas, Infraestructura, Relaciones Interiores y Relaciones Exteriores. El plan operaba en siete regiones del país en las cuales existía un comité local; cinco de las áreas cubrían las zonas costeras del país y dos estaban localizadas en las cuencas de los ríos internacionales Arauca y Catatumbo; todas debidamente equipadas y con personal adiestrado en las labores de combate de derrames. La capacidad total de recolección era de 60.000 barriles de crudo derramado. Este plan resultó ser muy efectivo durante las pocas veces que fue activado para atender los derrames.

El informe de gestión 2015 de PDVSA presenta de manera discriminada, por funciones, el número de derrames que ocurrió ese año, pero el volumen derramado no lo presenta de manera discriminada, sino de manera integral para toda la empresa, por tal razón el diagnóstico de los derrames se presenta de manera integrada en el presente informe.

Los valores de derrames reportados para el año 2015 son:

- Número total de derrames: 8588
- Volumen total derramado: 123.846 Bbl

Los registros de 1999 muestran las siguientes estadísticas:

- Número total de derrames: 1975
- Volumen total derramado: 24.233 Bbl

Las cifras muestran claramente que la incidencia de derrames aumentó considerablemente en 2015. Si se tiene en cuenta que las causas más probables de estos derrames en la industria petrolera son la corrosión en tuberías y las fallas en empacaduras y bridas, puede concluirse que la mayor incidencia de derrames se debe al descuido del mantenimiento de las instalaciones de la empresa. Asimismo, los tiempos de respuesta del Plan de Contingencia no han sido los adecuados, conforme se observó en los casos más notables de derrames, como el que afectó al río Guarapiche en 2012 y el derrame proveniente de Trinidad de 2017.

Las cifras resultan aún más elocuentes si se calculan los índices de derrames:

2015:

- Número de derrames/MMBBL: 8,4
- Volumen derramado/MMBBL: 121,2

1999:

- Número de derrames/MMBBL: 1,69
- Volumen derramado/MMBBL: 20,7

La empresa menciona en su informe de gestión ambiental 2015 que "**continúa con el proceso de elaboración de planes locales para la atención de derrames**, en los cuales se ha incorporado el uso de sistemas de simulación de derrames en tierra, desarrollado en *software* libre por personal propio y que viene a reforzar el carácter preventivo de las unidades de atención de derrames de PDVSA. Estas simulaciones están siendo incorporadas en los planes desarrollados por las direcciones de Producción Faja y Oriente, Refinación, etc. con lo cual **se mejoran significativamente los tiempos de respuesta y su efectividad,** para tener como resultado un menor impacto ambiental y control de costos".

Llama la atención que la empresa estuviese "elaborando planes locales" en 2015, cuando en 1999 la empresa ya tenía un Plan Nacional de Contingencia contra derrames de hidrocarburos que contaba con estructuras de organización y control adecuadas a nivel central, regional y operacional, con el apoyo coordinado de organizaciones gubernamentales, y había sido demostrada su efectividad. Este plan fue optimizado a lo largo de más de 10 años de experiencia, pero parece haberse perdido buena parte de este esfuerzo. Es necesario auditar el plan actual para conocer su estatus y establecer los correctivos y mejoras que sean necesarios.

PETROQUÍMICA

Existen tres complejos petroquímicos localizados en El Tablazo, estado Zulia; Morón, estado Carabobo, y Jose, estado Anzoátegui. En estos tres complejos se encuentran además de las plantas propias de Pequiven las instalaciones de 10 empresas mixtas.

El complejo El Tablazo posee las siguientes plantas de fabricación:

- Líquidos del Gas Natural LGN (2 plantas)
- Purificadora de etano
- Olefinas (2 plantas)
- Clorosoda
- Soda en escamas
- MVC (2 plantas)
- PVC
- Amoníaco (2 plantas)
- Urea (2 plantas)
- Servicios industriales

El complejo Morón posee las siguientes plantas de fabricación:

- Amoníaco
- Ácido sulfúrico (2 plantas)
- Sulfato de amonio
- Fertilizantes granulados NPK
- Roca fosfática
- Ácido fosfórico
- Servicios industriales

El complejo Jose posee las siguientes plantas de fabricación:

- Servicios industriales a las empresas mixtas Superoctanos, Metor y Supermetanol

Las empresas mixtas y sus productos son las siguientes:

- Polinter: polietileno de alta y de baja densidad
- Propilven: propileno
- Indesca: investigación y desarrollo en el área de polímeros
- Química Venoco: almacén de subproductos de la planta de olefinas
- Pralca: óxido de etileno y etilenglicol
- Tripoliven: tripolifosfato de sodio
- Produven: clorofluorocarbonos (gases refrigerantes)
- Superoctanos: metilterbutileter (MTBE)
- Metor: metanol
- Supermetanol: metanol

No se obtuvo información actualizada acerca de la gestión ambiental de Pequiven, ni de sus empresas mixtas. El informe de gestión de PDVSA de 2015 no incluye a la

petroquímica, y la página web de Pequiven no contiene información acerca de las estadísticas ambientales.

EFLUENTES LÍQUIDOS

Los registros de 1999 indican que las descargas al lago de Maracaibo desde el Complejo Zulia en El Tablazo, a pesar de que reciben tratamiento, no cumplían con las normas relativas a sólidos suspendidos, cloruros y sulfatos. Por tal razón, se diseñaron proyectos para el tratamiento de los efluentes de la planta de olefinas, tratamiento de lodos aceitosos y la eliminación de compuestos órgano-clorados en el efluente de la planta de PCV, que debieron ser completados en tres años.

Los efluentes del Complejo Morón estaban en cumplimiento de las normas ambientales.

Los efluentes del Complejo Jose estaban en cumplimiento de las normas ambientales, con excepción del tratamiento de los efluentes de las plantas de urea y amoníaco, para ser completado en un año.

Los efluentes de las empresas mixtas no reportaron incumplimiento de las normas ambientales.

EMISIONES ATMOSFÉRICAS

Según los registros de 1999 el Complejo El Tablazo posee 65 fuentes fijas de emisiones atmosféricas, de las cuales 57 son susceptibles de aplicación de las normas ambientales. Todas estas fuentes cumplen las normas, con la excepción de dos fuentes (mechurrios) de la planta de PVC, que excede la norma de emisión de material particulado, y el venteo de gases ácidos de la planta purificadora de etano, que excede la norma de emisión de sulfuro de hidrógeno. Tres proyectos fueron diseñados para el control de estas fuentes de emisión que debieron ser completados en tres años.

El Complejo Morón posee 25 fuentes fijas de emisión, de las cuales solo nueve son susceptibles de aplicación de las normas ambientales. Todas estas fuentes cumplen las normas, con la excepción de la emisión de partículas de la planta de NPK y de la sección de molienda de roca fosfática, así como las emisiones de dióxido de azufre de la planta de acido sulfúrico, cuyo tratamiento estaba pendiente y debía ser completado en un año.

El complejo Jose no posee emisiones propias (les emisiones se producen en las empresas mixtas).

Las emisiones de las empresas mixtas no reportaron incumplimiento de las normas ambientales.

DESECHOS SÓLIDOS

Conforme a los registros de 1999 el Complejo Zulia en El Tablazo tenía pendiente completar dos proyectos para dar cumplimiento a las normas ambientales sobre desechos sólidos. Estos son:

- Proyecto MADESOL, que consiste en la construcción de instalaciones para el almacenamiento de desechos peligrosos, un relleno sanitario y un área para el almacenamiento de materiales recuperables. Debía ser completado en un año.
- Saneamiento de la planta de Clorosoda I. Se refiere al desmantelamiento de equipos y saneamiento de áreas no contaminadas con mercurio y al saneamiento de las áreas contaminadas con mercurio. Debía ser completado en tres años.

El Complejo Morón tenía pendiente completar un proyecto para dar cumplimiento a las normas ambientales sobre desechos sólidos. Este es:

- La disposición final de aceite de transformadores que contienen bifenilos (PCB's) y material contaminado con este aceite. Debía ser completado en cuatro años.

En el Complejo Jose existía una situación potencialmente crítica debido a que no cuenta con un sitio para la disposición de desechos sólidos. Los no peligrosos son llevados al relleno sanitario Cerro de Piedra, que también recibe los desechos de Puerto La Cruz, Barcelona, Guanta y Lechería, y estaba en una situación próxima a colmar su capacidad. Los desechos peligrosos estaban siendo almacenados en las áreas de cada empresa mixta por no existir un relleno de seguridad en la región.

Los desechos sólidos de las empresas mixtas no reportaron incumplimiento de las normas ambientales.

PASIVOS AMBIENTALES

En el Complejo Zulia de El Tablazo existe un pasivo conformado por la acumulación de desechos peligrosos en la planta de Venoco. Se trata de 1200 tambores con residuos de catalizadores gastados de base fosfórica, mezclados con otros desechos. Aún no se tenía un proyecto para la disposición final de este desecho.

CONCLUSIONES

- Las situaciones de incumplimiento de las normas ambientales de la IPN son múltiples y muy variadas. Sin embargo, para 1999 PDVSA había identificado de manera integral sus situaciones de incumplimiento y había diseñado los proyectos para solventar tal situación y también para eliminar sus pasivos ambientales en el corto, mediano y largo plazo.
- A la fecha actual, no se dispone de suficiente información que identifique la totalidad de las situaciones de incumplimiento, solamente se dispone de una información parcial. Los informes de gestión de la empresa son incompletos o bien se presentan los datos de manera tan resumida que no permiten tener una idea precisa de las dimensiones de los problemas para algunas corrientes de desechos. No obstante, para varios de los problemas más relevantes sí se dispone de la información.
- Tanto para completar los vacíos de información, como para verificar la información disponible acerca de la situación ambiental actual, con el propósito de establecer un plan de recuperación de la IPN, es necesario realizar una auditoría ambiental.
- En principio, por sus dimensiones, el problema más costoso de resolver es la eliminación de las fosas con residuos de hidrocarburos, aunque quizás no sea el más urgente.
- Cualquiera que sea el plan que se establezca para solventar las deficiencias en el cumplimiento de las normas ambientales de la IPN, este deberá ser acompañado de una estrategia comunicacional dirigida a mostrar la intención y los esfuerzos para reparar la actuación ambiental de la empresa, cuya imagen en este sentido está deteriorada.
- Asimismo, el plan citado en el párrafo anterior deberá identificar las oportunidades de ahorro y otros beneficios mediante sinergias en la solución de los problemas, dado que algunos de los mismos, si bien están en funciones distintas, poseen características similares.

REFERENCIAS

Sánchez, J.C. y Gómez, E., Geografía de la Energía bajo el signo de los hidrocarburos, GeoVenezuela, publicación de la Fundación Empresas Polar, Caracas, 2008.

Petróleos de Venezuela S.A., Diagnóstico de la situación ambiental de PDVSA, informe interno, Caracas, septiembre 1999.

Petróleos de Venezuela S.A., Balance de la gestión social ambiental 2015, informe de PDVSA, Caracas, julio 2016.

Ministerio de Ecosocialismo y Aguas, Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Caracas, 2017.

Diagnóstico: Levantamiento de Data y Análisis de la Situación Actual (año 2017)

Anexos

Prevención y Seguridad Corporativa

En esta sección se analiza la situación actual del proceso de identificación de vulnerabilidades de la IPN, desde la integridad de sus empleados y/o clientes, sus procesos de negocios, hasta las condiciones físicas y entorno de sus instalaciones, a fin de determinar los aspectos que deban mejorarse para reducir riesgos que pueden impactar su gestión y capacidad de generar valor.

ANTECEDENTES

La organización de Prevención y Control de Pérdidas (PCP, designación anterior de lo que hoy se denomina Seguridad Corporativa) evolucionó a la par de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). Inicialmente, la labor de Protección (como era llamada generalmente en las filiales) estaba centrada en la seguridad de instalaciones y oficinas. La excepción era la filial Lagoven, la cual, con una tradición heredada de Exxon, había ampliado el alcance de las actividades de la organización, incluyendo investigaciones (éticas y de preempleo), así como el combate y extinción de incendios.

En la medida en que PDVSA se consolidó como empresa global, la necesidad de tener una organización de Seguridad *(Security)* fue evidenciándose. Sin entrar en la dinámica de esta evolución, podemos sintetizar y llegar al año 1999. En ese año, la organización PCP era liderada por un coordinador, quien reportaba directamente a la Presidencia de la empresa. Aun cuando los principios gerenciales y estratégicos eran sólidos, todavía era una organización primordialmente operativa, con una visión de futuro centrada en "hacer mejor las mismas cosas". Un elemento adicional e importante que se debe resaltar es que todavía para esa fecha las culturas organizacionales de las filiales estaban muy arraigadas en las filosofías heredadas de las concesionarias extranjeras, un tanto tropicalizadas por el entorno y, en este sentido, PCP era un claro caso de esta situación.

En el año 1999, el recién electo presidente de la República designó a un excompañero suyo de promoción de la Academia Militar como coordinador de PCP en PDVSA. La estrategia de la organización cambió de ser empresarial a ser netamente política y en muchos casos de persecución y hostigamiento a quienes no se alinearon con "la nueva forma de gerenciar".

Es importante destacar que durante años miembros de las Fuerzas Armadas (Guardia Nacional, Ejército, Marina) habían planteado abiertamente su desacuerdo con el hecho de que la organización era un ente civil. Para ellos, la misma debía ser liderada y manejada por las Fuerzas Armadas, por su naturaleza estratégica para el país. También es importante mencionar que ese mismo argumento era usado con relación a PDVSA. Según su parecer ¡Las Fuerzas Armadas eran la mejor posicionada para dirigirla!

SITUACIÓN ACTUAL

PCP se ha convertido en un patético caso de “caja negra”. La existencia de “partidas secretas” (las cuales nunca existieron en la PDVSA azul), ejecución de actividades no cónsonas con la razón de ser de la organización (proselitismo político, nepotismo, refugio de favores organizacionales, entre otros) han limitado significativamente la capacidad profesional de la organización.

A partir de 1999 quedó claro que la prioridad de la organización había migrado de “proteger al recurso humano y prevenir pérdidas” hacia “apoyar la revolución”. Tan temprano como el año 2000 empezaron a conocerse casos de corrupción y conductas cuestionables por parte de algunos miembros de la nueva PCP.

Los casos de corrupción (dos de los máximos gerentes de PCP han sido acusados de hechos de corrupción), inseguridad en las operaciones (robos y ataques al personal laborando en los campos de operaciones, con saldos trágicos), desmantelamiento de instalaciones, incapacidad de dar una respuesta efectiva a los retos de Seguridad (en ocasiones, la producción diferida por hurto de materiales y equipos ha llegado a representar casi un millón de barriles diarios) han sido repetitivos y noticia en los medios.

La falla clave y notoria de la organización ha sido su clara incapacidad de proteger a la corporación de los enemigos internos (corrupción, falta de controles y respuesta ante amenazas) y externos (crimen en las áreas operacionales, contratistas corruptos, “pranes” regionales y otras irregularidades) que han ocasionado el deplorable estado reputacional y operativo, destruyendo la capacidad de la empresa para crear valor al país. Las noticias nacionales e internacionales claramente evidencian esta situación. Sería redundante enumerar los cientos de casos de corrupción y negligencia.

Las cifras de pérdidas financieras por delitos, producción diferida y otras asociadas a Seguridad son manejadas como confidenciales (además de no ser confiables), por lo cual es difícil entender el nivel de seguridad (o inseguridad) existente actualmente en PDVSA.

Organizacionalmente, PCP tiene un elevado número de empleados (al igual que otras organizaciones) que no ejercen ningún tipo de actividad asociada a la naturaleza de PCP, personajes coloquialmente conocidos como “enchufados”. También existe un clima laboral de persecución, lo cual genera muchas dificultades para entablar comunicaciones confiables a nivel interno.

Aprovechando un artículo recientemente publicado por Gustavo Coronel,[1] podemos sintetizar las principales amenazas de la corporación, y en las cuales Seguridad Corporativa está llamada a tener un rol primordial en mitigar y eliminar factores negativos en cuanto a los aspectos citados seguidamente.

[1] Mi aporte para limpiar la corrupción en PDVSA, Gustavo Coronel, 30/01/2017, http://lasarmasdecoronel.blogspot.com/

- Desviación de la corporación de su misión natural, politización partidista interna, corrupción financiera de la gerencia, de la información y de las operaciones. Se podría añadir una más, y muy grave, que es la ***corrupción del espíritu***, con claras evidencias (falta de identificación, motivación y disposición del personal).
- Entorno operacional externo. Pensar en la recuperación de PDVSA para que compita de nuevo con otras petroleras a nivel internacional pasa por garantizar primero que sus trabajadores puedan desempeñar sus labores en un clima ético, armónico y razonablemente seguro.

OPORTUNIDAD

Hoy en día empresas petroleras internacionales como BP, Shell y ExxonMobil, tienen como primera prioridad de Seguridad Corporativa proteger a su gente y activos (financieros e información), proveyendo los recursos financieros necesarios. La filosofía gerencial de esas empresas exige a los niveles directivos y gerenciales la incuestionable obligación de adoptar prácticas éticas y proactivas en la protección de las personas y prevención de pérdidas. También, procuran en toda la medida posible "tercerizar" *(outsourcing)* gran parte de las actividades de apoyo en Seguridad (vigilancia, protección ejecutiva, transporte y custodia de valores, entre otros), evitando de esa forma un crecimiento desmedido y oneroso de la organización.

Empresas petroleras del Estado con operaciones internacionales como Petrobras y Pemex, también mantienen estrategias similares con una variante: tienden a "tercerizar" menos actividades; por ende, sus organizaciones son significativamente más grandes y complejas. En ambos casos, la línea de reporte de la organización es directa al tren directivo con la flexibilidad interna de poder acceder a los máximos niveles de cualquier función.

En el caso de PDVSA, la propuesta sería una mezcla de las dos estrategias. "Tercerizar" al máximo razonable, manteniendo la capacidad de dirigir y supervisar actividades claves y críticas. Igualmente, un aspecto de inmensa prioridad para cualquier empresa que busque espacios internacionales es la de *Compliance* (la cual ya es práctica institucionalizada en la mayoría de las multinacionales). Bajo el marco de manejo de riesgos y amenazas, las organizaciones de Seguridad Corporativa, Auditoría y Jurídico deben trabajar en proximidad para crear una plataforma que brinde la necesaria transparencia, ética, seguridad y resiliencia a la corporación.

REFERENCIAS

Mi aporte para limpiar la corrupción en PDVSA, Gustavo Coronel, 30/01/2017.
http://lasarmasdecoronel.blogspot.com/

Fundamentos del rediseño de procesos y organizaciones

Hay cuatro factores fundamentales que bien atendidos por las corporaciones industriales aseguran el éxito y sustentabilidad de su gestión a corto, mediano y largo plazo y ellos son: Procesos, Tecnología, Recursos Humanos y Responsabilidad Integral.

Ante la imposibilidad física de contar con diagnósticos confiables del estado actual de estos cuatro factores en PDVSA, se consideró de gran importancia para el proceso de visualización de los aspectos que debieran ser abordados con prioridad en los planes e iniciativas para su recuperación realizar un “paneo” o “vuelo de reconocimiento” de los fundamentos claves en el aseguramiento de la calidad de los procesos, en las áreas de la cadena de valor de la IPN donde la aplicación de tecnologías de punta es imprescindible, el adecuado tratamiento del factor gente y de responsabilidad integral corporativa, no solo en términos de sus trabajadores directos o contratados, sino también en lo que se refiere a sus clientes, proveedores y comunidades próximas a sus áreas de operación o actividad. Este capítulo se estima que cubre acertadamente este propósito.

ANTECEDENTES

Tal como se menciona en la sección IV.2 de este informe, un aspecto fundamental para lograr una exitosa implantación de un eficaz Modelo de Gerencia Empresarial para la nueva PDVSA es la implementación de prácticas estructuradas, modernas y cohesionadas de administración de recursos, tecnología y procesos en los diferentes niveles de la organización. Ello le permitirá, por un lado, alcanzar un nivel de desempeño cónsono con su condición de empresa reconocida en el mercado internacional y, por otro, satisfacer la necesidad de apalancar su crecimiento y competitividad con la participación del sector privado dando respuesta a su enfoque estratégico de operar con seguridad, confiabilidad, rentabilidad y sustentabilidad en el corto, mediano y largo plazo.

Esa búsqueda de la Excelencia Operacional debe apoyarse, además de la adopción de una Cultura Corporativa centrada en la Creación de Valor, en la implantación de un conjunto de mejores prácticas equivalentes a las reportadas como características de las empresas más exitosas[1] entre las que destacan:

- Aseguramiento de Calidad de los Procesos
- Aplicación de Tecnología de Punta
- Éxito a través de la Gente
- Responsabilidad Integral:
  - Seguridad, Salud, Ambiente (SSA)
  - Responsabilidad Social Empresarial (RSE)
  - Gerencia del Conocimiento
  - Comunicación según estándar internacional Global Reporting Initiative™ (GRI)

Para complementar esa visión del Modelo Gerencial por implementar, en esta sección se describirán las iniciativas que deben emprenderse para adoptarlas.

[1] Elementos de una Iniciativa Empresarial Exitosa, Francisco Javier Larrañaga, ANIH, Caracas, abril 2016.

ASEGURAMIENTO INTEGRAL DE LA CALIDAD DE LOS PROCESOS

Tal como se mencionó en la sección IV.2 de este informe, un aspecto fundamental para lograr una exitosa implantación de un eficaz Modelo de Gerencia empresarial para la nueva PDVSA es que la alta dirección de la corporación debe tomar la decisión estratégica de adoptar un Sistema Integral de Gestión de la Calidad compartido por todo el personal, que le permita rescatar su excelencia de desempeño y su competitividad en el mercado internacional. En este sentido, se deberá trabajar en el "Diseño e implantación del Sistema de Gestión Integral de Calidad" (SIC).

El **Sistema de Gestión Integral de Calidad" (SIC)** tiene el propósito de guiar el desempeño organizacional corporativo frente a terceros, tratando de que todas las actividades de la empresa se focalicen en cumplir y cubrir las necesidades de los clientes. De esta manera se orienta la gestión de la empresa a lograr un genuino compromiso por satisfacer los requisitos legales y reglamentarios aplicables a esta interrelación empresa-clientes/proveedores y a mejorar continuamente el Sistema de Gestión, con un personal altamente capacitado y laborando en un adecuado ambiente de trabajo.

Este objetivo contemplado en su Plan Estratégico se inicia con un esfuerzo sostenido en la documentación y mejora continua de los procesos de trabajo en la organización, en particular los asociados a la implementación del Sistema de Calidad, a saber:

- Sistema de Gestión de la Calidad de sus procesos en cada línea de servicio y producto, según norma ISO 9001.
- Sistema de Gestión de Activos según norma ISO 55000.
- Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional según norma ISO 18000.
- Sistema de Gestión Ambiental según norma ISO 14000.
- Sistema de Calidad de la Gestión Social según normas RS 26000 y SA 8000.

Con la realización de las actividades correspondientes, en particular las concernientes a:

- Auditorías de diagnóstico para determinar grado de implementación de las normas.
- Análisis organizacional y de procesos para documentar:
    - Estructura organizacional.
    - Mapas de procesos.
    - Descripción de procesos.
    - Análisis de riesgos.
    - Matriz de grupos de interés, clientes y proveedores.
    - Descripciones de puestos.

- Elaboración de la documentación requerida por las normas:
    - Manuales de Gestión de Calidad, Gestión de Activos, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional y Responsabilidad Social.
    - Procedimientos.
    - Instrucciones de trabajo.
    - Determinación de registros.
    - Revisión por la dirección del sistema de Gestión de la Calidad para asegurar su conveniencia, adecuación y eficacia continua.
    - Auditorías interanuales para ratificar la certificación.

Lo anterior integrará el Sistema Integral de Calidad (SIC) representado en la Figura N° 7.2.10.1:

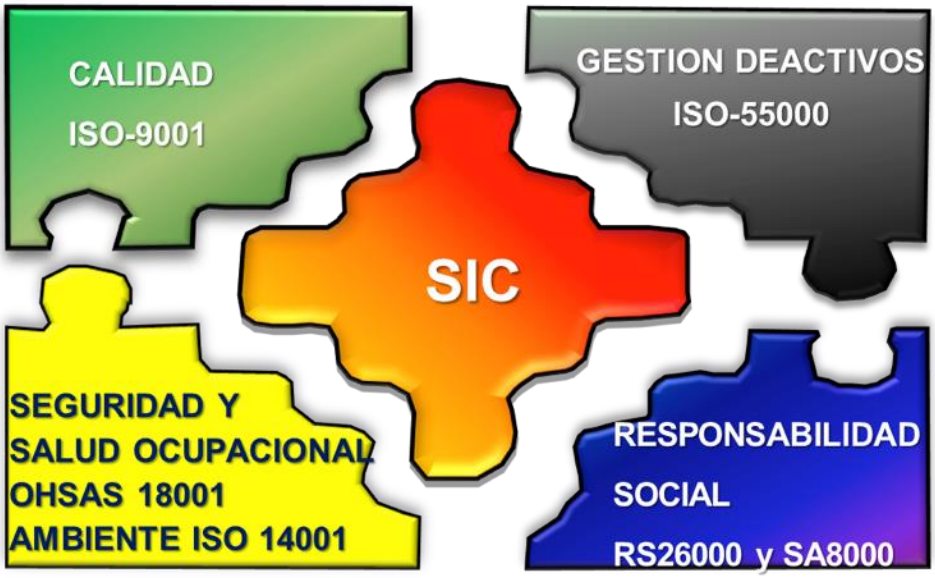


Figura N° 7.2.10.1 Sistema Integral de Calidad (SIC) de la nueva PDVSA 2018+

El proceso deberá iniciarse con la implantación del Sistema de Gestión de Calidad bajo la norma ISO 9001, conjunto de normas sobre calidad y gestión de calidad establecidas por la Organización Internacional de Normalización (ISO), cuyo cumplimiento certificado es fiel garantía de la calidad de gestión de la empresa proveedora, ofreciendo un alto nivel de confianza en las relaciones cliente-proveedor, al asegurar la eficacia y mejora continua de los procesos y del Sistema de Gestión de la Calidad.

La norma describe la manera en que una organización opera sus estándares de calidad, tiempos de entrega y niveles de servicio en la manufactura de sus principales productos y líneas de servicio. En el caso de PDVSA debiera primero prepararse la correspondiente a combustibles y lubricantes, y luego continuar con crudos y especialidades como ya se había hecho antes de 1998.

La aplicación del nuevo estándar ISO 55000, publicado en enero de 2014, establece por su parte los lineamientos para que empresas, instituciones públicas y privadas, gestionen sus activos (entendidos como “todo recurso de valor tangible para la organización” - como yacimientos, pozos, instalaciones o de valor intangible como activos de conocimiento-) de manera efectiva, añadiendo valor en forma holística a toda la organización. Su implementación en la organización con base en los requerimientos establecidos en la ISO 55000, y partiendo del modelo de Excelencia de Confiablidad Operacional, persigue lograr cambios en la Gestión de Activos para optimizar su gestión (infraestructura y equipamiento) permitiendo a las empresas mejorar la relación de riesgos, costos y desempeño de sus activos a lo largo de su ciclo de vida (ver Figura N° 7.2.10.2). Mientras más activos existan en la operación, más vital es la confiabilidad, disponibilidad, eficiencia, mantenimiento y seguridad de esos activos, jugando un rol clave en el logro de la competitividad y rentabilidad sustentable a lo largo de su vida útil.

Figura N° 7.2.10.2 Fases del ciclo de vida del activo

En cuanto al desempeño ambiental, la certificación del sistema de gestión bajo la norma ISO 14000 por un ente certificador internacional permitirá enfocar la optimización del consumo de energía y agua, establecer mecanismos para la gestión de residuos y efluentes industriales, y monitorear permanentemente todos los procesos de trabajo, con el fin de prevenir riesgos que afecten al medio ambiente. Por su parte, la certificación en OHSAS 18000 del Sistema de Gestión en Salud y Seguridad promoverá la cultura del comportamiento seguro, el autocuidado de salud y el control de las situaciones de riesgo por medio de programas integrales que involucran de manera activa a todos los empleados, colaboradores y contratistas de la empresa.

La certificación en el Sistema de Calidad de la Gestión Social, fundamentado en políticas, procesos y procedimientos claramente definidos, y bajo los lineamientos de las normas RS 26000 y SA 8000, involucrará a todas las áreas de la compañía, incluyendo la cadena de suministros, y convirtiendo así la Responsabilidad Social en un principio integral dentro de la empresa. Lo anterior se refleja en el respeto por la idiosincrasia cultural de los grupos sociales, las relaciones armónicas y de confianza con comunidades vecinas a las zonas de influencia y el cumplimiento total de la normativa aplicable en los procesos con las comunidades mencionadas. Adicionalmente, este proceso deberá acompañarse con la publicación del reporte de Gestión Anual cumpliendo los requisitos de sostenibilidad del Nivel de Aplicación B de la Guía G3.1 del Global Reporting Initiative™ (GRI).[2]

Respecto a los procesos financieros, la evolución y adopción de sistemas más completos -y a la vez económicos- ha contribuido a nivel mundial con el cumplimiento de los objetivos estratégicos de las empresas, al obtener una reducción de costos proveniente de una revisión exhaustiva de los procesos, permitiendo un manejo más efectivo y oportuno de la administración, la contabilidad, la tesorería y la nómina, generando nuevos esquemas de contratación y convenios con los proveedores. La mayoría lo ha logrado con la migración progresiva desde los sistemas manuales originales disponibles a comienzos del siglo XX, pasando por la implantación de módulos de administración sobre sistemas computarizados, (como p. e. el sistema Profit,[3] el Great Plan para la contabilidad, la nómina en el sistema Elisa y el resto de transacciones en Excel) hacia sistemas integrales como el Sistema ERP-SAP,[4] cuya primera versión se implementó en PDVSA desde la segunda mitad de la década de los 90, partiendo de la conceptualización del modelo de negocio y con el alcance de todos los módulos integrados, desde administración y finanzas hasta compras y contratos, cuya operatividad aseguraba la documentación, la confiabilidad y control de los procesos y de la información y permitió implementar las Normas Internacionales de Información Financiera, conocidas como IFRS por sus siglas en inglés “International Financial Reporting Standard”. La operatividad y potencialidad de este sistema deben ser rescatadas para asegurar la eficiencia y transparencia de la gestión.

[2] “Global Reporting Initiative™” (GRI): es una institución de carácter independiente, creada en 1997, que promueve el uso de guías que permitan elaborar reportes de rendición de cuentas y sostenibilidad en todo tipo de organización, mejorando la calidad y la utilidad de los mismos para mejorar continuamente la comunicación con sus grupos de interés.

[3] Profit Plus es el Sistema de Gestión Empresarial líder en el manejo de administración, contabilidad y nómina para las pequeñas y medianas empresas, que fue desarrollado por la prestigiosa casa de *software* Softech.

[4] Es el producto más popular de SAP AG, una compañía alemana de *software* empresarial fundada en junio de 1972 como “Systemanalyse und Programmentwicklung” (por las siglas en alemán de "Análisis de Sistemas y Desarrollo de Programas"). El SAP ERP (por su nombre en inglés “Enterprise Resource Planning”) es una solución *software* integral que actúa como un planificador de recursos empresariales para gestionar de forma conjunta todas las áreas operacionales de la empresa: finanzas, contabilidad de costos, logística, producción, recursos humanos, calidad, proyectos, ventas, entregas, pagos, contabilidad, producción, logística, distribución, inventarios, calidad de administración y la administración de recursos humanos.

Por otro lado, con el fin de fortalecer la cadena de valor y alinear a los proveedores y contratistas con el desempeño de la empresa, se integrarán a los contratos los lineamientos de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (SSA), gestión social, seguridad física y aspectos laborales.

Con cada contrato se incluirá el manual de SSA, verificándose su cumplimiento por medio de auditorías, visitas e inspecciones de campo. Dentro de los lineamientos de gestión social, se indicará a los contratistas nacionales e internacionales que la contratación de empresas regionales es primordial y se debe priorizar la subcontratación de servicios y productos locales que cuenten con los requerimientos de calidad y cumplimiento, capacitándolos en cuanto a las condiciones y requisitos con los que deben contar. Además, se realizarán visitas para establecer nuevas estrategias de compra o contratación, de tal forma que se garantice el permanente aporte de proveedores locales a los proyectos y actividades de la empresa.

Como parte de la responsabilidad empresarial de la compañía, a todos los proveedores y contratistas se les dará un trato igualitario, con transparencia y legalidad en las compras y contrataciones. Para hacerlos más transparentes, se solicitarán en sobres separados las ofertas técnicas y económicas; primero se avala la parte técnica y después se procederá a abrir las propuestas económicas, de tal manera que la participación sea más igualitaria.

La selección se realizará a partir de criterios técnicos y económicos claramente definidos, que considerarán la experiencia, la calificación técnica y económica, el impacto de las actividades sobre los resultados de las operaciones y el tipo de trabajo contratado. Además, se incluirá un proceso de control basado en la igualdad de oportunidades, la transparencia y la legalidad que garantice una participación equitativa y acorde con las capacidades técnicas y las ofertas económicas de los contratistas y proveedores. En las relaciones comerciales con los clientes, se aplicará una cláusula de evaluación del trabajo de los proveedores con la que se busca brindar una satisfacción plena de sus necesidades y propiciar oportunidades de mejoramiento en la calidad del servicio prestado.

APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PUNTA

Nadie duda de la gran importancia que tiene la oportuna incorporación de la tecnología al negocio para mantener y/o mejorar la competitividad. Su oportuna evaluación, adaptación, adopción y desarrollo en los distintos procesos y áreas de la empresa, constituye un factor clave del éxito corporativo. La aplicación oportuna de tecnologías de punta impactará el desempeño actual y futuro de la compañía. En este contexto, se deberá hacer una rápida evaluación de las opciones tecnológicas para progresivamente

recuperar la operatividad, mejorar la eficiencia y el flujo de caja, apuntalar los objetivos estratégicos y apalancar el futuro crecimiento y viabilidad de la empresa, siguiendo una priorización similar a la mostrada en la Figura N° 7.2.10.3.

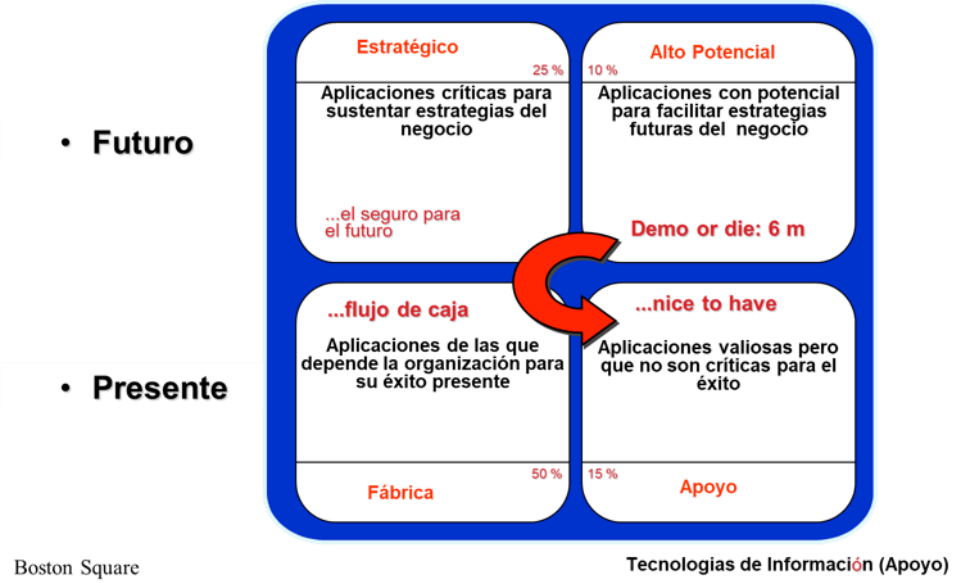


Figura N° 7.2.10.3 Evaluación de opciones tecnológicas

Mención especial merece la atención que deberá prestársele a la oportuna aplicación de las tecnologías directamente relacionadas con la pronta recuperación de la productividad, normalización de operaciones y generación de flujo de caja, en particular las siguientes:

REFORZAMIENTO DE CULTURA DE SEGURIDAD Y EFICIENCIA OPERACIONAL. El adiestramiento basado en uso de simuladores y computador para reforzar la formación de operadores, mantenedores, instrumentistas e inspectores en conocimiento de plantas, equipos e instalaciones, prácticas de trabajo seguro y seguridad basada en comportamiento, aplicación de tecnologías exitosas y de nuevas tecnologías, y la realización de estudios integrados es una primera prioridad a acometer para recuperar la normalidad y estabilidad operacional.

MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD. La aplicación de tecnologías exitosas de análisis de causa-raíz de problemas recurrentes, mantenimiento preventivo, inspección basada en riesgo, lazos de control y de análisis costo-beneficio-riesgo focalizado en el aumento de la disponibilidad de plantas, equipos e instalaciones debe acometerse con carácter prioritario para recuperar los niveles de producción de hidrocarburos y la disponibilidad de los procesos prioritarios en la manufactura de combustibles.

ESTUDIOS INTEGRADOS DE YACIMIENTOS. El uso de tecnologías exitosas, nuevas tecnologías y la realización de estudios integrados, en los cuales diferentes disciplinas se integran para mejorar el proceso de explotación de yacimientos, aportarán elementos de decisión que ayudarán a asegurar una explotación segura, eficiente y rentable de los yacimientos.

DESARROLLO YACIMIENTOS. La información disponible ya sea sísmica, química y/o gravimétrica y su procesamiento e interpretación permitirá definir prospectos para la verificación, ubicación y/o desarrollo de reservas de hidrocarburos ya descubiertas. La generación y evaluación de prospectos, la realización de estudios de delineación y definición de planes de desarrollo, la reducción de riesgos e incertidumbre, y la elaboración de los modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos, permitirán contar con la información veraz requerida para la toma de decisiones corporativas para proyectar el óptimo desarrollo de los yacimientos descubiertos.

PERFORACIÓN Y REHABILITACIÓN DE POZOS. El dominio y la aplicación de tecnologías de avanzada en el diseño y ejecución de los trabajos de perforación, reacondicionamiento, reparación y abandono de pozos exploratorios y de desarrollo de hidrocarburos, mediante la visualización, conceptualización, supervisión, operación, control y evaluación de los proyectos que están dentro del Plan Corporativo, apalancará la rápida recuperación de la producción y el cumplimiento de las nuevas metas operativas.

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN. Para que los yacimientos de petróleo y gas sean explotados a su máxima potencialidad y rentabilidad, manteniendo los pozos produciendo bajo condiciones optimizadas en subsuelo y superficie, particularmente donde los yacimientos se encuentran en avanzado estado de agotamiento y los pozos producen mediante levantamiento artificial, por lo que se requerirá la participación de personal con alta pericia en levantamiento artificial, el uso de tecnologías en métodos de recuperación secundaria y terciaria de producción y la implementación de las mejores prácticas.

NORMALIZACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE PLANTAS DE PROCESOS DE REFINACIÓN. La pronta recuperación de la capacidad de manufactura de combustibles y lubricantes del parque refinador venezolano, particularmente de las plantas de procesos de conversión media (craqueo catalítico, alquilación, reformación catalítica, isomerización y oxigenados) y profunda (principalmente la unidades de coquificación retardada), requerirá la participación de personal con alta pericia en procesos de refinación y el uso de tecnologías para el análisis de fallas, reparación de daños, análisis de problemas recurrentes, identificación de cuellos de botella, simulación de procesos e implementación de las mejores prácticas que permitan obtener una pronta recuperación del desempeño de las unidades y complejos.

NORMALIZACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN, INFORMACIÓN Y TELECOMUNICACIONES (AIT). Las Tecnologías de Información proveen los medios para poner a la disposición de la empresa la inteligencia y el conocimiento que se necesita para tener éxito, la cual proviene de la información y la data que también son recogidas y procesadas con la ayuda de tales medios. La experiencia ha demostrado que la incorporación de tecnologías es inútil si no es acompañada de la plena aceptación y asimilación por parte del personal que maneja la empresa. Para lograr la ventaja competitiva es fundamental que en la recuperación de PDVSA se cuente con un equipo de profesionales y técnicos de alta calificación en el área de AIT que asegure la pronta aplicación de estos sistemas en el proceso de normalización operativa.

A título de referencia deberán considerarse las herramientas típicas que ofrece cada una de las áreas tecnológicas de procesos arriba descritas, a saber:

AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL:

Procesos operacionales:

- Automatización local.
- Supervisión y control remotos (DCS, PLC's y SCADA's).
- Estrategias de control (básico, multivariable y optimización en línea).
- Instrumentación industrial y sensores.
- Analizadores en Línea.
- Automatización de laboratorios de control de calidad.
- Sistemas de arranque y parada (ESD).

Procesos tácticos:

- Programación y control de producción y operaciones.
- Simulación y modelaje.
- Optimización global.
- Balances de masa y energía.
- Gerencia de activos.
- Diagnósticos operacionales.
- Análisis de mercados y cartera de clientes.

INFORMÁTICA

Procesos tácticos:

- Sistemas de planificación, programación y control de actividades.
- Sistemas de mantenimiento (confiabilidad y disponibilidad operacional).
- Sistemas de diseño de ingeniería.

Procesos Estratégicos:

- Sistemas de planificación estratégica.
- Manejo de indicadores (Sistema Balanceado de Indicadores -SBI-).

- Sistemas de información de mercado.
- Comercio electrónico.

Procesos operacionales:

- Sistemas integrados o ERP (control financiero, RRHH, procura, inventarios).
- Sistemas de manejo de solicitudes y requerimientos.
- Manejo de archivos e información
- Correo electrónico.
- Sistemas de control de acceso a instalaciones.
- Redes de datos (privadas, virtuales).

TELECOMUNICACIONES

Plataforma de Redes:

- Redes de Banda Ancha *(Backbone)* para voz, video y datos.
- Comunicaciones inalámbricas.
- Acceso a internet.

Servicios tradicionales:

- Telefonía, fax.
- Comunicaciones punto a punto.
- Videoconferencias.
- CCTV.

RECUPERACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO Y DE FORMACIÓN DEL PERSONAL. Como parte fundamental de la aplicación de estas tecnologías de punta se hace imprescindible la recuperación y participación activa de Intevep y el CIED en este proceso. El diagnóstico de sus capacidades actuales y las requeridas para el rescate de PDVSA constituye una de las áreas prioritarias a atender en los primeros 180 días de operación de la nueva PDVSA.

ÉXITO A TRAVÉS DE LA GENTE

La recuperación de PDVSA exigirá contar con el mejor talento humano que pueda retenerse y captarse para acometer este difícil y retador proceso. Tal como se menciona en la sección IV.1.2 (dedicada al plan para transformar la organización y contar con los RRHH), las acciones deberán orientarse a identificar el personal actual que debe retenerse, reentrenarse y desarrollarse, así como para captar al personal experimentado que esté dispuesto a participar activamente en el rescate de la corporación, convencidos de que el éxito de la empresa se alcanzará a través del desempeño de su gente y de cómo ellos, bajo la dirección de sus líderes, puedan aprovechar al máximo las

potencialidades, aplicar la tecnología y mejorar a la mayor brevedad los procesos de trabajo.

Como principio básico, el pago, tanto de los sueldos de los empleados como de los honorarios profesionales de los consultores que se contraten, deberá fundamentarse en las competencias individuales y el desempeño para aportar valor a la empresa, revisándolos regularmente de acuerdo con la competitividad del mercado petrolero, la capacidad financiera de la empresa y el desempeño individual de cada consultor o empleado.

Simultáneamente, y en la búsqueda de recuperar a la brevedad los fundamentos de la política de RRHH, se retomará el principio de la "meritocracia" con base en la justicia, equidad y competitividad, dentro de un proceso de despolitización para lo cual es necesario rediseñar e implementar procesos de desarrollo de personal y reconocimiento.

Estas acciones y el resto de las planteadas en la sección IV.1.2 perseguirán la alineación de los empleados y colaboradores con el éxito organizacional, la integración del personal actual con profesionales petroleros contratados altamente calificados, el consecuente fortalecimiento del conocimiento de los procesos medulares del negocio y el entusiasmo por su trabajo como impulsores de la motivación, compromiso y lealtad que impactarán la mejora de la producción y la competitividad de la compañía, y ayudarán a promover un clima organizacional más propenso a la mejora continua del desempeño de la compañía. Este clima debiera medirse después del primer año, diseñando planes de acción para identificar estrategias que potencien las fortalezas y atiendan oportunidades de mejora detectadas, realizando seguimientos mensuales para verificar sus avances y progreso en pro del bienestar del personal.

SISTEMA DE RESPONSABILIDAD INTEGRAL

SSA, RSE, GERENCIA DEL CONOCIMIENTO Y COMUNICACIÓN GRI

La incorporación de la Responsabilidad Integral Corporativa[5] en la estrategia del negocio y en los modelos de evaluaciones económicas de cualquier nueva iniciativa constituye la adopción de una de las mejores prácticas asociadas al compromiso voluntario de la empresa para impulsar el mejoramiento continuo y alcanzar la excelencia en el desempeño en Salud, Seguridad y Ambiente fomentando el desarrollo sostenible en las zonas de influencia.

[5] http://www.responsabilidadintegral.org/

Puede afirmarse que la Responsabilidad Integral Corporativa, representada en la Figura N° 7.2.10.4, es la iniciativa técnica por excelencia para la gestión segura, confiable y rentable de los productos, procesos y cadenas de valor de las empresas, claro ejemplo de compromiso para fomentar el desarrollo sustentable con responsabilidad social.

Figura N° 7.2.10.4 Sistema de Responsabilidad Integral Corporativa

Esta iniciativa es equivalente a la que fue concebida con el nombre de "Responsible Care"[6] por la Asociación Canadiense de Productores Químicos en 1985 (CCPA, Canadian Chemical Producers Association) para dar respuesta a las expectativas y preocupaciones del público por la fabricación, distribución y el uso de productos químicos. Responsabilidad Integral que va más allá de lo que es legalmente requerido en muchos países. El número de asociaciones de la industria química que han suscrito la ética de Responsible Care ha aumentado de seis países en 1992, año en que fue adoptada la Agenda 21, durante la Cumbre de la Tierra, en Río de Janeiro, a 53 países en la actualidad, cuya industria química representa cerca de 90% de la producción mundial.

[6] http://www.responsabilidadintegral.org/

Como parte de su compromiso con la Responsabilidad Integral, la nueva PDVSA deberá publicar su Informe Anual de Sostenibilidad,[7] el cual forma parte de su proceso de rendición de cuentas y de su responsabilidad de mejorar continuamente la comunicación con sus grupos de interés, sin menoscabo de su focalización en la gestión medular de la empresa.

El contenido del informe debe ser elaborado teniendo en cuenta los asuntos relevantes para cada una de las áreas que componen la compañía, siguiendo los estándares internacionales establecidos por el Global Reporting Initiative (GRI3),[8] la norma AA1000[9] y debe cubrir las actividades relevantes sobre la gestión y el desempeño anual en las diferentes áreas de trabajo de la compañía, y exponer una visión general del estado de sus filiales y unidades de negocio en cada país donde opera, destacando los aspectos que le permitieron posicionarse en un nivel de constante crecimiento de sus actividades.

[7] El concepto de sostenibilidad se entiende como el "desarrollo que satisface las necesidades de la generación presente, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades". Este término es utilizado por primera vez en 1987 en el Informe Brundtland e implica un cambio en la noción de sustentabilidad, entendida antes únicamente como ecológica, ampliándola a aspectos económicos y sociales de desarrollo.

[8] "Global Reporting Initiative™" (GRI): es una institución de carácter independiente, creada en 1997.

[9] La Norma AA1000, creada en 1999 por el "Institute of Social and Ethical Accountability" es un estándar de seguimiento del proceso que busca aumentar los niveles de transparencia en la rendición de cuentas,

evaluaciones y divulgación sobre aspectos tanto sociales como éticos de la gestión de la empresa, teniendo en cuenta los diferentes grupos de interés (o *stakeholders*).

REFERENCIAS

Elementos de una Iniciativa Empresarial Exitosa, Francisco Javier Larrañaga, ANIH, Caracas, abril 2016.

http://www.responsabilidadintegral.org/

Anexos

Proyectos e Iniciativas para el Rescate Operacional y Financiero de la IPN

Proyectos e Iniciativas para el rescate operacional y financiero de la IPN

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Recursos Humanos y Transformación Organizacional	Emergencia	Prioridad en Unidades de Negocio Operacionales y Procesos medulares (Exploracion, Produccion, Refinación, Mejoramiento, Petroquimica, Plantas de Distribucion y Mercado Interno, Equipos e Instalaciones de recibo, sumistro y despacho de hidrocarburos)	Caracterización del personal de Nómina Actual, ver en (1) Instrumentos de Caracterizacion de personal	Especialistas RRHH	60	16.000	1,0	Analizar cuantitativa y cualitativamente al personal que se encuentra actualmente en PDVSA (120.000 empleados). Se estima 2 meses de trabajo de un equipo de 60 especialistas de RRHH
			Caracterización del personal desincorporado en 2002 y 2003, ver en (1) Instrumentos de Caracterizacion de personal	Especialistas RRHH	15	16.000	0,2	Analizar cuantitativa y cualitativamente al personal despedido de PDVSA dispuesto a reincorporarse (10.000 personas). Se estima 2 meses de trabajo de un equipo de 25 especialistas de RRHH
			Auditoría Procesos y Sistemas de Informacion vinculados a RRHH	Especialistas RRHH	60	24.000	1,4	Contempla la ejecucion de 15 auditorias a todos las unidades de negocio medulares, corporativas y de apoyo con equipos de 4 especialistas / auditoria. Se estima 3 meses de trabajo de un equipo de 60 especialistas de RRHH
			Programas de Formación acelerada a personal joven con potencial	Especialistas RRHH	20	24.000	0,5	Elaborar Programas de Capacitación y Formación acelerada a personal joven con potencial que permanecera en PDVSA. Se estima 3 meses de trabajo de un equipo de 20 especialistas de RRHH
			Reincorporar al personal despedido clave	Especialistas RRHH	20	16.000	0,3	Reincorporar al personal despedido que proceda de acuerdo al perfil y a las necesidades de la empresa. Se estima 2 meses de trabajo de un equipo de 20 especialistas de RRHH
			Programa de reubicación del personal que no permanecera en PDVSA	Especialistas RRHH	30	24.000	0,7	Diseñar e implementar programa de reubicación, desincorporación o jubilacion (donde aplique) del personal que no permanecera en PDVSA. Se estima 3 meses de trabajo de un equipo de 30 especialistas de RRHH
			Estimado firme de costos asociados a la restitución de derechos legales del personal desincorporado en 2002 y 2003	Especialistas RRHH	12	10.000	0,1	Realizar el estimado firme de los costos asociados a la restitución de derechos legales y contractuales del personal desincorporado en 2002 y 2003. Se estima 1 meses de trabajo de un equipo de 12 especialistas de RRHH
			Obligaciones con el fondo de pensiones de PDVSA	Especialistas RRHH	6	12.000	0,1	Auditar el fondo de pensiones de PDVSA y determinar las obligaciones que se deriven . Se estima 1 mes de trabajo de un equipo de 6 especialistas de finanzas y actuariales de RRHH
	Estabilización		Rediseñar procesos RRHH	Especialistas RRHH	24	30.000	0,7	Rediseñar procesos RRHH para retomar la "Meritocracia" con base en la justicia, equidad y competitividad. Se estima 3 meses de trabajo de un equipo de 24 especialistas de RRHH
			Esquema pago viable de derechos legales del personal desincorporado en 2002 y 2003	Especialistas RRHH	12	12.000	0,1	Proponer esquema y honrar su pago derechos legales y contractuales del personal desincorporado en 2002 y 2003 de acuerdo a escenarios económicamente viables. Se estima 1 mes de trabajo de un equipo de 12 especialistas de finanzas y actuariales de RRHH
			Esquema viable de restitución obligaciones contraidas con el Fondo de Pensiones de PDVSA	Especialistas RRHH	6	12.000	0,1	Proponer esquema y honrar restitución de las obligaciones contraidas con el Fondo de Pensiones de PDVSA de acuerdo a escenarios económicamente viables. Se estima 1 mes de trabajo de un equipo de 6 especialistas de finanzas y actuariales de RRHH
			Restablecer el CIED y los Centros de Educación y Desarrollo	Especialistas RRHH	24	30.000	0,7	Restablecer el CIED y los Centros de Educación y Desarrollo con el fin de fortalecer el conocimiento mediante el cierre de brechas con recursos propios y complementarios de fuentes idóneas. Se estima 3 meses de trabajo de un equipo de 24 especialistas de RRHH
			Infraestructura propiedad de PDVSA relacionadas con facilidades al personal	Especialistas RRHH	24	24.000	0,6	Auditar, analizar y proponer destino de infraestructura propiedad de PDVSA, relacionadas con las instalaciones y administración de viviendas, escuelas, hospitales, clubes sociales y complejos deportivos. Se estima 3 meses de trabajo de un equipo de 24 especialistas de Infraestructura y facilidades sociales de RRHH
	SUBTOTAL						**6,6**	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (U$$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Obligaciones relacionadas con Recursos Humanos y Transformación Organizacional	Estabilización	Toda PDVSA	Pago viable de derechos legales del personal desincorporado en 2002 y 2003	Empleados	23000	500000	11.500,0	Se estima 23.000 empleados despedidos con una obligacion promedio de U$MM 0,5 / empleado despedido . El monto firme de esta obligación se establecera en el analisis que se efectue al respecto
			Cancelación viable obligaciones contraidas con el Fondo de Pensiones de PDVSA	Patrimonio Fondo Pensiones PDVSA	1	2505000000	2.505,0	Se estima el monto total de las obligaciones contraidas con el Fondo de Pensiones de PDVSA de acuerdo a los EEFF del 2013. El monto firme de esta obligación se establecera en el analisis que se efectue al respecto
			Programa de reubicación o desincorporación del personal que no permanecera en PDVSA	Personal a desincorporar	40000	40000	1.600,0	Se estima la reubicación, desincorporación o jubilacion (donde aplique) de 40 empleados que no permanecera en PDVSA con derechos laborales del orden de U$40.000/ empleado. El monto firme de esta obligación se establecera en el analisis que se efectue al respecto
	SUBTOTAL						15.605,0	
Seguridad y Confiabilidad Operacional	Emergencia	Prioridad en Unidades de Negocio Operacionales y Procesos medulares	Redefinición, Difusión y Educación en la Política de Seguridad, Salud y Ambiente (SSA) de PDVSA	Estudio , Plan y Ejecucion	Tres (SSA)	25 MM	75,0	Contempla la difusion y educacion de 50.000 personas de areas / procesos medulares
			Auditoría Técnico Operacional SSA y Confiabilidad Operacional (CO)	Auditorias	Dieciseis Equipos (SSA + CO por cada proceso medular)	2 MM	32,0	Contempla la ejecucion de dieciseis auditorias con equipos de 20 especialistas / auditoria
			Reimplantar los programas de Gestion de SSA	Programas SSA	Doce Equipos (SSA por cada proceso medular)	2 MM	32,0	Contempla la ejecucion de doce programas con equipos de 20 especialistas / programa. No incluye Inversiones en nuevas instalaciones y equipos que pudieran requerirse
	Estabilización		Rescatar las mejores practicas de Confiabilidad Operacional	Estudio y Plan	Cuatro Equipos (uno por cada proceso medular)	5 MM	20,0	Contempla la difusion y educacion de 40.000 personas de areas / procesos medulares
			Reimplantar los Procedimientos utilizados para el manejo de control de cambios	Estudio y Plan	Cuatro Equipos (uno por cada proceso medular)	0,5 MM	2,0	Contempla la difusion y educacion de 4.000 personas de areas / procesos medulares
			Aplicar los Procedimientos para la Visualización, Conceptualización, Definición, Desarrollo y Ejecución de Proyectos	Estudio y Plan	Cuatro Equipos (uno por cada proceso medular)	0,5 MM	2,0	Contempla la difusion y educacion de 2.000 personas de areas / procesos medulares
			Potenciar la capacidad de la Gente, fundamentando la gestión de recursos humanos en el Adiestramiento Basado en Competencias/ Unidades del Conocimiento	N/A				Indicado en Iniciativas de RRHH
			Reinsertar al Sector Privado en los planes y programas de SSA y CO	Estudio y Plan	Cuatro Equipos (uno por cada proceso medular)	0,5 MM	2,0	Contempla la difusion y educacion de 2.000 dirigentes de Empresas Mixtas y Compañias de Servicios de areas / procesos medulares
	Consolidación		Implantar el Sistema de Gestión centrado en un modelo de Excelencia Operacional basado en el Ciclo de Mejora Continua (CMC)	Estudio , Plan y Ejecucion	Doce Equipos (Uno por cada macroproceso de negocio - corporativo, medular, habilitante-)	1,667 MM	20,0	Contempla la difusion y educacion de 40.000 personas de la nueva PDVSA
	SUBTOTAL						185,0	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Seguridad Corporativa (SC)	Emergencia	Prioridad en Unidades de Negocio Operacionales y Procesos medulares	Auditoría Técnico Operacional y de Procesos de SC	Auditorias	Seis equipos (uno por cada proceso medular, uno de los procesos	0,8 MM	4,8	Contempla la ejecucion de seis auditorias con equipos de 8 especialistas / auditoria
	Estabilización		Plan de actualización tecnológica en materia de protección física de instalaciones (plataforma integrada de seguridad).	Estudio y Plan	Seis equipos (uno por cada proceso medular, uno de los procesos corporativos y uno de los habilitantes)	1 MM	6,0	Contempla la ejecucion de seis planes con equipos de 8 especialistas / programa. No incluye Inversiones en nuevas instalaciones y equipos que pudieran requerirse
			Renovación/elaboración de todos los análisis de amenaza y riesgos de la empresa	Estudio y Plan	Seis equipos (uno por cada proceso medular, uno de los procesos corporativos y uno de los habilitantes)	2 MM	7,0	Contempla la ejecucion de seis analisis con equipos de 8 especialistas / programa. No incluye Inversiones en nuevas instalaciones y equipos que pudieran requerirse
	SUBTOTAL						17,8	
Producción de Hidrocarburos	Emergencia	Areas Tradicionales	Auditoria Tecnica-Operacional Estado de los yacimientos	H-H	158.400	35,4	5,6	Formar 30 equipos de trabajo conformado por 8 especialistas en Yacimiento
			Auditoria Tecnica-Operacional Estado de las Instalaciones	H-H	316.800	10,4	3,3	Formar 30 equipos de trabajo de 8 conformado por 8 especialistas en Produccion
			Reactivacion de 3570 Pozos Categoria 2 - Areas Tradicionales	MBPD	208	185.000	660,5	Reactivacion de 3.640 pozos categoria 2, para recuperar una producción diferida de 236 MBPD.
		FPO	Reactivacion de 70 Pozos Categoria 2	MBPD	28	185.000	13,0	
	Estabilización	Areas Tradicionales	Reactivacion de 2.630 Pozos Categoria 2	MBPD	132	350.000	482,6	Reactivacion de 2.630 pozos categoria 2, para recuperar una producción diferida de 132 MBPD
			Perforacion de 474 Pozos	MBPD	254	8.658.228	4.104,0	Realizar actividades generadoras de potencial: perforar 1.314 pozos, 860 Ra/Rc e inyectar 1.540 pozos. Estos trabajos aportarian 843 MBPD adicionales. Se requiere aprox. 60 taladros y 40 calderas de vapor promedio año.
			Trabajos de 860 Ra/Rc	MBPD	161	2.550.000	2.193,0	
			Inyectar Vapor a 1.540 pozos	MBPD	92	70.130	108,0	
		FPO	Perforacion de 840 Pozos	MBPD	336	5.000.000	4.200,0	
	Consolidación	Areas Tradicionales	Reactivacion de 1.200 Pozos Categoria 2	MBPD	60	350.000	222,0	Reactivacion de 1.200 pozos categoria 2, para recuperar una producción diferida de 60 MBPD
			Perforacion de 887 Pozos	MBPD	481	8.636.979	7.661,0	Realizar actividades generadoras de potencial: perforar 2.489 pozos, 1.840 Ra/Rc e inyectar 3.669 pozos. Estos trabajos aportarian 843 MBPD adicionales. Se requiere aprox. 80 taladros y 60 calderas de vapor promedio año.
			Trabajos de 1.840 Ra/Rc	MBPD	345	2.550.543	4.693,0	
			Inyectar Vapor a 3.669 pozos	MBPD	220	70.046	257,0	
		FPO	Perforacion de 1.602 Pozos	MBPD	641	5.000.000	8.010,0	
		EyP	Otros Programas	N/A			15.086,0	Inversiones ordinarias de diferentes actividades presentadas en la tabla 7.3.2.5
			Proyectos Mayores	N/A			22.940,0	Proyectos en cartera. Inversiones de Proyectos mayores, desembolsos presentados en la tabla 7.3.2.5
	SUBTOTAL						70.638,9	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Ambiente	Emergencia	EyP	Planificacion y preparacion de las Inspecciones Tecnicas Ambientales	N/A				No hay desembolsos, es el periodo de planificacion y preparacion de las Inspecciones Tecnicas Ambientales
		Refinación		N/A				
		Distribución y Suministro		N/A				
		Petroquímica		N/A				
	Estabilización	EyP	Inspecciones Tecnicas Ambientales	N/A				Desembolso incluido bajo el area de Seg. y Confiabilidad Operacional
			Proyectos de adecuacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	19		77,0	Proyectos de tratamiento para inyeccion de aguas de formacion y de tratamiento para disposicion de aguas aceitosas.
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	24		27,5	Proyectos de control de emisiones en patios de tanques y mechurrios
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	12		7,7	Principalmente desechos generados y acumulados en patios de tanques
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos			150,0	Saneamiento de aproximadamente 800 fosas de lodos petrolizados
		Refinación	Inspecciones Tecnicas Ambientales	Numero de Inspecciones	8	2,5	20,0	Una Inspeccion a emisiones, efluentes, desechos y derrames para c/u de las 4 refinerias y cuatro Inspecciones a pasivos ambientales
			Proyectos de adequacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	7		99,0	Segregacion de aguas de lluvia, mejoras a colectores, sistemas de aguas de lastre y tratamiento de aguas de procesos
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	11		93,5	Mejoras de los mechurios, de las plantas recuperadoras de azufre, sistemas de tratamiento de gas, mejora de calderas.
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	4		8,8	Sistemas de tratamiento y disposicion de lodos petrolizados.
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos	7		24,8	Proyectos de reuso/reciclaje y acondicionamiento de sitios de almacenamiento de desechos
		Distribución y Suministro	Inspecciones Tecnicas Ambientales	Numero de Inspecciones	20	0,4	8,0	Una Inspeccion ambiental para c/u de las 20 plantas.
			Proyectos de adecuacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	6		0,6	Proyectos de tratamiento de aguas aceitosas y de aguas negras
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	4		1,7	Instalacion de techos flotantes en tanques de almacenamiento
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	12		7,7	Disposicion de lodos provenientes de la limpieza de tanques
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos	9		1,1	Disposicion y reciclaje de chatarra ferrosa
		Petroquímica	Inspecciones Tecnicas Ambientales	Numero de Inspecciones	5	2,5	12,5	Una Inspeccion a emisiones, efluentes y desechos para c/u de los 3 complejos y dos Inspecciones a pasivos ambientales
			Proyectos de adecuacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	2		13,8	Adecuacion de efluentes de Planta de Olefinas y tratamiento de organo-clorados de planta de PCV
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	3		6,6	Control de emisiones en Planta de Olefinas, en almacen de EDC y en Planta de Urea.
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	1		7,7	Tratamiento de lodos aceitosos en El Tablazo
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos	1		6,6	Saneamiento de la antigua Planta de Cloro-Soda
	Consolidación	EyP	Proyectos de adecuacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	9		63,0	Proyectos de tratamiento para inyeccion de aguas de formacion y de tratamiento para disposicion de aguas aceitosas.
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	13		22,5	Proyectos de control de emisiones en patios de tanques y mechurrios
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	15		6,3	Principalmente desechos generados y acumulados en patios de tanques
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos			150,0	Saneamiento de aproximadamente 800 fosas de lodos petrolizados
		Refinación	Proyectos de adecuacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	5		81,0	Tratamiento de aguas de procesos
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	10		76,5	Sistemas de tratamiento de gas, de lavado de gases y de control de otros contaminantes
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	4		7,2	Sistemas de tratamiento y disposicion de lodos petrolizados.
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos	6		20,3	Proyectos de disposicion de dielectricos con PCB y construccion de sitos de disposicion de desechos peligrosos
		Distribución y Suministro	Proyectos de adecuacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	4		0,5	Proyectos de tratamiento de aguas negras
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	4		1,4	Instalacion de techos flotantes en tanques de almacenamiento
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	8		6,3	Disposicion de lodos provenientes de la limpieza de tanques
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos	4		0,9	Desmantelamiento de instalaciones
		Petroquímica	Proyectos de adecuacion de efluentes liquidos	Numero de Proyectos	2		11,3	Tratamiento de efluentes de VENEPAL y de CAVIM
			Proyectos de adecuacion de emisiones atmosfericas	Numero de Proyectos	1		5,4	Control de emisiones en Planta de NPK
			Proyectos de adecuacion de desechos	Numero de Proyectos	2		6,3	Disposicion de desechos solidos en Jose y de aceites dielectricos con PCV en Moron
			Proyectos de saneamiento de pasivos	Numero de Proyectos	1		5,4	Disposicion de desechos peligrosos de la Planta de Venoco
	SUBTOTAL						1.038,9	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Seguridad Corporativa (SC)	Emergencia	Prioridad en Unidades de Negocio Operacionales y Procesos medulares	Auditoría Técnico Operacional y de Procesos de SC	Auditorias	Seis equipos (uno por cada proceso medular, uno de los procesos	0,8 MM	4,8	Contempla la ejecucion de seis auditorias con equipos de 8 especialistas / auditoria
	Estabilización		Plan de actualización tecnológica en materia de protección física de instalaciones (plataforma integrada de seguridad).	Estudio y Plan	Seis equipos (uno por cada proceso medular, uno de los procesos corporativos y uno de los habilitantes)	1 MM	6,0	Contempla la ejecucion de seis planes con equipos de 8 especialistas / programa. No incluye Inversiones en nuevas instalaciones y equipos que pudieran requerirse
			Renovación/elaboración de todos los análisis de amenaza y riesgos de la empresa	Estudio y Plan	Seis equipos (uno por cada proceso medular, uno de los procesos corporativos y uno de los habilitantes)	2 MM	7,0	Contempla la ejecucion de seis analisis con equipos de 8 especialistas / programa. No incluye Inversiones en nuevas instalaciones y equipos que pudieran requerirse
	SUBTOTAL						17,8	
Producción de Hidrocarburos	Emergencia	Areas Tradicionales	Auditoria Tecnica-Operacional Estado de los yacimientos	H-H	158.400	35,4	5,6	Formar 30 equipos de trabajo conformado por 8 especialistas en Yacimiento
			Auditoria Tecnica-Operacional Estado de las Instalaciones	H-H	316.800	10,4	3,3	Formar 30 equipos de trabajo de 8 conformado por 8 especialistas en Produccion
			Reactivacion de 3570 Pozos Categoria 2 - Areas Tradicionales	MBPD	208	185.000	660,5	Reactivacion de 3.640 pozos categoria 2, para recuperar una producción diferida de 236 MBPD.
		FPO	Reactivacion de 70 Pozos Categoria 2	MBPD	28	185.000	13,0	
	Estabilización	Areas Tradicionales	Reactivacion de 2.630 Pozos Categoria 2	MBPD	132	350.000	482,6	Reactivacion de 2.630 pozos categoria 2, para recuperar una producción diferida de 132 MBPD
			Perforacion de 474 Pozos	MBPD	254	8.658.228	4.104,0	Realizar actividades generadoras de potencial: perforar 1.314 pozos, 860 Ra/Rc e inyectar 1.540 pozos. Estos trabajos aportarian 843 MBPD adicionales. Se requiere aprox. 60 taladros y 40 calderas de vapor promedio año.
			Trabajos de 860 Ra/Rc	MBPD	161	2.550.000	2.193,0	
			Inyectar Vapor a 1.540 pozos	MBPD	92	70.130	108,0	
		FPO	Perforacion de 840 Pozos	MBPD	336	5.000.000	4.200,0	
	Consolidación	Areas Tradicionales	Reactivacion de 1.200 Pozos Categoria 2	MBPD	60	350.000	222,0	Reactivacion de 1.200 pozos categoria 2, para recuperar una producción diferida de 60 MBPD
			Perforacion de 887 Pozos	MBPD	481	8.636.979	7.661,0	Realizar actividades generadoras de potencial: perforar 2.489 pozos, 1.840 Ra/Rc e inyectar 3.669 pozos. Estos trabajos aportarian 843 MBPD adicionales. Se requiere aprox. 80 taladros y 60 calderas de vapor promedio año.
			Trabajos de 1.840 Ra/Rc	MBPD	345	2.550.543	4.693,0	
			Inyectar Vapor a 3.669 pozos	MBPD	220	70.046	257,0	
		FPO	Perforacion de 1.602 Pozos	MBPD	641	5.000.000	8.010,0	
		EyP	Otros Programas	N/A			15.086,0	Inversiones ordinarias de diferentes actividades presentadas en la tabla 7.3.2.5
			Proyectos Mayores	N/A			22.940,0	Proyectos en cartera. Inversiones de Proyectos mayores, desembolsos presentados en la tabla 7.3.2.5
	SUBTOTAL						70.638,9	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Refinación y Mejoramiento	Emergencia	Refinación	Auditoría Técnica-Operacional y Financiera	H-H	36 Equipos de 10 personas	100.000	3,6	Contempla la ejecucion de treinta y seis auditorias con equipos de 10 especialistas / auditoria
		Mejoramiento	Auditoría Técnica-Operacional y Financiera	H-H	8 Equipos de 10 personas	100.000	0,8	Contempla la ejecucion de diez auditorias con equipos de 10 especialistas / auditoria
	Estabilización	Refinación	Contratos de Asistencia Técnica	H-H	200000	40	8,0	Contempla la ejecucion de 200.000 HH en contratos de Asistencia Tecnica a razon de $40/ hora
			Diagnóstico Proyectos	H-H	6 Equipos de 12 personas	100.000	0,6	Contempla la ejecucion de diagnostico de Proyectos en ejecucion en seis equipos de 12 / equipo
			Proyectos menores operacionales	Proyectos			1.308,0	Proyectos de operación y mantenimiento (25% presupuesto operac.y mant.)
			Proyectos mayores	Recuperación capacidad instalada			6.328,0	Base 10M$/Bbl cap. Instalada recuperada. Proyectos orientados a recuperar el 65% de la capacidad operativa en CRP/ELP/PLC, los más importantes son: el Proyecto de Conversión El Palito (3,000 MMUS$) y el Proyecto de Aruba (2,000 MMUS$) entre otros.
		Mejoramiento	Contratos de Asistencia Técnica	H-H	200.000	40	8,0	Contempla la ejecucion de dieciseis auditorias con equipos de 20 especialistas / auditoria
			Diagnóstico de proyectos	H-H	2 Equipos de 12 personas	100.000	0,2	Contempla la ejecucion de dieciseis auditorias con equipos de 20 especialistas / auditoria
			Proyectos menores operacionales	Proyectos			403,0	Proyectos de operación y mantenimiento (25% presupuesto operación y mantenimiento)
			Proyectos mayores	N/A			690,0	Casos previstos contemplan que la inversion requerida para recuperar capacidad instalada y ejecutar remodelaciones la ejecuten los socios (estimado 690 MM$)
	Consolidación	Refinación	Fortalecimiento Capacidad Intevep	H-H	60 especialistas	4000/mes	14,4	Contempla la prestación de servicio tecnico de Intevep por parte de 60 especialistas durante el periodoejecucion de dieciseis auditorias con equipos de 20 especialistas / auditoria
			Proyectos menores operacionales				2.232,0	Proyectos de operación y mantenimiento (25% presupuesto operac.y mant.)
			Proyectos mayores	Recuperación capacidad instalada			6.492,0	Base 10M$/Bbl cap. Instalada recuperada. Proyectos orientados a recuperar el 65% de la capacidad operativa en CRP/ELP/PLC, los más importantes son: el Proyecto de Conversión El Palito (3,000 MMUS$) y el Proyecto de Aruba (2,000 MMUS$) entre otros.
		Mejoramiento	Contratos de Asistencia Técnica	H-H	300.000	40	12,0	Contempla la ejecucion de 300.000 HH en contratos de Asistencia Tecnica a raon de $40/ hora
			Contratos con INTEVEP y CIED	H-H	200.000	40	8,0	Contempla la ejecucion de 200.000 HH en contratos de Asistencia Tecnica a raon de $40/ hora
			Proyectos menores operacionales	Proyectos			643,0	Proyectos de operación y mantenimiento (25% presupuesto operación y mantenimiento)
			Proyectos mayores	N/A			345,0	Casos previstos contemplan que la inversion de remodelaciones la ejecuten los socios (estimado 345 MM$)
	SUBTOTAL						18.496,6	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Seguridad Energética y Abastecimiento al Mercado Interno	Emergencia	Gas	Inspección Operacional Sistemas T&D y Plantas/Estaciones	H-H	28800	200	5,8	Inspección externa e interna de tuberías, plantas y estaciones de entrega. Equipos, transporte, seguridad y gastos de personal especializado
			Análisis Operacional, Contratos y Compromisos Producción	H-H	4800	100	0,5	Evaluación técnica y administrativa de contratos de suministro y venta
			Censo Clientes, Medición/Facturación, Proyección Crecim.	H-H	9600	80	0,8	Censo de clientes, auditorías técnicas, balances volumétricos y proyección de oferta y demanda
			Auditoría Proyectos en Marcha y Funciones Administrativas	H-H	3840	100	0,4	Revisión de proyectos y programas en marcha, auditorías técnicas y administrativas a fin de determinar cambios o continuidad
			Acciones Correctivas Urgentes en Infraestructura:					Acciones correctivas y operativas para frenar deterioro inmediato de infraestructura y garantizar continuidad operativa en condiciones seguras
			Producción Gas Tierra Firme	MMPCD	50	900.000	45,0	
			Producción Gas Costa Afuera	MMPCD	25	3.000.000	75,0	
			Correctivos en Gasoductos yRamales	UN	60	500.000	30,0	
			Equipamiento Básico Estaciones y Plantas Compresoras	UN	40	1.000.000	40,0	
			Sistemas de Monitoreo y Seguridad	UN	6	500.000	3,0	
			Formulación Plan de Recolección/Disposición Gas Asociado	N/A				Designar un equipo de trabajo para visualizar opciones y plantear un anteproyecto para recuperación del gas asociado actualmente arrojado a la atmósfera, mediante participación de terceros
			Reactivación ENAGAS	N/A				Se requiere de inmediato reactivar el ente regulador de modo que comience a trabajar en los diseños de esquemas de precios y tarifas que permitan el desarrollo de proyectos de producción, recolección de gas asociado, tratamiento, transporte y distribución
		GLP	**Inspección Operacional Sistemas Suministro y Distribución:**					Inspección técnica de plantas, estaciones e infraestructura de transporte y distribución. Equipos, transporte, seguridad y gastos de personal especializado
			Plantas Extracción y Fraccionamiento (9)	H-H	1440	200	0,3	
			Fuentes de Suministro (8)	H-H	1280	200	0,3	
			Flota de Transporte (400)	H-H	3200	150	0,5	
			Plantas de Llenado, Flota Distribución y Cilindros (91)	H-H	14560	150	2,2	
			Investigación de Distribución y Comercialización a fin de detectar actividad irregular, esquemas de sobreprecios y necesidades de recalificación de personal	H-H	9600	80	0,8	Requiere inspección e investigación a nivel de entrega en fuentes de suministro, transporte y venta a través de distribuidores, a nivel industrial, comercial y residencial
			Análisis Operacional, Balance Volumétrico y Proyecciones	H-H	960	100	0,1	
			Auditoría Proyectos en Marcha y Funciones Administrativas	H-H	2880	100	0,3	
			Acciones Correctivas Urgentes en Infraestructura:					Acciones correctivas y operativas para frenar deterioro inmediato de infraestructura y garantizar continuidad operativa en condiciones seguras
			Extracción y Fraccionamiento	UN	9	1.000.000	9,0	
			Fuentes de Suministro	UN	8	1.000.000	8,0	
			Flota de Transporte	UN	40	50.000	2,0	
			Plantas de Llenado	UN	40	200.000	8,0	
			Equipos Distribución y Parque Cilindros	UN	200000	200	40,0	
			Reactivación Función Fiscalizadora Dirección M.I. Ministerio	N/A				Dotar de recurso humano capacitado y rescatar la autoridad de esta dirección fiscalizadora
			Incorporación ENAGAS función reguladora, precios y tarifas	N/A				Se requiere de inmediato reactivar el ente regulador de modo que comience a trabajar en los diseños de esquemas de precios y tarifas
			Nivelación parcial precios de venta	N/A				El ENAGAS deberá determinar un ajuste inmdediato de precios y tarifas del GLP que permita su recuperación operacional a corto plazo sin mayores esfuerzos financieros por parte del Estado

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Seguridad Energética y Abastecimiento al Mercado Interno	Emergencia	Productos Refinados	**Inspección Operacional Sistemas Suministro y Distribución:**					Inspección técnica de plantas, estaciones e infraestructura de transporte y distribución. Equipos, transporte, seguridad y gastos de personal especializado
			Plantas Almacenamiento, Lubricantes y Distribución(20)	H-H	6400	200	1,3	
			Poliductos(1144 Km)	H-H	14400	200	2,9	
			Instalaciones en Puertos, Aeropuertos y Fluviales(45)	H-H	3600	150	0,5	
			Unidades de Transporte Terrestre(2300)	H-H	18400	150	2,8	
			Unidades de Transporte Marítimo y Fluvial(25)	H-H	3600	151	0,5	
			Estaciones de Servicio(1680)	H-H	26880	150	4,0	
			Investigación de Transporte y Distribución a fin de detectar actividad irregular y necesidades de recalificación de personal	H-H	9600	80	0,8	Requiere inspección e investigación a nivel de entrega en fuentes de suministro, transporte y venta a través de distribuidores y estaciones de servicio
			Análisis Operacional, Balance Volumétrico y Proyecciones	H-H	960	100	0,1	Censo de clientes y puntos de expendio, auditorías técnicas, balances volumétricos y proyección de oferta y demanda
			Auditoría Proyectos en Marcha y Funciones Administrativas	H-H	2880	100	0,3	Revisión de proyectos y programas en marcha, auditorías técnicas y administrativas a fin de determinar cambios o continuidad
			Acciones Correctivas Urgentes en Infraestructura:					Acciones correctivas y operativas para frenar deterioro inmediato de infraestructura y garantizar continuidad operativa en condiciones seguras
			Plantas Almacenamiento, Lubricantes y Distribución	UN	20	1.000.000	20,0	
			Poliductos	UN	4	5.000.000	20,0	
			Instalaciones en Puertos, Aeropuertos y Fluviales	UN	45	100.000	4,5	
			Unidades de Transporte Terrestre	UN	426	30.000	12,8	
			Unidades de Transporte Marítimo y Fluvial	UN	25	200.000	5,0	
			Estaciones de Servicio	UN	504	100.000	50,4	
			Reactivación Función Fiscalizadora Dirección M.I. Ministerio	N/A				Dotar de recurso humano capacitado y rescatar la autoridad de esta dirección fiscalizadora
			Nivelación parcial precios de venta	N/A				El Ministerio deberá determinar un ajuste inmdediato de precios y tarifas, en especial de combustibles para uso automotor, que permita su recuperación operacional a corto plazo sin mayores esfuerzos financieros por parte del Estado
	Estabilización	Gas	Ampliaciones y Capacidad Adicional Proyectos de T&D	MMPCD	60	6.880.000	412,8	Mejoras de capacidad y corrección limitaciones en gasoductos y sistemas de distribución. Completación de proyectos y mantenimientos en marcha
			Incremento Capacidad Producción Gas:					Ampliación capacidad de producción en Anaco, Guárico y Norte de Monagas. Inyección de recursos para ampliación de producción costa afueran en especial, Campo Perla, Cardón IV
			Tierra Firme	MMPCD	600	900.000	540,0	
			Costa Afuera	MMPCD	250	3.000.000	750,0	
			Inversiones garantía continuidad operacional:					Recuperación de niveles de seguridad operacional, franjas protectoras de gasoductos, reemplazos de tramos afectados, sistemas de monitoreo y control, medición industrial y esquemas de facturación y cobranzas
			Producción Gas Anaco y Norte Monagas	MMPCD	250	900.000	225,0	
			Adecuaciones para garantizar continuidad operacional T&D	Km	220	4.800.000	1.056,0	
			Rescate de franjas de seguridad y clasificación normativa	Km	110	4.800.000	528,0	
			Profundizar Monitoreo y Seguridad Física	Sistemas	3	10.000.000	30,0	
			Optimizar Medición y Facturación - Segmento Industrial	UN	195	100.000	19,5	
			Fijar modalidades de valorización del gas, desarrollar esquemas de negocio y proyectos para incrementar recolección del gas asociado, y establecer convenios	N/A				ENAGAS en pleno desempeño de sus funciones
				N/A				
				N/A				
			Establecer marco de precios y otorgar al sector privado licencias de desarrollo de gas libre	N/A				ENAGAS en pleno desempeño de sus funciones
				N/A				
			Establecer marco regulatorio y tarifas de servicio para incorporar al sector privado en el desarrollo de los proyectos expansión de los sistemas de T&D, gasificación ciudades y comercialización de gas	N/A				ENAGAS en pleno desempeño de sus funciones
				N/A				
				N/A				
				N/A				

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Seguridad Energética y Abastecimiento al Mercado Interno	Estabilización	GLP	Ampliacion Infraestructura Extraccion y Fraccionamiento	BD	2000	15.000	30,0	Mejoras básicas en plantas de extracción San Joaquín, Santa Bárbara, TJ´s y Bajo Grande, fraccionamiento en Jose y Ulé
			Ampliacion capacidad en Fuentes de Suministro	BD	2000	20.000	40,0	Mejoras básicas en sistemas de manejo, almacenamiento y despacho en Jose, Ulé, Guatire y Carenero
			Ampliacion capacidad Flota de Transporte, Ptas Llenado y Distribucion	BD	2000	6.400	12,8	Aumento del parque de unidades de transporte y de capacidad requerida en plantas de llenado e infraestructura de distribución
			Continuidad Operacional Sistemas Suministro/Distribución:					Recuperación de niveles de seguridad operacional, sistemas de monitoreo y control, medición y esquemas de facturación y cobranzas. Reemplazo de cilindros e infraestructura básica de transporte
			Complejos de Extracción y Fraccionamiento	UN	2	10.000.000	20,0	
			Fuentes de Suministro	UN	4	5.000.000	20,0	
			Optimización y Seguridad Plantas de Llenado	UN	50	500.000	25,0	
			Reemplazo y complemento Flota de Transporte	UN	100	200.000	20,0	
			Reemplazo y complemento Flota de Distribución	UN	800	50.000	40,0	
			Reemplazo y Complemento Parque Cilindros	UN	800000	200	160,0	
			Recalificación personal Transporte y Distribución	UN	6000	1.000	6,0	
			Importación de Propano durante 2 años	BD	20000	50	730,0	
			Instrumentación de precios y tarifas acordes al mercado y esquemas de compensación / subsidios directos	N/A				ENAGAS en pleno desempeño de sus funciones
			Estrategia de reincorporación sector privado para crecimiento y traspaso de la actividad de transporte, llenado de cilindros y distribución	N/A N/A N/A				Ministerio y ENAGAS
		Productos Refinados	Ampliacion capacidad Plantas Almacenamiento, Lubricantes y Distribución	BD	6150	20.000	123,0	Mejoras básicas en plantas de almacenamiento y distribución Guatire, Carenero, Bajo Grande, El Vigía, Guacara, Pto. Ordaz, Maturín y El Guamache
			Ampliacion Capacidad Bombeo, Poliductos, instalaciones puertos, aeropuertos y fluviales	BD	6150	11.840	72,8	Ampliaciones básicas en sistemas SISOR, SISCO, SAAM y SUMANDES. Plantas y facilidades de suministro Maiquetía, Valencia, Barcelona, Barquisimeto, Pto. Ordáz, Maracaibo, Porlamar, Ciudad Bolívar, La Guaira y Pto. Ayacucho
			Ampliacion Capacidad Flota de Transporte Terrestre	BD	6150	500	3,1	Mejoras básicas para satisfacer demanda y condiciones de seguridad en la cadena de transporte, distribución y comercialización
			Ampliacion Capacidad Flota de Transporte Maritimo	BD	6150	1.600	9,8	Mejoras básicas para satisfacer demanda y condiciones de seguridad en la cadena de transporte, distribución y comercialización
			Ampliacion Estaciones de Servicio	BD	6150	4.000	24,6	Mejoras básicas para satisfacer demanda y condiciones de seguridad en la cadena de transporte, distribución y comercialización
			Continuidad Operacional Sistemas Suministro/Distrib.:					Adecuación de niveles de seguridad y operacionales en sistemas SISCO y SAAM. Plantas de llenado de camiones y facilidades de suministro en puertos, aeropuertos, sistemas de transporte, almacenamiento y expendio
			Plantas Almacenamiento, Lubricantes y Distribución	UN	12	20.000.000	240,0	
			Ampliaciones y Adecuaciones Poliductos	UN	2	100.000.000	200,0	
			Instalaciones en Puertos, Aeropuertos y Fluviales	UN	30	2.000.000	60,0	
			Reemplazo y Adec. Unidades de Transporte Terrestre	UN	117	200.000	23,4	
			Reemplazo/Adec. Unids. de Transporte Marítimo	UN	2	50.000.000	100,0	
			Ampliaciones y Adecuaciones Estaciones de Servicio	UN	301	1.000.000	301,0	
			Recalificación personal Transporte y Distribución	UN	1600	1.000	1,6	
			Importación de Productos Terminados durante 2 años	MBD	30000	70	1.533,0	
			Instrumentación de precios y tarifas acordes al mercado y esquemas de compensación / subsidios directos	N/A N/A				Dirección Mercado Interno Ministerio
			Estrategia de reincorporación sector privado para crecimiento y traspaso de la actividad de transporte, y estaciones de servicio	N/A N/A N/A				Dirección Mercado Interno Ministerio

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Seguridad Energética y Abastecimiento al Mercado Interno	Consolidación	Gas	Ampliaciones y Capacidad Adicional Proyectos de T&D	MMPCD	40	6.880.000	275,2	Mejoras de capacidad y corrección limitaciones en gasoductos y sistemas de distribución. Completación de proyectos y mantenimientos en marcha
			Incremento Capacidad Producción Gas:					Ampliación capacidad de producción en Anaco, Guárico, Norte de Monagas y Lago de Maracaibo. Inyección de recursos para ampliación de producción costa afueran en especial, Campo Perla, Norte de Paria y Plataforma Deltana
			Tierra Firme	MMPCD	350	900.000	315,0	
			Costa Afuera	MMPCD	225	3.000.000	675,0	
			Inversiones garantía continuidad operacional:					Recuperación de niveles de seguridad operacional, franjas protectoras de gasoductos, reemplazos de tramos afectados, sistemas de monitoreo y control, medición industrial y esquemas de facturación y cobranzas
			Producción Gas Anaco y Norte Monagas	MMPCD	210	900.000	189,0	
			Adecuaciones para garantizar continuidad operacional T&D	Km	180	4.800.000	864,0	
			Rescate de franjas de seguridad y clasificación normativa	Km	90	4.800.000	432,0	
			Profundizar Monitoreo y Seguridad Física	Sistemas	3	10.000.000	30,0	
			Optimizar Medición y Facturación - Segmento Industrial	UN	805	100.000	80,5	
		GLP	Ampliacion Infraestructura Extraccion y Fraccionamiento	BD	8000	15.000	120,0	Mejoras complementarias en plantas de extracción San Joaquín, Santa Bárbara, TJ´s y Bajo Grande, fraccionamiento en Jose y Ulé
			Ampliacion capacidad en Fuentes de Suministro	BD	8000	20.000	160,0	Mejoras complementarias en sistemas de manejo, almacenamiento y despacho en Jose, Ulé, Guatire y Carenero
			Ampliacion capacidad Flota de Transporte, Ptas Llenado y Distribucion	BD	8000	6.400	51,2	Aumento del parque de unidades de transporte y de capacidad requerida en plantas de llenado e infraestructura de distribución
			Continuidad Operacional Sistemas Suministro/Distrib.:					Refuerzo de niveles de seguridad operacional, sistemas de monitoreo y control, medición y esquemas de facturación y cobranzas. Reemplazo de cilindros e infraestructura de transporte
			Complejos de Extracción y Fraccionamiento	UN	2	10.000.000	20,0	
			Fuentes de Suministro	UN	4	5.000.000	20,0	
			Optimización y Seguridad Plantas de Llenado	UN	41	500.000	20,5	
			Reemplazo y complemento Flota de Transporte	UN	100	200.000	20,0	
			Reemplazo y complemento Flota de Distribución	UN	700	50.000	35,0	
			Reemplazo y Complemento Parque Cilindros	UN	1600000	200	320,0	
			Recalificación personal Transporte y Distribución	UN	4000	1.000	4,0	
			Importación de Propano durante 2 años	BD	0	50	0,0	
		Productos Refinados	Ampliacion capacidad Plantas Almacenamiento, Lubricantes y Distribución	BD	23850	20.000	477,0	Mejoras complementarias en plantas de almacenamiento y distribución Guatire, Carenero, Bajo Grande, El Vigía, Guacara, Pto. Ordaz, Maturín y El Guamache
			Ampliacion Capacidad Bombeo, Poliductos, instalaciones puertos, aeropuertos y fluviales	BD	23850	11.840	282,4	Ampliaciones complementarias en sistemas SISOR, SISCO, SAAM y SUMANDES. Plantas y facilidades de suministro Maiquetía, Valencia, Barcelona, Barquisimeto, Pto. Ordáz, Maracaibo, Porlamar, Ciudad Bolívar, La Guaira y Pto. Ayacucho
			Ampliacion Capacidad Flota de Transporte Terrestre	BD	23850	500	11,9	Mejoras complementarias para satisfacer demanda y condiciones de seguridad en la cadena de transporte, distribución y comercialización
			Ampliacion Capacidad Flota de Transporte Maritimo	BD	23850	1.600	38,2	Mejoras complementarias para satisfacer demanda y condiciones de seguridad en la cadena de transporte, distribución y comercialización
			Ampliacion Estaciones de Servicio	BD	23850	4.000	95,4	Mejoras complementarias para satisfacer demanda y condiciones de seguridad en la cadena de transporte, distribución y comercialización
			Continuidad Operacional Sistemas Suministro/Distrib.:					Refuerzo de niveles de seguridad y operacionales en sistemas SISOR y SUMANDES. Plantas de llenado de camiones y facilidades de suministro en puertos, aeropuertos, sistemas de transporte, almacenamiento y expendio
			Plantas Almacenamiento, Lubricantes y Distribución	UN	8	20.000.000	160,0	
			Ampliaciones y Adecuaciones Poliductos	UN	2	100.000.000	200,0	
			Instalaciones en Puertos, Aeropuertos y Fluviales	UN	15	2.000.000	30,0	
			Reemplazo y Adec. Unidades de Transporte Terrestre	UN	84	200.000	16,8	
			Reemplazo/Adec. Unids. de Transporte Marítimo	UN	1	50.000.000	50,0	
			Ampliaciones y Adecuaciones Estaciones de Servicio	UN	203	1.000.000	203,0	
			Recalificación personal Transporte y Distribución	UN	400	1.000	0,4	
			Importación de Productos Terminados durante 2 años	MBD	0	70	0,0	
	SUBTOTAL						**12.951,5**	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (U$$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Comercialización Internacional de Hidrocarburos	Emergencia	Formulación e Inicio de Implementación de planes y acciones de estabilización y recuperación de los negocios	Conformación de equipos de trabajo con personal en posiciones clave para asegurar continuidad	Personal calificado , previamente identificado, trabajará en conjunto con personal actual	Seis (6) equipos para posiciones clave / medulares	500.000	3,0	Contempla liderar las actividades de Comercio y Suministro para aplicar los correctivos necesarios sobre la marcha durante toda la fase de emergencia
			Diagnóstico de procesos , sistemas y contratos / Revisión de normativa vigente	Auditorias	Tres (3) equipos multidiciplinarios para auditoria de procesos, sistemas y contratos	1.000.000	3,0	Contempla la ejecucion de auditorias con equipos de especialistas de diferentes disciplinas: Finanzas, Legal, Sistemas y Comercio y Suministro
	Estabilización	Recuperar la orientación comercial de la empresa, la transparencia , ética y profesionalismo en los negocios.	Reorganización y recalificación del personal	Estudio y Plan	Siete (7) equipos de trabajo para procesos medulares y de soporte	1.000.000	7,0	Contempla definir organización y estructura para la Transición. Revisar los procesos de soporte para la coordinación con las aéreas operacionales . Comtempla identificación y asignacion de recurso humano capacitado para posiciones clave y de soporte
			Revision y desarrollo normativa /procedimientos actividades de Comercio y Suministro	Estudio , Plan y Ejecucion	Seis equipos (uno por cada actividad clave) conformado por personal de CyS. Legal ,Sistemas Y Finanzas	500.000	3,0	Contempla desarrollar nueva normativa para Comercio y Suministro, a partir del diagnóstico (resultado auditorías) y mejores prácticas operacionales y comerciales.
			Plan Comercial/ Balance Volumétrico y Proyecciones	Estudio , Plan y Ejecucion	Equipo de consultores , especialistas y personal calificado en	15.000.000	15,0	Contempla Desarrollo del Plan de suministro y comercial para la fase de transición , coordinado con las areas operacionales . Contempla asesoria de consultoras nacionales e internacionales en mercado
			Revision cartera de clientes y preparación nueva cartera con clientes	Estudio	Equipo conformado por personal de CyS. Legal Y Finanzas	500.000	0,5	Revision perfil de cada cliente y selección de clientes que se ajusten a normativa de la empresa
			Contacto / desarrollo relación comercial con clientes mercado internacional	Especialistas Comercio Internacional	Ocho personas en viajes de negocios /4 veces al año	600.000	19,2	Contempla Iniciar tan pronto como sea posible contacto con los potenciales clientes/socios internacionales para explicar los cambios en procedimientos ,objetivos e intereses de la nueva IPN.
	Consolidación		Desarrollo nueva cartera de clientes	Estudio , Plan y Ejecucion				Contempla viajes, visitas, participacion en foros y convenciones para desarrollar nueva cartera de cleientes que se ajuste a la s necesdades de la nueva IPN rdeimensionada.
			Evaluación y adquisición nuevos sistemas de información y manejo de información	Estudio , Plan y Ejecucion				Contempla adquisición/renovación de los sistemas de información necesarios para soportar efectivamente los procesos de Comercio y Suminiswtro
			Reactivacion de Negocio complementario/ cobertura de riesgo	Estudio , Plan y Ejecucion				Contempla el uso de herramientas del Mercado de futuros para cobertura de riesgo
	SUBTOTAL						50,7	

Area	Concepto			Estimado requerimiento de recursos				
	FASE	Unidad de Negocio o Proceso	Proyecto o Iniciativa	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US$)	Costo Total (MM$)	Observaciones
Rediseño Procesos y Organizaciones	Emergencia	Diagnostico, Formulacion e Inicio de Implementacion de planes y acciones de Recuperación y Estabilización de los negocios, promoviendo participación de terceros	Cambio Bases Organizacionales PDVSA (Misión , Visión, Valores y Politicas) y Objetivos Estrategicos	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de Consultores especialistas en Planificacion Estrategica	1,6 MM	1,6	Contempla la formulacion y ejecucion de un Plan de Cambio de Bases Organizacionales y Objetivos Estrategicos en talleres de trabajo con equipo de 8 Consultores y 12 directivos
			Diagnostico y simplificacion Estructura Organizacional y RRHH	N/A				Indicado en Iniciativas de RRHH
			Separacion Ministerio Petroleo y PDVSA, Creacion Agencia de Hidrocarburos (AH) y Consejo de Energia (CE)	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de Consultores especialistas en Gobernabilidad y Planificacion Estrategica	2 MM	2,0	Contempla la formulacion y ejecucion de un Modelo de Gobernabilidad y relaciones Ministerio de Petroleo, PDVSA , Agencia de Hidrocarburos y Consejo de Energia (talleres de trabajo con equipo de 8 Consultores y 12 directivos)
	Estabilización	Inicio de Cambios Organizacionales hacia un Modelo Empresarial de Excelencia Operacional	Adecuacion Organizacional de PDVSA	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de Consultores especialistas en Arquitectura Organizacional	1,6 MM	1,6	Contempla la formulacion y ejecucion de un Plan de Adecuacion Organizacional (talleres de trabajo con equipo de 8 Consultores y 12 directivos)
			Definir e implantar Plan de Consolidacion de la Co-gobernabilidad y Mejoras requeridas en capacidad de gestion de las Empresas Mixtas (EMs)	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de Directivos interempresas y facilitadores de Gestion y Gobernabilidad	1 MM	1,0	Contempla la formulacion y ejecucion de un Plan de Co-Gobernabilidad y Mejora de Gestion de EMs (talleres de trabajo con equipo de facilitadores Consultores y Directivos interempresas)
			Generación de un Plan Estratégico de mediano/ largo plazo, con prioridad en el crecimiento y consolidación de la IPN con participacion Publica y Privada	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de Consultores especialistas en Planificacion Estrategica	1,6 MM	1,6	Contempla la formulacion de un Plan Estrategico de mediano/ largo plazo de la IPN en talleres de trabajo con equipo de 8 Consultores y directivos representativos de organismos y empresas del sector
			Diseño e implantación del Sistema de Gestión Integral de Calidad (2)	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de Especialistas en Implementacion de Sistemas de Gestion Integral de Calidad (1)	1,6 MM	1,6	Contempla la formulacion de un Plan Estrategico de mediano/ largo plazo de la IPN en talleres de trabajo con equipo de 8 Consultores y directivos representativos de organismos y empresas del sector
			Identificacion y Aplicación de Tecnología de punta	Estudio , Plan y Ejecucion	Doce Equipos (Uno por cada proceso de negocio - corporativo, medular y habilitante)	2 MM	32,0	Contempla la Formulación de doce planes de Tecnologia con equipos de 12 a 20 especialistas / plan. No incluye Inversiones en nuevas instalaciones y equipos que pudieran requerirse
			Diseño e Implantacion del Sistema de Responsabilidad Integral: SSA, RSE, Gerencia del Conocimiento y comunicación GRI (3)	Estudio , Plan y Ejecucion	Doce Equipos (Uno por cada proceso de negocio - corporativo, medular y habilitante)	2 MM	8,0	Contempla el diseño e implantación del Sistema de Resposabilidad Integral con la participacion de especialistas de SSA, RSE, Gerencia del Conocimiento y Comunicacion GRI.
	Consolidación	Transformación de la estructura legal y corporativa	Redefinición institucional del Sector Energía (rol de Empresa Estatal y del Estado, relaciones IPN/Estado/Sociedad), Inicio Actividades Operacionales de la ANH y del CNE	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de especialistas en Politicas Publicas y Gobernabilidad	2 MM	2,0	Contempla la formulacion y ejecucion de un Plan de Redefinición del Sector Energetico a cargo de un equipo de especialistas de Politicas Publicas y Gobernabilidad
			Modificar la normativa y legislación HC´s para lograr una progresiva ampliación de la participación del sector privado en toda la cadena de valor	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de especialistas y actores en Normativa, Politicas Publicas y Legislación HC´s	2 MM	2,0	Contempla la formulacion y aprobacion de una nueva normativa y legislación de HC´s que promueva y facilite una progresiva ampliación de la participacion del sector privado en toda la cadena de valor, a desarrollar por un equipo de especialistas y principales actores del sector
			Definir el Plan y Acometer las Acciones que promuevan la Transición Energética	Estudio , Plan y Ejecucion	Un Equipo de Consultores especialistas en Matriz Energetica , Planificacion Estrategica y Aspectos Ambientales	2 MM	2,0	Contempla la formulacion y ejecución de un Plan de Transicion Energetica que fortalezca el posicionamiento petrolero venezolano en los mercados, aprovechar la corta ventana de oportunidad que nos deja la Estabilización energética y lograr una progresiva y oportuna Estabilización energética nacional. A desarrollar por un equipo de especialistas del sector energetico, ambiental y de planificacion estrategica del sector
	SUBTOTAL						106,1	
GRAN TOTAL							119.097,1	

FASE EMERGENCIA (Día "D" a 90 días)
FASE ESTABILIZACIÓN (90 días a 2 años)
FASE CONSOLIDACIÓN (Mas de 2 años)

(1) Instrumentos de Caracterizacion de personal:
- Personal Nomina Actual PDVSA, Instrumento Caracterización Personal activo PDVSA
- Personal despedido en 2002 FORMATO DE RECOLECCION DE DATOS Gdp -UNAPETROL - Version 031016 Distribuida

(2) Auditorías de Diagnóstico para determinar grado de implementación de cada norma
Análisis Organizacional y de procesos a documentar (Estructura Organizacional, Mapas y Descripciones de Procesos, Competencias y Descripciones de Puestos). Elaboración de la documentacion requerida por cada Norma ISO

(3) Calidad procesos por producto/ servicio según norma ISO 9001,Gestión de Activos ISO 55000, Seguridad y Salud
Ocupacional ISO 18000, Ambiental basados en Norma ISO 14000, Gestión Social bajo las normas RS 26000 y SA 8000.

Anexos

Data de Volúmenes y Desembolsos para Estimaciones Financieras

PLANTILLAS:

- Escenario *Statu Quo*
- Escenario Intermedio
- Escenario Crecimiento acelerado

GENERACION DE EXCEDENTE Y SU DISTRIBUCIÓN - CONSOLIDADO GLOBAL

- Escenario *Statu Quo*
- Escenario Intermedio
- Escenario Crecimiento acelerado

ESCENARIO STATUS QUO		2018	2019	2020	2021	2022
GASTO E INVERSION						
EyP						
PRODUCCION y GASTOS						
Total						
Produccion diaria	MBPD	1.621	1.621	1.621	1.621	1.621
Produccion anual	MB	591.712	591.840	593.331	591.669	591.608
Gastos operativos	MM$	9299	10041	10714	11304	11856
Gastos operativos	$/bl	15,72	16,97	18,06	19,11	20,04
INVERSIONES						
Total	MM$	2498	3820	4707	4489	4348
Perforacion	MM$	929	1421	1794	1660	1570
Otros programas	MM$	585	894	996	1001	1007
Proyectos	MM$	984	1505	1917	1828	1771
Refinacion						
PROCESAMIENTO Y GASTOS						
Total						
Gastos operativos	MM$	2.711	2.711	2.711	2.711	2.711
Crudo procesado	MBD	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014
Refinacion Nacional						
Gastos operativos	MM$	606	606	606	606	606
% gasto oper./(oper.+mant.)		75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	5	5	5	5	5
Crudo procesado	MBD	443	443	443	443	443
Crudo procesado	MB	161.695	161.695	161.695	161.695	161.695
Mejoramiento						
Gastos operativos	MM$	567	567	567	567	567
% gasto oper./(oper.+mant.)		75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	4	4	4	4	4
Crudo procesado	MBD	518	518	518	518	518
Crudo procesado	MB	189.070	189.070	189.070	189.070	189.070
Crudo sintetico	MBD	487	487	487	487	487
Coque	T/D	7058	7058	7058	7058	7058
Refinacion internacional						
Gastos operativos	MM$	1.537	1.537	1.537	1.537	1.537
% gasto oper./(oper.+mant.)		75,0%	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	4	4	4	4	4
Crudo procesado	MBD	1053	1053	1053	1053	1053
Crudo procesado	MB	384.345	384.345	384.345	384.345	384.345
INVERSIONES						
Total		2313	2313	2313	2313	2313
Recuperacion		1537	1537	1537	1537	1537
Aumento		0	0	0	0	0
Operación y mant.		776	776	776	776	776
Refinacion Nacional						
Recuperacion						
Aumento						
Operación y mant.		202	202	202	202	202
% oper. Y mant.		25%	25%	25%	25%	25%
Mejoramiento						
Recuperacion						
Aumento						
Operación y mant.		189	189	189	189	189
% oper. Y mant.		25%	25%	25%	25%	25%
Refinacion internacional						
Recuperacion		1537	1537	1537	1537	1537
Aumento						
Operación y mant.		384	384	384	384	384
% oper. Y mant.		25%	25%	25%	25%	25%

ESCENARIO STATUS QUO		2018	2019	2020	2021	2022
Gas Natural						
PRODUCCION Y GASTOS						
Gastos Operativos	MM$	24	529	1.386	2.818	5.183
Produccion de Gas	MMBPED	1,1	1,188	1,283	1,386	1,497
Inyeccion	MMBPED	0,35	0,378	0,408	0,441	0,476
Produccion Neta	MMBPED	0,75	0,81	0,875	0,945	1,021
GLP (ext. Y proces.)	MMBPED	0,0056	0,06	0,065	0,071	0,076
Costo unitario produccion	$/BPE	0,06	1,22	2,96	5,57	9,485
INVERSIONES						
Totales	MM$	120	360	600	720	600
Recuperacion	MM$	120	288	420	432	360
Expansion	MM$	0	72	180	288	240
Tierra Firme	MM$	45	135	225	270	225
Recuperacion	MM$	45	108	157,5	162	135
Expansion	MM$		27	67,5	108	90
Costa Afuera	MM$	75	225	375	450	375
Recuperacion	MM$	75	180	262,5	270	225
Expansion	MM$		45	112,5	180	150
Mercado Interno						
INVERSIONES						
Total		277,6	2965,7	3431,7	2732,6	2732,6
Recuperaccion y adecuacion		277,6	2383,1	2383,1	2383,1	2383,1
Expansion de capacidad			582,6	1048,6	349,5	349,5
SECTOR CONSOLIDADO						
TOTALES GASTOS		12.034	13.281	14.811	16.833	19.750
TOTALES INVERSION		5.208	9.458	11.051	10.254	9.993
INGRESOS POR VENTAS						
COMERCIO Y SUMINISTROS						
MANEJO DE CRUDOS						
Exportaciones de Crudo						
China - mediano	MBD	350	350	350	350	350
India - mediano	MBD	275	220	176	176	113
Cuba - Liviano	MBD	68	58	49	49	35
USGC y otros - Pesado	MBD	250	250	250	250	250
total	MBD	943	878	825	825	748
Suministro PDVSA a refinerias						
Liviano	MBD	111	121	129	137	143
Mediano	MBD		105	149	184	212
Pesado	MBD		44	44	44	44
total	MBD	111	270	322	365	399
Total Volumen de Crudo	MBD	1.054	1.148	1.147	1.190	1.147
Importaciones de Crudo						
Liviano	MBD					
Mediano	MBD					
Pesado	MBD	6				
total	MBD	6	0	0	0	0

ESCENARIO STATUS QUO		2018	2019	2020	2021	2022
MANEJO DE PRODUCTOS						
Exportaciones de Productos						
Gasolinas	MBD					
Destilados	MBD					
Fuel Oil	MBD					
Fuel Oil China	MBD	170	170	170	170	170
total	MBD	170	170	170	170	170
Importaciones de Productos						
MTBE/Alquilatos	MBD	50	50	50	50	50
Gasolinas	MBD	58	74	91	110	130
Destilados	MBD		9	21	34	48
Fuel Oil	MBD	23	23	23	23	23
GLP	MBD					
total	MBD	131	156	185	217	251
Exportaciones totales	MBD	1.224	1.318	1.317	1.360	1.317
Importaciones totales	MBD	137	156	185	217	251
INGRESOS POR EXPORTACIONES						
MANEJO DE CRUDOS						
Exportaciones de Crudo						
China - mediano	MM$	7.205	7.692	8.179	8.400	8.759
India - mediano	MM$	5.661	4.835	4.113	4.224	2.828
Cuba - Liviano	MM$	1.477	1.344	1.207	1.243	926
USGC y otros - Pesado	MM$	4.446	4.752	5.045	5.200	5.483
total	MM$	18.789	18.623	18.544	19.067	17.996
Suministro PDVSA a refinerias						
Liviano	MM$	2.411	2.804	3.178	3.475	3.784
Mediano	MM$	-	2.308	3.482	4.416	5.305
Pesado	MM$	0	836	888	915	965
total	MM$	2.411	5.948	7.548	8.806	10.054
Exportacion de crudos	MM$	21.199	24.572	26.092	27.873	28.050
Importaciones de Crudo						
Liviano	MM$	0	0	0	0	0
Mediano	MM$	0	0	0	0	0
Pesado	MM$	117	0	0	0	0
total	MM$	117	0	0	0	0
MANEJO DE PRODUCTOS						
Exportaciones de Productos						
Gasolinas	MM$	-	-	-	-	-
Destilados	MM$	-	-	-	-	-
Fuel Oil	MM$	-	-	-	-	-
Fuel Oil China	MM$	2.805	3.007	3.225	3.314	3.434
total	MM$	2.805	3.007	3.225	3.314	3.434
Importaciones de Productos						
MTBE/Alquilatos	MM$	1479,783	1549,863	1634,178	1672,503	1738,641
Gasolinas	MM$	1573,50259	2102,64747	2726,35363	3372,88105	4143,76105
Destilados	MM$	0	264,472065	652,513785	1090,57839	1630,60392
Fuel Oil	MM$	0	0	0	0	0
GLP	MM$	0	0	0	0	0
total	MM$	3053,28559	3916,982535	5013,045415	6135,96244	7513,00597
Exportaciones totales	MM$	24.004	27.579	29.316	31.187	31.484
Importaciones totales	MM$	3171	3917	5013	6136	7513

ESCENARIO STATUS QUO		2018	2019	2020	2021	2022
CESTA DE PRECIOS - USADOS EN EL MODELO						
WTI		56,07	59,82	63,56	65,39	68,35
BRENT		59	63	67	69	72
CVZ		49,27	53,4	56,6	59,22	61,43
STA BARBARA		59,5	63,5	67,5	69,5	72,5
MESA		56,4	60,21	64,02	65,75	68,56
MEREY		48,72	52,08	55,29	56,99	60,09
BOSCAN		42,77	46,06	49,2	50,09	52,2
XP		37,23	40,67	43,53	44,99	47,98
GASOLINA	Reg US, RR2(p.53	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
DIESEL	C0I(p.53)	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
LPG	LVP(p.52)	23,96	24,01	23,42	25,02	28,2
FUEL OIL	FOI(p.55)	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
PROPANO	LP3(P.52)	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
PROPANO (IMPORTACION)	PAG.43	51,2	56,4	59,3	61	62,4
CESTA DE PRECIOS LEEPIC						
WTI		56,07	59,82	63,56	65,39	68,35
BRENT		59	63	67	69	72
CVZ		49,27	53,4	56,6	59,22	61,43
STA BARBARA		59,5	63,5	67,5	69,5	72,5
MESA		56,4	60,21	64,02	65,75	68,56
MEREY		48,72	52,08	55,29	56,99	60,09
BOSCAN		42,77	46,06	49,2	50,09	52,2
XP		37,23	40,67	43,53	44,99	47,98
GASOLINA	Reg US, RR2(p.53	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
DIESEL	C0I(p.53)	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
LPG	LVP(p.52)	23,96	24,01	23,42	25,02	28,2
FUEL OIL	FOI(p.55)	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
PROPANO		21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
PROPANO (IMPORTACION)		51,2	56,4	59,3	61	62,4
DIFERENCIALES - wti ($)						
WTI		0	0	0	0	0
BRENT		2,93	3,18	3,44	3,61	3,65
CVZ		-6,8	-6,42	-6,96	-6,17	-6,92
STA BARBARA		3,43	3,68	3,94	4,11	4,15
MESA		0,33	0,39	0,46	0,36	0,21
MEREY		-7,35	-7,74	-8,27	-8,4	-8,26
BOSCAN		-13,3	-13,76	-14,36	-15,3	-16,15
XP		-18,84	-19,15	-20,03	-20,4	-20,37
GASOLINA		11,5	10,95	11,06	10,98	11,04
DIESEL		13,17	13,37	13,83	14,5	16,26
LPG		-32,11	-35,81	-40,14	-40,37	-40,15
FUEL OIL		-10,87	-11,36	-11,59	-11,98	-13,01
PROPANO		-34,52	-38,41	-42,95	-43,45	-43,43
PROPANO (IMPORTACION)		-4,87	-3,42	-4,26	-4,39	-5,95
DIFERENCIALES - brent ($)						
WTI		-2,93	-3,18	-3,44	-3,61	-3,65
BRENT		0	0	0	0	0
CVZ		-9,73	-9,6	-10,4	-9,78	-10,57
STA BARBARA		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
MESA		-2,6	-2,79	-2,98	-3,25	-3,44
MEREY		-10,28	-10,92	-11,71	-12,01	-11,91
BOSCAN		-16,23	-16,94	-17,8	-18,91	-19,8
XP		-21,77	-22,33	-23,47	-24,01	-24,02
GASOLINA		8,57	7,77	7,62	7,37	7,39
DIESEL		10,24	10,19	10,39	10,89	12,61
LPG		-35,04	-38,99	-43,58	-43,98	-43,8
FUEL OIL		-13,8	-14,54	-15,03	-15,59	-16,66
PROPANO		-37,45	-41,59	-46,39	-47,06	-47,08
PROPANO (IMPORTACION)		-7,8	-6,6	-7,7	-8	-9,6

ESCENARIO STATUS QUO		2018	2019	2020	2021	2022
MERCADO INTERNO						
Venta liquidos						
GLP	MMBPED	*0,070*	*0,070*	*0,070*	*0,070*	*0,070*
Gasolinas	MMBPED	*0,200*	*0,200*	*0,200*	*0,200*	*0,200*
Diesel	MMBPED	*0,140*	*0,140*	*0,140*	*0,140*	*0,140*
Otros	MMBPED	*0,032*	*0,032*	*0,032*	*0,032*	*0,032*
total	MMBPED	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442
Ventas Gas Natural	MMBPED	*0,310*	*0,310*	*0,310*	*0,310*	*0,310*
Ventas totales	MMBPED	0,752	0,752	0,752	0,752	0,752
Precio venta mercado interno						
GLP (propano importacion)	$/BE	51,20	56,4	59,3	61	62,4
Gasolinas	$/BE	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
Diesel	$/BE	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
Otros	$/BE	45,20	48,46	51,97	53,41	55,34
Gas Natural	$/BE	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
Referencia precio internacional						
GLP (propano importacion)	$/BE	51,20	56,40	59,30	61,00	62,40
Gasolinas	$/BE	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
Diesel	$/BE	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
Otros	$/BE	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
Gas Natural (propano)	$/BE	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
		98%	**98%**	**98%**	**98%**	**98%**
Tasa de subsidio		**0%**	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**
GLP (propano importacion)	%	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**
Gasolinas	%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros	%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas Natural (propano)	%	0%	0%	0%	0%	0%
Monto del subsidio						
GLP (propano importacion)	MM$	-	-	-	-	-
Gasolinas	MM$	-	-	-	-	-
Diesel	MM$	-	-	-	-	-
Otros	MM$	-	-	-	-	-
Gas Natural (propano)	MM$	-	-	-	-	-
total	MM$	-	-	-	-	-
Ventas Mercado Interno	MM$					
GLP (propano importacion)	MM$	1.308	1.441	1.515	1.559	1.594
Gasolinas	MM$	4.933	5.166	5.447	5.575	5.795
Diesel	MM$	3.538	3.740	3.955	4.082	4.324
Otros	MM$	528	566	607	624	646
Gas Natural (propano)	MM$	3.477	3.454	3.325	3.540	4.020
total	MM$	13.784	14.367	14.849	15.379	16.380

ESCENARIO INTERMEDIO		2018	2019	2020	2021	2022
GASTO E INVERSION						
EyP						
PRODUCCION y GASTOS						
Total						
Produccion diaria	MBPD	1.721	1.821	1.921	2.021	2.121
Produccion anual	MB	628.159	664.662	703.089	737.675	774.152
Gastos operativos	MM$	9533	10245	11143	12251	13162
Gastos operativos	$/bl	15,18	15,41	15,85	16,61	17,00
INVERSIONES						
Total	MM$	4207	5749	6899	8637	9701
Perforacion	MM$	0	0	0	0	0
Otros programas	MM$	0	0	0	0	0
Proyectos	MM$	0	0	0	0	0
Refinacion						
PROCESAMIENTO Y GASTOS						
Total						
Gastos operativos	MM$	3.434	3.571	3.726	3.896	4.089
Crudo procesado	MBD	2.196	2.271	2.356	2.449	2.555
Refinacion Nacional						
Gastos operativos	MM$	1.141	1.278	1.433	1.602	1.796
% gasto oper./(oper.+mant.)		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	5	5	5	5	5
Crudo procesado	MBD	625	700	785	878	984
Crudo procesado	MB	228.125	255.500	286.525	320.470	359.160
Mejoramiento						
Gastos operativos	MM$	756	756	756	756	756
% gasto oper./(oper.+mant.)		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	4	4	4	4	4
Crudo procesado	MBD	518	518	518	518	518
Crudo procesado	MB	189.070	189.070	189.070	189.070	189.070
Crudo sintetico	MBD	487	487	487	487	487
Coque	T/D	7058	7058	7058	7058	7058
Refinacion internacional						
Gastos operativos	MM$	1.537	1.537	1.537	1.537	1.537
% gasto oper./(oper.+mant.)		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	4	4	4	4	4
Crudo procesado	MBD	1053	1053	1053	1053	1053
Crudo procesado	MB	384.345	384.345	384.345	384.345	384.345
INVERSIONES						
Total		0	0	0	0	0
Recuperacion		2140	882	1000	1094	1247
Aumento		0	0	0	0	0
Operación y mant.		0	0	0	0	0
Refinacion Nacional						
Recuperacion		2140	882	1000	1094	1247
Aumento		0	0	0	0	0
Operación y mant.		0	0	0	0	0
% oper. Y mant.		0%	0%	0%	0%	0%
Mejoramiento						
Recuperacion		0	0	0	0	0
Aumento		0	0	0	0	0
Operación y mant.		0	0	0	0	0
% oper. Y mant.		0%	0%	0%	0%	0%
Refinacion internacional						
Recuperacion		0	0	0	0	0
Aumento		0	0	0	0	0
Operación y mant.		0	0	0	0	0
% oper. Y mant.		0%	0%	0%	0%	0%

ESCENARIO INTERMEDIO		2018	2019	2020	2021	2022
Gas Natural						
PRODUCCION Y GASTOS						
Gastos Operativos	MM$	24	549	1.491	3.141	5.993
Produccion de Gas	MMBPED	1,1	1,232	1,38	1,545	1,731
Inyeccion	MMBPED	0,35	0,392	0,439	0,492	0,551
Produccion Neta	MMBPED	0,75	0,84	0,941	1,053	1,18
GLP (ext. Y proces.)	MMBPED	0,0056	0,063	0,07	0,079	0,088
Costo unitario produccion	$/BPE	0,06	1,22	2,96	5,57	9,485
INVERSIONES						
Totales	MM$	336,1	4880,2	6859,4	4132	2478,5
Recuperacion	MM$	322,6	2491,1	2545,6	2550,1	929
Expansion	MM$	13,5	2389,1	4313,8	1581,9	1549,5
Tierra Firme	MM$	58,5	175,5	292,5	351	292,5
Recuperacion	MM$	45	108	157,5	162	135
Expansion	MM$	13,5	67,5	135	189	157,5
Costa Afuera	MM$	277,6	4704,7	6566,9	3781	2186
Recuperacion	MM$	277,6	2383,1	2388,1	2388,1	794
Expansion	MM$	0	2321,6	4178,8	1392,9	1392
Mercado Interno						
INVERSIONES						
Total		277,6	4704,1	6561,9	3776	2186,9
Recuperaccion y adecuacion		277,6	2383,1	2383,1	2383,1	794
Expansion de capacidad			2321	4178,8	1392,9	1392,9
SECTOR CONSOLIDADO						
TOTALES GASTOS		12.991	14.365	16.360	19.288	23.244
TOTALES INVERSION		4.821	15.333	20.320	16.545	14.366
INGRESOS POR VENTAS						
COMERCIO Y SUMINISTROS						
MANEJO DE CRUDOS						
Exportaciones de Crudo						
China - mediano	MBD	350	350	350	350	350
India - mediano	MBD	275	220	176	141	113
Cuba - Liviano	MBD	68	58	49	42	35
USGC y otros - Pesado	MBD	300	250	250	250	250
total	MBD	993	878	825	783	748
Suministro PDVSA a refinerias internacionales						
Liviano	MBD	0	0	0	0	0
Mediano	MBD	0	33	45	57	68
Pesado	MBD	86	224	308	347	347
total	MBD	86	257	353	404	415
Total Volumen de Crudo	MBD	1.079	1.135	1.178	1.187	1.163
Importaciones de Crudo						
Liviano	MBD	11	45	73	111	145
Mediano	MBD	2				
Pesado	MBD	0				
total	MBD	13	45	73	111	145

ESCENARIO INTERMEDIO		2018	2019	2020	2021	2022
MANEJO DE PRODUCTOS						
Exportaciones de Productos						
Gasolinas y glp	MBD	49	36	30	44	48
Destilados	MBD	103	97	109	121	136
Fuel Oil	MBD	0	6	37	51	78
Fuel Oil China	MBD	170	170	170	170	170
total	MBD	322	170	346	386	432
Importaciones de Productos						
MTBE/Alquilatos	MBD	50	5	5	5	5
Gasolinas	MBD	0	0	0	0	0
Destilados	MBD		0	0	0	0
Fuel Oil	MBD	0	0	0	0	0
GLP	MBD					
total	MBD	50	5	5	5	5
Exportaciones totales	MBD	1.401	1.305	1.524	1.573	1.595
Importaciones totales	MBD	63	50	78	116	150
INGRESOS POR EXPORTACIONES						
MANEJO DE CRUDOS						
Exportaciones de Crudo						
China - mediano	MM$	7.205	7.692	8.179	8.400	8.759
India - mediano	MM$	5.661	4.835	4.113	3.384	2.828
Cuba - Liviano	MM$	1.477	1.344	1.207	1.065	926
USGC y otros - Pesado	MM$	5.335	4.752	5.045	5.200	5.483
total	MM$	19.678	18.623	18.544	18.049	17.996
Suministro PDVSA a refinerias						
Liviano	MM$	-	-	-	-	-
Mediano	MM$	-	725	1.052	1.368	1.702
Pesado	MM$	1529	4258	6216	7218	7611
total	MM$	1.529	4.983	7.267	8.586	9.312
Exportacion de crudos	MM$	21.207	23.607	25.811	26.635	27.308
Importaciones de Crudo						
Liviano	MM$	262,78175	1147,28625	1978,39125	3097,37175	4220,76875
Mediano	MM$	45,2892	0	0	0	0
Pesado	MM$	0	0	0	0	0
total	MM$	308	1147	1978	3097	4221
MANEJO DE PRODUCTOS						
Exportaciones de Productos						
Gasolinas	MM$	1.208	930	817	1.227	1.391
Destilados	MM$	2.603	2.591	3.079	3.528	4.200
Fuel Oil	MM$	-	106	702	994	1.576
Fuel Oil China	MM$	2.805	3.007	3.225	3.314	3.434
total	MM$	6.616	6.634	7.823	9.063	10.600
Importaciones de Productos						
MTBE/Alquilatos	MM$	1479,783	154,9863	163,4178	167,2503	173,8641
Gasolinas	MM$	0	0	0	0	0
Destilados	MM$	0	0	0	0	0
Fuel Oil	MM$	0	116,74014	772,040335	1093,649865	1733,08278
GLP	MM$	0	0	0	0	0
total	MM$	1479,783	271,72644	935,458135	1260,900165	1906,94688
Exportaciones totales	MM$	27.823	30.241	33.634	35.698	37.908
Importaciones totales	MM$	1788	1419	2914	4358	6128

ESCENARIO INTERMEDIO		2018	2019	2020	2021	2022
CESTA DE PRECIOS USADOS						
WTI		56,07	59,82	63,56	65,39	68,35
BRENT		59	63	67	69	72
CVZ		49,27	53,4	56,6	59,22	61,43
STA BARBARA		59,5	63,5	67,5	69,5	72,5
MESA		56,4	60,21	64,02	65,75	68,56
MEREY		48,72	52,08	55,29	56,99	60,09
BOSCAN		42,77	46,06	49,2	50,09	52,2
XP		37,23	40,67	43,53	44,99	47,98
GASOLINA	Reg US, RR2(p.53)	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
DIESEL	C0l(p.53)	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
LPG	LVP(p.52)	23,96	24,01	23,42	25,02	28,2
FUEL OIL	FOI(p.55)	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
PROPANO	LP3(P.52)	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
PROPANO (IMPORTACION)	PAG.43	51,2	56,4	59,3	61	62,4
CESTA DE PRECIOS LEEPIC						
WTI		56,07	59,82	63,56	65,39	68,35
BRENT		59	63	67	69	72
CVZ		49,27	53,4	56,6	59,22	61,43
STA BARBARA		59,5	63,5	67,5	69,5	72,5
MESA		56,4	60,21	64,02	65,75	68,56
MEREY		48,72	52,08	55,29	56,99	60,09
BOSCAN		42,77	46,06	49,2	50,09	52,2
XP		37,23	40,67	43,53	44,99	47,98
GASOLINA	Reg US, RR2(p.53)	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
DIESEL	C0l(p.53)	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
LPG	LVP(p.52)	23,96	24,01	23,42	25,02	28,2
FUEL OIL	FOI(p.55)	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
PROPANO		21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
PROPANO (IMPORTACION)		51,2	56,4	59,3	61	62,4
DIFERENCIALES - wti ($)						
WTI		0	0	0	0	0
BRENT		2,93	3,18	3,44	3,61	3,65
CVZ		-6,8	-6,42	-6,96	-6,17	-6,92
STA BARBARA		3,43	3,68	3,94	4,11	4,15
MESA		0,33	0,39	0,46	0,36	0,21
MEREY		-7,35	-7,74	-8,27	-8,4	-8,26
BOSCAN		-13,3	-13,76	-14,36	-15,3	-16,15
XP		-18,84	-19,15	-20,03	-20,4	-20,37
GASOLINA		11,5	10,95	11,06	10,98	11,04
DIESEL		13,17	13,37	13,83	14,5	16,26
LPG		-32,11	-35,81	-40,14	-40,37	-40,15
FUEL OIL		-10,87	-11,36	-11,59	-11,98	-13,01
PROPANO		-34,52	-38,41	-42,95	-43,45	-43,43
PROPANO (IMPORTACION)		-4,87	-3,42	-4,26	-4,39	-5,95
DIFERENCIALES - brent ($)						
WTI		-2,93	-3,18	-3,44	-3,61	-3,65
BRENT		0	0	0	0	0
CVZ		-9,73	-9,6	-10,4	-9,78	-10,57
STA BARBARA		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
MESA		-2,6	-2,79	-2,98	-3,25	-3,44
MEREY		-10,28	-10,92	-11,71	-12,01	-11,91
BOSCAN		-16,23	-16,94	-17,8	-18,91	-19,8
XP		-21,77	-22,33	-23,47	-24,01	-24,02
GASOLINA		8,57	7,77	7,62	7,37	7,39
DIESEL		10,24	10,19	10,39	10,89	12,61
LPG		-35,04	-38,99	-43,58	-43,98	-43,8
FUEL OIL		-13,8	-14,54	-15,03	-15,59	-16,66
PROPANO		-37,45	-41,59	-46,39	-47,06	-47,08
PROPANO (IMPORTACION)		-7,8	-6,6	-7,7	-8	-9,6

ESCENARIO INTERMEDIO		2018	2019	2020	2021	2022
MERCADO INTERNO						
Venta liquidos						
GLP	MMBPED	0,07	0,0784	0,087808	0,09834496	0,110146355
Gasolinas	MMBPED	0,2	0,224	0,25088	0,2809856	0,314703872
Diesel	MMBPED	0,14	0,1568	0,175616	0,19668992	0,22029271
Otros	MMBPED	0,032	0,03584	0,0401408	0,044957696	0,05035262
total	MMBPED	0,442	0,49504	0,5544448	0,620978176	0,695495557
Ventas Gas Natural	MMBPED	*0,310*	*0,310*	*0,310*	*0,310*	*0,310*
Ventas totales	MMBPED	0,752	0,80504	0,8644448	0,930978176	1,005495557
Precio venta mercado interno						
GLP (propano importacion)	$/BE	51,20	56,4	59,3	61	62,4
Gasolinas	$/BE	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
Diesel	$/BE	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
Otros	$/BE	45,20	48,46	51,97	53,41	55,34
Gas Natural	$/BE	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
Referencia precio internacional						
GLP (propano importacion)	$/BE	51,20	56,40	59,30	61,00	62,40
Gasolinas	$/BE	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
Diesel	$/BE	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
Otros	$/BE	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
Gas Natural (propano)	$/BE	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
Tasa de subsidio						
GLP (propano importacion)	%	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**
Gasolinas	%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros	%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas Natural (propano)	%	0%	0%	0%	0%	0%
Monto del subsidio						
GLP (propano importacion)	MM$	-	-	-	-	-
Gasolinas	MM$	-	-	-	-	-
Diesel	MM$	-	-	-	-	-
Otros	MM$	-	-	-	-	-
Gas Natural (propano)	MM$	-	-	-	-	-
total	MM$	-	-	-	-	-
Ventas Mercado Interno	MM$					
GLP (propano importacion)	MM$	1.308	1.614	1.901	2.190	2.509
Gasolinas	MM$	4.933	5.786	6.833	7.832	9.119
Diesel	MM$	3.538	4.189	4.961	5.735	6.803
Otros	MM$	528	634	761	876	1.017
Gas Natural (propano)	MM$	3.477	3.869	4.171	4.973	6.326
total	MM$	13.784	16.091	18.627	21.607	25.774

ESCENARIO CRECIMIENTO ACELERADO		2018	2019	2020	2021	2022
GASTO E INVERSION						
EyP						
PRODUCCION y GASTOS						
Total						
Produccion diaria	MBPD	1.945	2.232	2.527	2.729	2.984
Produccion anual	MB	709.772	814.713	924.996	996.099	1.089.033
Gastos operativos	MM$	10720	12261	13938,3	15767,2	17772,9
Gastos operativos	$/bl	15,10	15,05	15,07	15,83	16,32
INVERSIONES						
Total	MM$	10210	11265	12300	13486	14741
Perforacion	MM$	3948	4356	4756	5215	5700
Otros programas	MM$	2484	2741	2993	3281	3587
Proyectos	MM$	3778	4168	4551	4990	5454
Refinacion						
PROCESAMIENTO Y GASTOS						
Total						
Gastos operativos	MM$	3.426	4.009	4.297	4.782	5.025
Crudo procesado	MBD	2.203	2.534	2.731	2.997	3.130
Refinacion Nacional						
Gastos operativos	MM$	1.049	1.548	1.548	2.033	2.276
% gasto oper./(oper.+mant.)		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	5	5	5	5	5
Crudo procesado	MBD	575	848	848	1114	1247
Crudo procesado	MB	209.875	309.520	309.520	406.610	455.155
Mejoramiento						
Gastos operativos	MM$	840	924	1.007	1.007	1.007
% gasto oper./(oper.+mant.)		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	4	4	4	4	4
Crudo procesado	MBD	575	633	690	690	690
Crudo procesado	MB	209.875	231.045	251.850	251.850	251.850
Crudo sintetico	MBD	540	595	649	648	648
Coque	T/D	7826	9168	10000	10000	10000
Refinacion internacional						
Gastos operativos	MM$	1.537	1.537	1.742	1.742	1.742
% gasto oper./(oper.+mant.)		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Gastos oper. Y mant.	$/bl	4	4	4	4	4
Crudo procesado	MBD	1053	1053	1193	1193	1193
Crudo procesado	MB	384.345	384.345	435.445	435.445	435.445
INVERSIONES						
Total		0	0	0	0	0
Recuperacion		1909	1909	1909	1564	1564
Aumento		2440	2524	1607	1607	1607
Operación y mant.		0	0	0	0	0
Refinacion Nacional						
Recuperacion		1564	1564	1564	1564	1564
Aumento		600	600	600	600	600
Operación y mant.		0	0	0	0	0
% oper. Y mant.		0%	0%	0%	0%	0%
Mejoramiento						
Recuperacion		345	345	345		
Aumento		840	924	1007	1007	1007
Operación y mant.		0	0	0	0	0
% oper. Y mant.		0%	0%	0%	0%	0%
Refinacion internacional		1537	1537	1537	1537	1537
Recuperacion		0	0			
Aumento		1000	1000			
Operación y mant.		0	0	0	0	0
% oper. Y mant.		0%	0%	0%	0%	0%

ESCENARIO CRECIMIENTO ACELERADO		2018	2019	2020	2021	2022
Gas Natural						
PRODUCCION Y GASTOS						
Gastos Operativos	MM$	24	549	1.491	3.141	5.993
Produccion de Gas	MMBPED	1,1	1,232	1,38	1,545	1,731
Inyeccion	MMBPED	0,35	0,392	0,439	0,492	0,551
Produccion Neta	MMBPED	0,75	0,84	0,941	1,053	1,18
GLP (ext. Y proces.)	MMBPED	0,0056	0,063	0,07	0,079	0,088
Costo unitario produccion	$/BPE	0,06	1,22	2,96	5,57	9,485
INVERSIONES						
Totales	MM$	208,5	625,5	1042,5	1251	1042,5
Recuperacion	MM$	120	288	420	432	360
Expansion	MM$	88,5	337,5	622,5	819	682,5
Tierra Firme	MM$	58,5	175,5	292,5	351	292,5
Recuperacion	MM$	45	108	157,5	162	135
Expansion	MM$	13,5	67,5	135	189	157,5
Costa Afuera	MM$	150	450	750	900	750
Recuperacion	MM$	75	180	262,5	270	225
Expansion	MM$	75	270	487,5	630	525
Mercado Interno						
INVERSIONES						
Total		277,6	4704,1	6561,9	3776	3776
Recuperaccion y adecuacion		277,6	2383,1	2383,1	2383,1	2383,1
Expansion de capacidad			2321	4178,8	1392,9	1392,9
SECTOR CONSOLIDADO						
TOTALES GASTOS		14.170	16.819	19.726	23.690	28.791
TOTALES INVERSION		10.696	16.595	19.904	18.513	19.560
INGRESOS POR VENTAS						
COMERCIO Y SUMINISTROS						
MANEJO DE CRUDOS		2018	2019	2020	2021	2022
Exportaciones de Crudo						
China - mediano	MBD	350	350	350	350	350
India - mediano	MBD	275	220	176	176	113
Cuba - Liviano	MBD	68	58	49	49	35
USGC y otros - Pesado	MBD	385	424	485	673	905
total	MBD	1078	1052	1060	1248	1403
Suministro PDVSA a refinerias internacionales						
Liviano	MBD	26	0	0	0	0
Mediano	MBD	116	76	136	144	155
Pesado	MBD	115	247	394	394	394
total	MBD	257	323	530	538	549
Total Volumen de Crudo	MBD	1.335	1.375	1.590	1.786	1.952
Importaciones de Crudo						
Liviano	MBD		29	85	170	257
Mediano	MBD					
Pesado	MBD	0				
total	MBD	0	29	85	170	257

ESCENARIO CRECIMIENTO ACELERADO		2018	2019	2020	2021	2022
MANEJO DE PRODUCTOS						
Exportaciones de Productos						
Gasolinas	MBD	12	144	175	207	226
Destilados	MBD	69	184	219	251	281
Fuel Oil	MBD	20	0	0	0	18
Fuel Oil China	MBD	170	128	148	168	170
total	MBD	271	456	542	626	695
Importaciones de Productos						
MTBE/Alquilatos	MBD	50	5	5	5	5
Gasolinas	MBD	16	0	0	0	0
Destilados	MBD		0	0	0	0
Fuel Oil	MBD	0	0	0	0	0
GLP	MBD					
total	MBD	66	5	5	5	5
Exportaciones totales	MBD	1.606	1.831	2.132	2.412	2.647
Importaciones totales	MBD	66	34	90	175	262
INGRESOS POR EXPORTACIONES						
MANEJO DE CRUDOS						
Exportaciones de Crudo						
China - mediano	MM$	7.205	7.692	8.179	8.400	8.759
India - mediano	MM$	5.661	4.835	4.113	4.224	2.828
Cuba - Liviano	MM$	1.477	1.344	1.207	1.243	926
USGC y otros - Pesado	MM$	6.846	8.060	9.788	13.999	19.849
total	MM$	21.189	21.931	23.286	27.866	32.362
Suministro PDVSA a refinerias						
Liviano	MM$	565	-	-	-	-
Mediano	MM$	2.388	1.670	3.178	3.456	3.879
Pesado	MM$	2045	4695	7951	8196	8642
total	MM$	4.998	6.365	11.129	11.652	12.520
Exportacion de crudos	MM$	26.187	28.296	34.415	39.517	44.882
Importaciones de Crudo						
Liviano	MM$	0	739,36225	2303,60625	4743,7225	7480,94875
Mediano	MM$	0	0	0	0	0
Pesado	MM$	0	0	0	0	0
total	MM$	0	739	2304	4744	7481
MANEJO DE PRODUCTOS						
Exportaciones de Productos						
Gasolinas	MM$	296	3.720	4.766	5.770	6.549
Destilados	MM$	1.744	4.915	6.186	7.319	8.678
Fuel Oil	MM$	330	-	-	-	364
Fuel Oil China	MM$	2.805	2.264	2.807	3.275	3.434
total	MM$	5.174	10.899	13.760	16.364	19.024
Importaciones de Productos						
MTBE/Alquilatos	MM$	1479,783	154,9863	163,4178	167,2503	173,8641
Gasolinas	MM$	434,06968	0	0	0	0
Destilados	MM$	0	0	0	0	0
Fuel Oil	MM$	362,956	0	0	0	399,94218
GLP	MM$	0	0	0	0	0
total	MM$	2276,80868	154,9863	163,4178	167,2503	573,80628
Exportaciones años 2016 y 2017 y caida 2018		*16,1%*	*2%*			
Exportaciones totales	MM$	31.361	39.196	48.175	55.882	63.906
Importaciones totales	MM$	2277	894	2467	4911	8055

ESCENARIO CRECIMIENTO ACELERADO		2018	2019	2020	2021	2022
CESTA DE PRECIOS USADOS						
WTI		56,07	59,82	63,56	65,39	68,35
BRENT		59	63	67	69	72
CVZ		49,27	53,4	56,6	59,22	61,43
STA BARBARA		59,5	63,5	67,5	69,5	72,5
MESA		56,4	60,21	64,02	65,75	68,56
MEREY		48,72	52,08	55,29	56,99	60,09
BOSCAN		42,77	46,06	49,2	50,09	52,2
XP		37,23	40,67	43,53	44,99	47,98
GASOLINA	Reg US, RR2(p	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
DIESEL	C0I(p.53)	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
LPG	LVP(p.52)	23,96	24,01	23,42	25,02	28,2
FUEL OIL	FOI(p.55)	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
PROPANO	LP3(P.52)	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
PROPANO (IMPORTACION)	PAG.43	51,2	56,4	59,3	61	62,4
CESTA DE PRECIOS LEEPIC						
WTI		56,07	59,82	63,56	65,39	68,35
BRENT		59	63	67	69	72
CVZ		49,27	53,4	56,6	59,22	61,43
STA BARBARA		59,5	63,5	67,5	69,5	72,5
MESA		56,4	60,21	64,02	65,75	68,56
MEREY		48,72	52,08	55,29	56,99	60,09
BOSCAN		42,77	46,06	49,2	50,09	52,2
XP		37,23	40,67	43,53	44,99	47,98
GASOLINA	Reg US, RR2(p	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
DIESEL	C0I(p.53)	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
LPG	LVP(p.52)	23,96	24,01	23,42	25,02	28,2
FUEL OIL	FOI(p.55)	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
PROPANO		21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
PROPANO (IMPORTACION)		51,2	56,4	59,3	61	62,4
DIFERENCIALES - wti ($)						
WTI		0	0	0	0	0
BRENT		2,93	3,18	3,44	3,61	3,65
CVZ		-6,8	-6,42	-6,96	-6,17	-6,92
STA BARBARA		3,43	3,68	3,94	4,11	4,15
MESA		0,33	0,39	0,46	0,36	0,21
MEREY		-7,35	-7,74	-8,27	-8,4	-8,26
BOSCAN		-13,3	-13,76	-14,36	-15,3	-16,15
XP		-18,84	-19,15	-20,03	-20,4	-20,37
GASOLINA		11,5	10,95	11,06	10,98	11,04
DIESEL		13,17	13,37	13,83	14,5	16,26
LPG		-32,11	-35,81	-40,14	-40,37	-40,15
FUEL OIL		-10,87	-11,36	-11,59	-11,98	-13,01
PROPANO		-34,52	-38,41	-42,95	-43,45	-43,43
PROPANO (IMPORTACION)		-4,87	-3,42	-4,26	-4,39	-5,95
DIFERENCIALES - brent ($)						
WTI		-2,93	-3,18	-3,44	-3,61	-3,65
BRENT		0	0	0	0	0
CVZ		-9,73	-9,6	-10,4	-9,78	-10,57
STA BARBARA		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
MESA		-2,6	-2,79	-2,98	-3,25	-3,44
MEREY		-10,28	-10,92	-11,71	-12,01	-11,91
BOSCAN		-16,23	-16,94	-17,8	-18,91	-19,8
XP		-21,77	-22,33	-23,47	-24,01	-24,02
GASOLINA		8,57	7,77	7,62	7,37	7,39
DIESEL		10,24	10,19	10,39	10,89	12,61
LPG		-35,04	-38,99	-43,58	-43,98	-43,8
FUEL OIL		-13,8	-14,54	-15,03	-15,59	-16,66
PROPANO		-37,45	-41,59	-46,39	-47,06	-47,08
PROPANO (IMPORTACION)		-7,8	-6,6	-7,7	-8	-9,6

ESCENARIO CRECIMIENTO ACELERADO		2018	2019	2020	2021	2022
MERCADO INTERNO						
Venta liquidos						
GLP	MMBPED	0,07	0,0784	0,087808	0,09834496	0,110146355
Gasolinas	MMBPED	0,2	0,224	0,25088	0,2809856	0,314703872
Diesel	MMBPED	0,14	0,1568	0,175616	0,19668992	0,22029271
Otros	MMBPED	0,032	0,03584	0,0401408	0,044957696	0,05035262
total	MMBPED	0,442	0,49504	0,5544448	0,620978176	0,695495557
Ventas Gas Natural	MMBPED	*0,310*	*0,310*	*0,310*	*0,310*	*0,310*
Ventas totales	MMBPED	0,752	0,80504	0,8644448	0,930978176	1,005495557
Precio venta mercado interno						
GLP (propano importacion)	$/BE	51,20	56,4	59,3	61	62,4
Gasolinas	$/BE	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
Diesel	$/BE	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
Otros	$/BE	45,20	48,46	51,97	53,41	55,34
Gas Natural	$/BE	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
Referencia precio internacional						
GLP (propano importacion)	$/BE	51,20	56,40	59,30	61,00	62,40
Gasolinas	$/BE	67,57	70,77	74,62	76,37	79,39
Diesel	$/BE	69,24	73,19	77,39	79,89	84,61
Otros	$/BE	45,2	48,46	51,97	53,41	55,34
Gas Natural (propano)	$/BE	21,55	21,41	20,61	21,94	24,92
Tasa de subsidio						
GLP (propano importacion)	%	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**	**0%**
Gasolinas	%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros	%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas Natural (propano)	%	0%	0%	0%	0%	0%
Monto del subsidio						
GLP (propano importacion)	MM$	-	-	-	-	-
Gasolinas	MM$	-	-	-	-	-
Diesel	MM$	-	-	-	-	-
Otros	MM$	-	-	-	-	-
Gas Natural (propano)	MM$	-	-	-	-	-
total	MM$	-	-	-	-	-
Ventas Mercado Interno	MM$					
GLP (propano importacion)	MM$	1.308	1.614	1.901	2.190	2.509
Gasolinas	MM$	4.933	5.786	6.833	7.832	9.119
Diesel	MM$	3.538	4.189	4.961	5.735	6.803
Otros	MM$	528	634	761	876	1.017
Gas Natural (propano)	MM$	3.477	3.869	4.171	4.973	6.326
total	MM$	13.784	16.091	18.627	21.607	25.774

ESCENARIO STATUS QUO - Generacion de Excedente y su distribucion - Consolidado Global

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A. Ingresos por ventas de Hidrocarburos	MMM$2016	42,2	39,3	36,7	35,3	35,9	41,2	51,8	52,0	37,6	47,0	74,2	62,0	56,4	60,3	81,0	101,9	118,2	111,4	139,9	82,6	104,5	133,1	130,1	114,1	101,2	56,0	42,0	48,2	51,3	57,5	60,7	64,1	65,6
Exportaciones	MMM$2016	40,2	36,7	34,4	33,3	34,0	38,6	48,4	48,6	35,0	43,8	69,4	57,8	53,2	57,6	77,5	99,7	115,2	108,6	136,5	79,0	102,1	130,5	127,0	112,8	100,1	55,4	41,3	48,0	37,5	43,1	45,8	48,7	49,2
Mercado Domestico	MMM$2016	1,5	2,0	1,7	1,2	0,9	1,0	1,7	2,0	1,9	2,1	3,1	2,3	1,6	1,3	1,6	1,7	2,7	2,7	3,1	3,0	1,5	1,8	1,8	1,1	1,0	0,4	0,5	0,2	13,8	14,4	14,8	15,4	16,4
Servicios y otros	MMM$2016	0,6	0,6	0,6	0,8	1,0	1,6	1,6	1,5	0,6	1,1	1,7	1,9	1,6	1,4	1,9	0,5	0,3	0,1	0,2	0,6	0,9	0,9	1,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
B. Total Costos y Gastos (excluyendo regalias)	MMM$2016	21,9	23,2	24,1	25,0	24,2	27,9	30,5	31,7	31,3	34,9	50,4	46,7	42,9	46,1	55,2	63,5	71,6	58,3	84,4	60,6	73,4	77,0	84,7	78,1	88,0	55,9	41,4	38,5	34,0	39,2	42,8	46,3	49,9
Compra petroleo crudo, productos, neto	MMM$2016	11,1	11,1	10,4	11,5	12,1	13,1	16,6	17,8	13,2	15,8	27,5	24,7	24,0	27,4	31,3	39,3	46,2	32,6	49,7	29,0	37,4	42,4	41,8	37,9	37,8	23,3	17,8	19,2	12,4	14,2	15,1	16,1	16,2
Gastos operación, ventas, admon., generales	MMM$2016	8,4	9,4	10,5	8,8	8,6	10,9	8,9	12,7	13,0	13,9	15,9	16,9	14,1	13,4	18,6	19,3	20,2	20,4	23,6	22,6	17,2	19,5	28,2	24,5	27,8	17,0	9,1	10,6	12,0	13,3	14,8	16,8	19,7
Gastos exploracion	MMM$2016	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Egresos financieros	MMM$2016	0,0	0,4	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,5	0,5	1,0	0,9	0,7	1,0	0,9	0,6	0,2	0,3	0,7	2,0	0,9	9,7	3,9	3,6	3,0	4,1	2,4	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Otros egresos netos	MMM$2016	-0,3	-0,3	-0,3	0,4	-0,9	-0,7	0,0	-3,4	0,1	0,0	1,6	0,6	-0,6	0,4	0,7	0,5	0,4	-0,2	2,8	1,3	2,2	3,7	3,1	4,4	10,1	4,0	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Depreciacion y amortizacion	MMM$2016	2,4	2,5	2,8	3,4	3,6	3,8	4,2	4,0	4,2	4,1	4,2	3,6	4,3	4,0	3,9	3,9	4,3	4,7	5,8	6,4	6,6	7,3	7,4	8,3	8,1	9,1	9,4	3,8	3,0	3,4	3,7	3,9	3,9
Costo asociado a nuevos convenios de produccion	MMM$2016																													1,6	3,3	4,2	4,5	5,0
C. Excedente operativo (A-B)	MMM$2016	20,4	16,0	12,6	10,3	11,7	13,3	21,3	20,3	6,3	12,1	23,8	15,3	13,5	14,2	25,8	38,4	46,6	53,1	55,5	22,0	31,1	56,1	45,4	35,9	13,2	0,1	0,5	9,7	17,2	18,3	17,8	17,8	15,7
D. Aportes al Estado y Misiones	MMM$2016	18,0	15,2	12,3	9,2	8,0	7,8	16,4	16,3	8,1	13,0	16,8	16,7	12,7	13,5	21,9	32,0	44,7	50,7	49,5	24,3	28,4	49,9	45,7	41,6	24,5	11,9	6,4	11,3	5,9	6,6	6,7	6,9	6,6
Regalia	MMM$2016	4,8	4,3	3,7	3,3	3,2	4,0	4,9	4,8	3,1	4,3	6,9	5,1	7,7	8,4	11,7	16,4	21,9	25,4	26,1	14,4	15,3	18,9	18,5	19,8	13,7	6,4	4,6	7,7	3,0	3,4	3,7	3,9	3,9
Impuesto sobre la Renta	MMM$2016	13,2	10,9	8,7	5,9	4,8	3,9	9,5	8,4	2,1	4,4	7,4	5,0	1,5	1,7	6,9	7,1	4,8	5,8	4,8	3,7	4,2	2,1	7,6	7,4	5,2	-3,8	0,8	1,6	2,9	3,1	3,0	3,0	2,7
Dividendos (al Estado)	MMM$2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,1	2,9	4,3	2,4	6,6	3,5	3,0	1,7	0,0	1,6	3,1	2,2	2,2	1,1	1,1	1,5	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Misiones y Desarrollo Social	MMM$2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,6	8,5	16,4	16,3	16,4	3,9	7,7	27,8	18,1	13,4	5,4	9,3	1,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
F. Excedente Neto (C-D)	MMM$2016	2,4	0,8	0,2	1,1	3,6	5,5	4,9	4,1	-1,8	-0,9	7,1	-1,4	0,8	0,7	3,9	6,5	1,9	2,5	6,0	-2,3	2,7	6,2	-0,3	-5,7	-11,3	-11,8	-5,9	-1,6	11,3	11,7	11,2	10,9	9,1
G. Inversion Bruta Fija	MMM$2016	3,6	5,0	5,9	5,6	5,3	6,4	6,6	6,9	5,8	4,4	3,5	5,1	4,1	2,8	4,2	4,8	8,6	14,9	19,4	16,2	14,0	20,8	26,2	22,2	21,6	17,2	11,3	8,3	5,2	9,5	11,1	10,3	10,0
Exploracion y Produccion Crudo	MMM$2016	2,7	3,9	4,3	3,9	3,2	4,3	4,9	6,1	4,8	3,7	3,1	1,0	1,8	1,7	2,4	2,6	5,0	9,2	14,3	9,1	7,6	10,2	14,4	13,1	14,0	13,3	8,1						
Refinacion	MMM$2016	0,7	1,0	1,5	1,6	2,0	2,0	1,7	0,8	0,8	0,6	0,2	3,8	2,3	1,0	0,9	1,2	2,0	2,3	1,8	4,5	4,1	4,5	5,8	4,9	2,5	2,4	2,5						
Gas	MMM$2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,9	1,5	3,6	2,8	1,8	1,4	2,9	2,9	3,0	4,4	1,0	0,6						
Otros	MMM$2016	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,3	-0,0	0,1	0,3	0,1	0,1	-0,3	0,4	0,8	0,8	3,2	3,1	1,2	0,7	0,6	0,1						
Convenios operativos	MMM$2016	-	-	-	0,0	0,3	0,9	1,3	1,5	1,8	2,1	1,6	2,0	0,2	0,4	0,4	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Inversion Bruta Fija Total	MMM$2016	3,6	5,0	5,9	5,6	5,6	7,3	7,9	8,4	7,5	6,5	5,1	7,1	4,3	3,2	4,6	4,9	8,6	14,9	19,4	16,2	14,0	20,8	26,2	22,2	21,6	17,2	11,3	8,3	5,2	9,5	11,1	10,3	10,0
H. Resultado Financiero (E-F)	MMM$2016	-1,2	-4,2	-5,7	-4,5	-1,6	-0,9	-1,7	-2,8	-7,6	-5,3	3,6	-6,5	-3,2	-2,0	-0,3	1,7	-6,7	-12,4	-13,3	-18,5	-11,2	-14,6	-26,5	-27,9	-32,9	-29,0	-17,2	-9,8	6,1	2,3	0,1	0,6	-0,9
I. Financiamiento	MMM$2016																																	
Deuda fondo chino	MMM$2016																													-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0
Pasivos contingentes	MMM$2016																													-5,5	-5,5	-5,5	-5,5	-5,5
Deuda proveedores	MMM$2016																												-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
Deuda financiera	MMM$2016																												-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0
Depreciacion	MMM$2016																												3,8	3,0	3,4	3,7	3,9	3,9
Financiamiento No Convencional	MMM$2016																												0,0	5,2	9,5	11,1	10,3	10,0
J. Necesidad de financiamiento	MMM$2016																												-12,0	-1,2	-0,3	-0,7	-0,7	-2,5

ESCENARIO INTERMEDIO - Generacion de Excedente y su distribucion - Consolidado Global

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A. Ingresos por ventas de Hidrocarburos	MMM$2016	42,2	39,3	36,7	35,3	35,9	41,2	51,8	52,0	37,6	47,0	74,2	62,0	56,4	60,3	81,0	101,9	118,2	111,4	139,9	82,6	104,5	133,1	130,1	114,1	101,2	56,0	42,0	48,2	57,3	63,3	71,2	77,4	85,0
Exportaciones	MMM$2016	40,2	36,7	34,4	33,3	34,0	38,6	48,4	48,6	35,0	43,8	69,4	57,8	53,2	57,6	77,5	99,7	115,2	108,6	136,5	79,0	102,1	130,5	127,0	112,8	100,1	55,4	41,3	48,0	43,5	47,2	52,6	55,8	59,2
Mercado Domestico	MMM$2016	1,5	2,0	1,7	1,2	0,9	1,0	1,7	2,0	1,9	2,1	3,1	2,3	1,6	1,3	1,6	1,7	2,7	2,7	3,1	3,0	1,5	1,8	1,8	1,1	1,0	0,4	0,5	0,2	13,8	16,1	18,6	21,6	25,8
Servicios y otros	MMM$2016	0,6	0,6	0,6	0,8	1,0	1,6	1,6	1,5	0,6	1,1	1,7	1,9	1,6	1,4	1,9	0,5	0,3	0,1	0,2	0,6	0,9	0,9	1,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
B. Total Costos y Gastos (excluyendo regalias)	MMM$2016	21,9	23,2	24,1	25,0	24,2	27,9	30,5	31,7	31,3	34,9	50,4	46,7	42,9	46,1	55,2	63,5	71,6	58,3	84,4	60,6	73,4	77,0	84,7	78,1	88,0	55,9	41,4	39,0	37,3	43,8	50,3	54,4	59,9
Compra petroleo crudo, productos, neto	MMM$2016	11,1	11,1	10,4	11,5	12,1	13,1	16,6	17,8	13,2	15,8	27,5	24,7	24,0	27,4	31,3	39,3	46,2	32,6	49,7	29,0	37,4	42,4	41,8	37,9	37,8	23,3	17,8	19,2	14,3	15,6	17,3	18,4	19,5
Gastos operación, ventas, admon., gennrales	MMM$2016	8,4	9,4	10,5	8,8	8,6	10,9	8,9	12,7	13,0	13,9	15,9	16,9	14,1	13,4	18,6	19,3	20,2	20,4	23,6	22,6	17,2	19,5	28,2	24,5	27,8	17,0	9,1	11,1	13,0	14,4	16,4	19,3	23,2
Gastos exploracion	MMM$2016	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Egresos financieros	MMM$2016	0,0	0,4	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,5	0,5	1,0	0,9	0,7	1,0	0,9	0,6	0,2	0,3	0,7	2,0	0,9	9,7	3,9	3,6	3,0	4,1	2,4	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Otros egresos netos	MMM$2016	-0,3	-0,3	-0,3	0,4	-0,9	-0,7	0,0	-3,4	0,1	0,0	1,6	0,6	-0,6	0,4	0,7	0,5	0,4	-0,2	2,8	1,3	2,2	3,7	3,1	4,4	10,1	4,0	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Depreciacion y amortizacion	MMM$2016	2,4	2,5	2,8	3,4	3,6	3,8	4,2	4,0	4,2	4,1	4,2	3,6	4,3	4,0	3,9	3,9	4,3	4,7	5,8	6,4	6,6	7,3	7,4	8,3	8,1	9,1	9,4	3,8	3,5	3,8	4,2	4,5	4,7
Costo asociado a nuevos convenios de produccion	MMM$2016																													1,5	5,1	7,4	7,3	7,4
C. Excedente operativo (A-B)	MMM$2016	20,4	16,0	12,6	10,3	11,7	13,3	21,3	20,3	6,3	12,1	23,8	15,3	13,5	14,2	25,8	38,4	46,6	53,1	55,5	22,0	31,1	56,1	45,4	35,9	13,2	0,1	0,5	9,2	19,9	19,5	20,8	23,0	25,1
D. Aportes al Estado y Misiones	MMM$2016	18,0	15,2	12,3	9,2	8,0	7,8	16,4	16,3	8,1	13,0	16,8	16,7	12,7	13,5	21,9	32,0	44,7	50,7	49,5	24,3	28,4	49,9	45,7	41,6	24,5	11,9	6,4	11,9	10,3	10,9	12,0	12,8	13,7
Regalia	MMM$2016	4,8	4,3	3,7	3,3	3,2	4,0	4,9	4,8	3,1	4,3	6,9	5,1	7,7	8,4	11,7	16,4	21,9	25,4	26,1	14,4	15,3	18,9	18,5	19,8	13,7	6,4	4,6	7,7	7,0	7,6	8,4	8,9	9,5
Impuesto sobre la Renta	MMM$2016	13,2	10,9	8,7	5,9	4,8	3,9	9,5	8,4	2,1	4,4	7,4	5,0	1,5	1,7	6,9	7,1	4,8	5,8	4,8	3,7	4,2	2,1	7,6	7,4	5,2	-3,8	0,8	1,6	3,4	3,3	3,5	3,9	4,3
Dividendos (al Estado)	MMM$2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,1	2,9	4,3	2,4	6,6	3,5	3,0	1,7	0,0	1,6	3,1	2,2	2,2	1,1	1,1	1,5	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Misiones y Desarrollo Social	MMM$2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,6	8,5	16,4	16,3	16,4	3,9	7,7	27,8	18,1	13,4	5,4	9,3	1,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
F. Excedente Neto (C-D)	MMM$2016	2,4	0,8	0,2	1,1	3,6	5,5	4,9	4,1	-1,8	-0,9	7,1	-1,4	0,8	0,7	3,9	6,5	1,9	2,5	6,0	-2,3	2,7	6,2	-0,3	-5,7	-11,3	-11,8	-5,9	-2,7	9,6	8,6	8,9	10,2	11,4
G. Inversion Bruta Fija	MMM$2016	3,6	5,0	5,9	5,6	5,3	6,4	6,6	6,9	5,8	4,4	3,5	5,1	4,1	2,8	4,2	4,8	8,6	14,9	19,4	16,2	14,0	20,8	26,2	22,2	21,6	17,2	11,3	8,1	4,8	15,3	20,3	16,5	14,4
Exploracion y Produccion Crudo	MMM$2016	2,7	3,9	4,3	3,9	3,2	4,3	4,9	6,1	4,8	3,7	3,1	1,0	1,8	1,7	2,4	2,6	5,0	9,2	14,3	9,1	7,6	10,2	14,4	13,1	14,0	13,3	8,1						
Refinacion	MMM$2016	0,7	1,0	1,5	1,6	2,0	2,0	1,7	0,8	0,8	0,6	0,2	3,8	2,3	1,0	0,9	1,2	2,0	2,3	1,8	4,5	4,1	4,5	5,8	4,9	2,5	2,4	2,5						
Gas	MMM$2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,9	1,5	3,6	2,8	1,8	1,4	2,9	2,9	3,0	4,4	1,0	0,6						
Otros	MMM$2016	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,3	-0,0	0,1	0,3	0,1	0,1	-0,3	0,4	0,8	0,8	3,2	3,1	1,2	0,7	0,6	0,1						
Convenios operativos	MMM$2016	-	-	-	0,0	0,3	0,9	1,3	1,5	1,8	2,1	1,6	2,0	0,2	0,4	0,4	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Inversion Bruta Fija Total	MMM$2016	*3,6*	*5,0*	*5,9*	*5,6*	*5,6*	*7,3*	*7,9*	*8,4*	*7,5*	*6,5*	*5,1*	*7,1*	*4,3*	*3,2*	*4,6*	*4,9*	*8,6*	*14,9*	*19,4*	*16,2*	*14,0*	*20,8*	*26,2*	*22,2*	*21,6*	*17,2*	*11,3*	*8,1*	*4,8*	*15,3*	*20,3*	*16,5*	*14,4*
H. Resultado Financiero (E-F)	MMM$2016	*-1,2*	*-4,2*	*-5,7*	*-4,5*	*-1,6*	*-0,9*	*-1,7*	*-2,8*	*-7,6*	*-5,3*	*3,6*	*-6,5*	*-3,2*	*-2,0*	*-0,3*	*1,7*	*-6,7*	*-12,4*	*-13,3*	*-18,5*	*-11,2*	*-14,6*	*-26,5*	*-27,9*	*-32,9*	*-29,0*	*-17,2*	-10,8	4,8	-6,7	-11,4	-6,4	-3,0
I. Financiamiento	MMM$2016																																	
Deuda fondo chino	MMM$2016																													-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0
Pasivos contingentes	MMM$2016																													-5,5	-5,5	-5,5	-5,5	-5,5
Deuda proveedores	MMM$2016																												-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
Deuda financiera	MMM$2016																												-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0
Depreciacion	MMM$2016																												3,8	3,5	3,8	4,2	4,5	4,7
Financiamiento No Convencional	MMM$2016																												0,0	4,8	15,3	20,3	16,5	14,4
J. Necesidad de financiamiento	MMM$2016																												-12,9	-2,4	-3,1	-2,4	-0,9	0,6

ESCENARIO CRECIMIENTO ACELERADO - Generacion de Excedente y su distribucion - Consolidado Global

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A. Ingresos por ventas de Hidrocarburos	MMM$2016	42,2	39,3	36,7	35,3	35,9	41,2	51,8	52,0	37,6	47,0	74,2	62,0	56,4	60,3	81,0	101,9	118,2	111,4	139,9	82,6	104,5	133,1	130,1	114,1	101,2	56,0	42,0	48,2	62,8	77,3	93,9	108,9	125,6
Exportaciones	MMM$2016	40,2	36,7	34,4	33,3	34,0	38,6	48,4	48,6	35,0	43,8	69,4	57,8	53,2	57,6	77,5	99,7	115,2	108,6	136,5	79,0	102,1	130,5	127,0	112,8	100,1	55,4	41,3	48,0	49,0	61,2	75,3	87,3	99,8
Mercado Domestico	MMM$2016	1,5	2,0	1,7	1,2	0,9	1,0	1,7	2,0	1,9	2,1	3,1	2,3	1,6	1,3	1,6	1,7	2,7	2,7	3,1	3,0	1,5	1,8	1,8	1,1	1,0	0,4	0,5	0,2	13,8	16,1	18,6	21,6	25,8
Servicios y otros	MMM$2016	0,6	0,6	0,6	0,8	1,0	1,6	1,6	1,5	0,6	1,1	1,7	1,9	1,6	1,4	1,9	0,5	0,3	0,1	0,2	0,6	0,9	0,9	1,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
B. Total Costos y Gastos (excluyendo regalias)	MMM$2016	21,9	23,2	24,1	25,0	24,2	27,9	30,5	31,7	31,3	34,9	50,4	46,7	42,9	46,1	55,2	63,5	71,6	58,3	84,4	60,6	73,4	77,0	84,7	78,1	88,0	55,9	41,4	39,5	41,6	51,0	61,0	70,4	81,6
Compra petroleo crudo, productos, neto	MMM$2016	11,1	11,1	10,4	11,5	12,1	13,1	16,6	17,8	13,2	15,8	27,5	24,7	24,0	27,4	31,3	39,3	46,2	32,6	49,7	29,0	37,4	42,4	41,8	37,9	37,8	23,3	17,8	19,2	16,2	20,2	24,8	28,8	33,0
Gastos operación, ventas, admon., generales	MMM$2016	8,4	9,4	10,5	8,8	8,6	10,9	8,9	12,7	13,0	13,9	15,9	16,9	14,1	13,4	18,6	19,3	20,2	20,4	23,6	22,6	17,2	19,5	28,2	24,5	27,8	17,0	9,1	11,6	14,2	16,8	19,7	23,7	28,8
Gastos exploracion	MMM$2016	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Egresos financieros	MMM$2016	0,0	0,4	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,5	0,5	1,0	0,9	0,7	1,0	0,9	0,6	0,2	0,3	0,7	2,0	0,9	9,7	3,9	3,6	3,0	4,1	2,4	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Otros egresos netos	MMM$2016	-0,3	-0,3	-0,3	0,4	-0,9	-0,7	0,0	-3,4	0,1	0,0	1,6	0,6	-0,6	0,4	0,7	0,5	0,4	-0,2	2,8	1,3	2,2	3,7	3,1	4,4	10,1	4,0	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Depreciacion y amortizacion	MMM$2016	2,4	2,5	2,8	3,4	3,6	3,8	4,2	4,0	4,2	4,1	4,2	3,6	4,3	4,0	3,9	3,9	4,3	4,7	5,8	6,4	6,6	7,3	7,4	8,3	8,1	9,1	9,4	3,8	3,9	4,9	6,0	7,0	8,0
Costo asociado a nuevos convenios de produccion	MMM$2016																													2,4	4,1	5,5	5,9	6,9
C. Excedente operativo (A-B)	MMM$2016	20,4	16,0	12,6	10,3	11,7	13,3	21,3	20,3	6,3	12,1	23,8	15,3	13,5	14,2	25,8	38,4	46,6	53,1	55,5	22,0	31,1	56,1	45,4	35,9	13,2	0,1	0,5	8,6	21,2	26,3	32,9	38,5	44,0
D. Aportes al Estado y Misiones	MMM$2016	18,0	15,2	12,3	9,2	8,0	7,8	16,4	16,3	8,1	13,0	16,8	16,7	12,7	13,5	21,9	32,0	44,7	50,7	49,5	24,3	28,4	49,9	45,7	41,6	24,5	11,9	6,4	9,5	11,4	14,3	17,6	20,5	23,5
Regalia	MMM$2016	4,8	4,3	3,7	3,3	3,2	4,0	4,9	4,8	3,1	4,3	6,9	5,1	7,7	8,4	11,7	16,4	21,9	25,4	26,1	14,4	15,3	18,9	18,5	19,8	13,7	6,4	4,6	7,2	7,8	9,8	12,0	14,0	16,0
Impuesto sobre la Renta	MMM$2016	13,2	10,9	8,7	5,9	4,8	3,9	9,5	8,4	2,1	4,4	7,4	5,0	1,5	1,7	6,9	7,1	4,8	5,8	4,8	3,7	4,2	2,1	7,6	7,4	5,2	-3,8	0,8	1,5	3,6	4,5	5,6	6,5	7,5
Dividendos (al Estado)	MMM$2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,1	2,9	4,3	2,4	6,6	3,5	3,0	1,7	0,0	1,6	3,1	2,2	2,2	1,1	1,1	1,5	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Misiones y Desarrollo Social	MMM$2016	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,6	8,5	16,4	16,3	16,4	3,9	7,7	27,8	18,1	13,4	5,4	9,3	1,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
F. Excedente Neto (C-D)	MMM$2016	2,4	0,8	0,2	1,1	3,6	5,5	4,9	4,1	-1,8	-0,9	7,1	-1,4	0,8	0,7	3,9	6,5	1,9	2,5	6,0	-2,3	2,7	6,2	-0,3	-5,7	-11,3	-11,8	-5,9	-0,9	9,7	12,1	15,2	18,0	20,6
G. Inversion Bruta Fija	MMM$2016	3,6	5,0	5,9	5,6	5,3	6,4	6,6	6,9	5,8	4,4	3,5	5,1	4,1	2,8	4,2	4,8	8,6	14,9	19,4	16,2	14,0	20,8	26,2	22,2	21,6	17,2	11,3	11,0	10,7	16,6	19,9	18,5	19,6
Exploracion y Produccion Crudo	MMM$2016	2,7	3,9	4,3	3,9	3,2	4,3	4,9	6,1	4,8	3,7	3,1	1,0	1,8	1,7	2,4	2,6	5,0	9,2	14,3	9,1	7,6	10,2	14,4	13,1	14,0	13,3	8,1						
Refinacion	MMM$2016	0,7	1,0	1,5	1,6	2,0	2,0	1,7	0,8	0,8	0,6	0,2	3,8	2,3	1,0	0,9	1,2	2,0	2,3	1,8	4,5	4,1	4,5	5,8	4,9	2,5	2,4	2,5						
Gas	MMM$2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	0,9	1,5	3,6	2,8	1,8	1,4	2,9	2,9	3,0	4,4	1,0	0,6						
Otros	MMM$2016	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	0,3	-0,0	0,1	0,3	0,1	0,1	-0,3	0,4	0,8	0,8	3,2	3,1	1,2	0,7	0,6	0,1						
Convenios operativos	MMM$2016	-	-	-	0,0	0,3	0,9	1,3	1,5	1,8	2,1	1,6	2,0	0,2	0,4	0,4	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Inversion Bruta Fijo Total	MMM$2016	3,6	5,0	5,9	5,6	5,6	7,3	7,9	8,4	7,5	6,5	5,1	7,1	4,3	3,2	4,6	4,9	8,6	14,9	19,4	16,2	14,0	20,8	26,2	22,2	21,6	17,2	11,3	11,0	10,7	16,6	19,9	18,5	19,6
H. Resultado Financiero (E-F)	MMM$2016	-1,2	-4,2	-5,7	-4,5	-1,6	-0,9	-1,7	-2,8	-7,6	-5,3	3,6	-6,5	-3,2	-2,0	-0,3	1,7	-6,7	-12,4	-13,3	-18,5	-11,2	-14,6	-26,5	-27,9	-32,9	-29,0	-17,2	-11,9	-1,0	-4,5	-4,7	-0,5	1,0
I. Financiamiento	MMM$2016																																	
Deuda fondo chino	MMM$2016																													-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0
Pasivos contingentes	MMM$2016																													-5,5	-5,5	-5,5	-5,5	-5,5
Deuda proveedores	MMM$2016																												-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
Deuda financiera	MMM$2016																												-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0	-4,0
Depreciacion	MMM$2016																												3,8	3,9	4,9	6,0	7,0	8,0
Financiamiento No Convencional	MMM$2016																												0,0	7,5	11,6	13,9	13,0	13,7
J. Necesidad de financiamiento	MMM$2016																												-14,1	-5,1	-3,5	-0,2	3,9	7,2

Anexos

Testimonios, Ensayos, Comunicados y Presentaciones y Otros Documentos

Hay un consenso general entre los venezolanos de reconocer la gran importancia que ha tenido la IPN, a lo largo de 100 años de historia reciente, en el proceso de modernización del país, al permitir su transformación de un estado esencialmente agrícola-rural a un país moderno, pujante, con una buena infraestructura vial y de servicios (salud, educación, vivienda), pero que irónicamente se derrumbó durante las pasadas dos décadas de gobierno denominado Socialismo del Siglo XXI.

En esta sección se compila como referencia documental, una serie de textos bajo diferentes formatos (artículos de opinión, ensayos técnicos, comunicados, presentaciones, entre otros) de reconocidos autores forjadores de opinión, sobre el tema energético-petrolero venezolano, que han dejado su impronta invalorable en la formulación de ideas y propuestas sobre el proceso de recuperación de la IPN, una vez que se haya producido el cambio de gobierno y de modelo económico.

Se creó, además, especialmente para este Informe Técnico, el *blog* https://recuperacionipn.wordpress.com, donde se depositaron todos los referidos documentos considerados de gran valor en la comprensión de la dinámica y complejidad de la IPN.

Ingresar al blog

Testimonios

ALBERTO QUIRÓS CORRADI

¿Quién heredará a PDVSA?

5 de junio 2014

En el diario Tal Cual (02-06-2014) aparecen dos artículos que hay que leer con la mayor objetividad posible. Uno de Luis Carlos Palacios que comenta un ensayo imprescindible de Ramón Espinasa sobre el auge y la declinación de PDVSA. Ambos coinciden en el enfoque, aunque Palacios comenta que Espinasa no incluyó en su análisis las graves consecuencias que causó en la economía la volatilidad de los precios del petróleo en la etapa de "consolidación" de la PDVSA nacionalizada. Los precios se triplicaron y se aumentó desproporcionadamente el gasto público y se incrementó la intervención del Estado en la economía. Los ensayos destacan que PDVSA estabilizó la nómina de 40.000 empleados, la producción llegó a 3.500.000 barriles diarios, elevó las reservas probadas a 76.000 millones de barriles, con una distribución para el Estado de 50% del ingreso petrolero. La conclusión de Palacios sobre la etapa chavista de PDVSA es: "Es tal la decadencia del sector petrolero que no se puede llegar en Venezuela a una nueva normalidad sin un drástico cambio en el manejo del sector". ¡Amén!

En todas las recomendaciones que se han hecho sobre cómo se manejará la industria petrolera en una etapa poschavismo hay algunas coincidencias. Entre ellas:

1) Despojar a PDVSA de todas las actividades no petroleras. 2) Excluir también el manejo de la petroquímica. 3) No hay total coincidencia sobre si el gas debe administrarse por PDVSA o ser una empresa autónoma. 4) Permitir la presencia de empresas privadas nacionales e internacionales. 5) Se incrementará la figura de la empresa mixta. 6) Se creará un instituto autónomo del petróleo cuyas atribuciones supervisoras deben definirse. 7) Establecer cómo y cuándo se pagarán las prestaciones sociales y las pensiones de los 18.000 trabajadores despedidos en bloque. 8) Nombrar una comisión interventora de PDVSA para establecer, mediante auditorias técnicas y financieras, la magnitud del desastre. 9) Terminado lo anterior se nombrará la junta directiva de la nueva PDVSA, lo que cual nos lleva a comentar el segundo artículo de Tal Cual.

El veterano periodista José Suárez en esta ocasión titula su trabajo "PDVSA posChávez necesita un presidente externo". Aparentemente, es la conclusión de un grupo de jóvenes analistas que se agrupan en un *think tank*. Primero, Suárez informa que el futuro presidente de PDVSA debe ser venezolano, aunque no esté residenciado en el país, para

luego agregar que el elegido no debe tener vínculos con la vieja PDVSA, aparentemente, para “crear un área de seguridad contra aventureros del negocio petrolero”. Parece ser que los jóvenes politólogos reconocen el buen desempeño de la antigua PDVSA, aunque creen que al final, antes de la llegada de Chávez, hubo una reestructuración inconsulta que facilitó la toma de PDVSA por el gobierno de Chávez. No creo que el error fue la reestructuración. Fue necesaria en un momento en que las grandes empresas se estaban fusionando para reducir costos. La presencia de tres empresas petroleras, Lagoven, Maraven y Corpoven, sin duda que, mientras existieran gobiernos que respetaban su autonomía operativa y administrativa estaban, como dice mi buen amigo Vicente Llatas, “blindadas” contra cualquier intervención. Pero el error no fue la nueva estructura. El error fue nombrar como presidentes de las nuevas filiales a vicepresidentes de PDVSA, lo que convirtió a esta en el gran operador en lugar de mantenerse como *holding*. Aun admitiendo que la nueva estructura facilitó una intervención directa del gobierno en el manejo de PDVSA, ¿hay quién todavía crea que este régimen no la hubiera intervenido cualquiera que fuese su estructura? No seamos ingenuos, no hay culpables preChávez del desastre en el que el régimen actual ha convertido a PDVSA.

Lo que verdaderamente nos preocupa es que los jóvenes de hoy quieran, como el socialismo del siglo XXI, borrar de la historia todo lo bueno hecho antes. Si bien parece que aceptan el éxito de la vieja PDVSA, no reconocen a las personas que lo hicieron posible. Esto no es novedoso aunque sí injusto. Algunos jóvenes de la política actual han dicho públicamente que no se asociarán ni con gente de la quinta ni de la cuarta república, como si las actuaciones de las dos y sus resultados fueron iguales.

Yo conozco a varios venezolanos de la antigua PDVSA que son más que capaces de darle vuelta al desastre actual y, ustedes jóvenes de hoy, no tengan la arrogancia de descartar a aquellos que construyeron una empresa reconocida en todo el mundo por su eficiencia. Recuerden que la juventud no es eterna.

albertoquiros31@gmail.com

ALBERTO QUIRÓS CORRADI

Introducción de su obra “Apuntes para un Plan Nacional”

29 de enero 2010

Este régimen enterró el modelo estatizador de explotación petrolera instalado a partir de enero de 1976. El modelo no podía ser permanente. Cumplido el objetivo de que la nación aprendiera todas las complejidades del negocio petrolero, había que desarrollar un modelo más flexible que nos beneficiara por la presencia de otros actores nacionales y extranjeros que suministraran tecnología y capital.

El peligro de la estatización petrolera siempre fue que el Estado/gobierno pervirtiera la naturaleza comercial del negocio y pusiera la explotación petrolera al servicio exclusivo de sus fines proselitistas. En eso estamos y en el camino se ha destruido la capacidad operativa y comercial de PDVSA. Se ha prostituido a su gerencia. Se ha utilizado su generación de caja con fines políticos, dentro y fuera de Venezuela. A pesar de los altos precios del petróleo no se ha invertido en desarrollar nuevos niveles de producción, ni en contener la declinación natural de los yacimientos. No se le ha hecho mantenimiento a las instalaciones y la consecuencia ha sido cierres y accidentes en nuestras refinerías y la necesidad de importar gasolina y componentes para atender el consumo del mercado interno. Los tardíos acuerdos que se han firmado para desarrollar la Faja del Orinoco con empresas y gobiernos extranjeros contienen cláusulas que el régimen no se atreve a publicar. Como tampoco informa de los costos reales de acuerdos especiales como el de Cuba. Ante esta debacle la política petrolera del futuro no puede mantenerse como la actual ni recrear el pasado.

Ante la emergencia de un nuevo gobierno, sugerimos:

• Establecer constitucionalmente que el subsuelo es de la nación (todos nosotros) y no del Estado (la representación política y jurídica de la nación). El Decreto del Libertador de 1829 transfirió las minas a la República que las daría en propiedad a los ciudadanos que las solicitaran. No hay, pues, antecedente histórico para que el Estado haya confiscado la propiedad del subsuelo y le negara a los ciudadanos participar en el negocio petrolero.

• Liquidar a PDVSA. Pagarle las prestaciones sociales al personal activo y al despedido ilegalmente en el año 2002-2003 y crear una nueva empresa nacional más pequeña que la PDVSA actual, la cual competirá en igualdad de condiciones con otras empresas petroleras privadas, estatales y mixtas. Bajo este nuevo esquema se espera que se constituyan empresas petroleras venezolanas-privadas.

• Modificar la Ley de Hidrocarburos, líquidos y gaseosos, para permitir la participación privada -nacional y extranjera-, en todos los aspectos de la industria petrolera y flexibilizar sus cuellos de botella.
• Crear una Agencia de Energía para supervisar la explotación petrolera y otras fuentes.
• Fondo Petrolero. El impuesto sobre la renta, bonos y regalías que paguen las empresas irán a un solo fondo, una parte de este se utilizará para contribuir al presupuesto nacional. Otra se reinvertirá para hacerlo crecer. Por unos años parte del fondo no utilizado para el presupuesto servirá para crear un fondo de pensiones y un sistema de seguridad social solidario y colectivo. Hecho esto, las ganancias del fondo se repartirán entre los venezolanos mayores de 18 años.

Hay otras variables, lo importante es establecer en lo inmediato que lo que el petróleo genere pertenece a todos y debe utilizarse directamente para beneficio de todos.

¡No más de lo mismo!

JOSÉ TORO HARDY

De la PDVSA Meritocrática a la de Todos

3 de febrero de 2017

El 1° de enero de 1976 la industria petrolera venezolana amaneció nacionalizada. Pasamos a ser dueños absolutos de nuestro petróleo, de nuestras refinerías (ya obsoletas), oleoductos, pozos, edificios, instalaciones y activos en general.

LA PDVSA MERITOCRÁTICA

La duración teórica de nuestras reservas de petróleo para el momento de la nacionalización era de apenas unos 19 años. PDVSA nacía con un futuro limitado. Adicionalmente, teníamos un problema que lucía insuperable: no teníamos cómo comercializar los crudos pesados y ácidos que constituían 75% de nuestras reservas probadas. Para poder colocarlo teníamos que hacerlo a través de las transnacionales que habíamos nacionalizado.

Quizá los mayores activos de la empresa eran el personal extraordinariamente capacitado que habíamos heredado de las multinacionales petroleras y la generosidad geológica de nuestro subsuelo.

Comenzó así la maravillosa aventura de PDVSA. El crecimiento que experimentó la empresa fue vertiginoso. En menos de 25 años pasó a ser la segunda mayor empresa petrolera del mundo según Petroleum Intelligence Weekly y figuraba en la revista Fortune en el número 42 entre las mayores empresas de cualquier tipo en el mundo y como la mayor empresa de cualquier tipo de Latinoamérica y la décima corporación más rentable del mundo.

Se comenzó con la reconversión de nuestras refinerías para dotarlas de procesos de conversión profunda para que pudiesen procesar nuestros crudos pesados transformándolos en productos de alto valor. Se hizo un inmenso esfuerzo exploratorio que permitió aumentar las reservas probadas de petróleo convencional, que pasaron de unos 18.000 millones de barriles en 1976 a unos 80.000 millones de barriles de petróleo y 145 trillones de pies cúbicos de gas en 1998. La capacidad de producción petrolera alcanzó 3.700.000 b/d, exportábamos 3 millones de b/d y mercadeábamos casi 4 millones. Llegamos a ser la tercera empresa mundial en capacidad de producción y la cuarta en refinación.

Con el tiempo pasamos a ser propietarios, total o parcialmente, de unas 20 refinerías en el mundo entero y nuestra capacidad de refinación alcanzó los 3 millones de b/d.

En Venezuela contábamos con 6 refinerías. A través de CITGO (100% propiedad de PDVSA) llegamos a controlar 10% del mercado interno de gasolina de Estados Unidos, el mayor del mundo. En ese país disponíamos de 8 refinerías, 66 terminales, varios oleoductos y contábamos con una red de 15.270 estaciones de servicio abanderadas con la marca CITGO, siendo así capaces de llevar nuestro petróleo desde el subsuelo venezolano hasta los tanques de gasolina de los automovilistas americanos, pasando todo el tiempo por instalaciones venezolanas y agregando valor en cada eslabón de la cadena. Éramos el primer exportador de petróleo a Estados Unidos.

En Europa, en asociación con otras empresas, contábamos con 8 refinerías: 4 en Alemania, 2 en Suecia y Bélgica, y 2 en el Reino Unido.

En Saint Croix éramos dueños de 50% de una refinería que atendía lo que para PDVSA era un mercado Premium: el Caribe, al cual se destinaba 21% de nuestra producción petrolera. También teníamos una refinería arrendada en Curazao.

Nuestra producción petroquímica creció a niveles impactantes, superando en 1998 los 4,1 millones de toneladas métricas.

La producción de carbón de PDVSA alcanzó a 5,1 millones de toneladas en 1998, en tanto que la de Orimulsión (una emulsión estable de agua y petróleo extrapesado que servía para la generación de electricidad) se acercaba en 1998 a las 5 millones de toneladas. La exportábamos a Canadá, Japón, China, Singapur, Dinamarca, Italia y Lituania.

Gracias a las distintas modalidades de la apertura petrolera habíamos suscrito contratos que hubiesen llevado la producción petrolera por encima de los 5 millones de b/d. Firmamos 4 grandes asociaciones estratégicas que permitieron desarrollar la tecnología necesaria para transformar la Faja del Orinoco en una realidad económica. Aunque ya se conocía la faja y su potencial, no se podía explotar comercialmente por falta de esa tecnología.

También suscribimos una asociación estratégica para el Proyecto Cristóbal Colón que nos hubiese transformado en uno de los principales jugadores en el mercado mundial de gas.

Tales logros fueron alcanzados por la llamada PDVSA “meritocrática”. Se le dio ese nombre porque todo su personal era sometido cada seis meses a un proceso de evaluaciones. Los que cumplían con sus metas y acumulaban méritos ascendían más rápidamente, se les facilitaba la formación y otorgaban becas de estudio. El personal de PDVSA no buscaba un cargo, buscaba una carrera. La excelencia se había establecido como meta.

LA PDVSA DE TODOS

Llegó la revolución. El término “meritocracia” comenzó a utilizarse de manera peyorativa. Como textualmente dice el Plan de la Nación, se comenzó a utilizar el petróleo como “punta de lanza” para promover el proyecto revolucionario. Endeudaron a PDVSA, le cambiaron su misión, le despidieron a 20.000 trabajadores (50% del personal de la empresa, pero 75% de la nómina mayor) que acumulaban 300.000 años de experiencia y conocimiento. El personal de PDVSA pasó de 42.000 trabajadores a 140.000.

Acabaron con la Orimulsión e hipotecaron a CITGO, que es el principal brazo comercializador de nuestro petróleo. Se desprendieron de muchas refinerías. Se desconocieron contratos.

A PDVSA la politizaron y la endeudaron. Le encomendaron funciones ajenas a las que corresponden a una empresa petrolera. La pusieron a importar alimentos y a apoyar un proyecto político. La volvieron -en palabras textuales de su presidente- “roja rojita”.

Los resultados están a la vista: Según “fuentes secundarias” reportadas por la OPEP nuestra producción alcanzó en 2016 apenas 2.021.000 b/d; y según “comunicación directa” del propio gobierno a la OPEP, la producción de Venezuela cayó en 384.000 b/d solo durante ese año (OPEC, Monthly Oil Market Report, January 2017, pág. 55).

PDVSA es hoy una empresa enferma. Para poder seguir operando y cubrir el déficit en su flujo de caja, requiere del auxilio del BCV. Al informar sobre los agregados monetarios, el Banco Central señala en sus estadísticas que al 23/12/2016, 88% de la base monetaria del país, o sea, 4,5 billones de bolívares, proviene de “financiamientos a empresa petrolera”. Tan descomunal cifra equivale a 42 veces el monto de las reservas internacionales de Venezuela.

Tales datos llevan a la triste conclusión de que PDVSA, que tanto había aportado a Venezuela, se ha transformado hoy en la principal causa de que Venezuela padezca la inflación más alta del mundo.

pepetoroh@gmail.com

EDDIE A. RAMÍREZ S.

CRÓNICA DE LA DESTRUCCIÓN DE PDVSA

29 de mayo de 2018

Casi setecientas páginas de discusión desde el punto de vista legal y constitucional, escritas por el distinguido jurista Allan Brewer-Carías, recogen la historia de nuestra industria petrolera, desde las concesionarias transnacionales hasta su destrucción, iniciada en el 2002 con "el despido masivo e insensato de gran parte de la fuerza laboral". Este importante aporte, que incluye una nota de presentación escrita por varios autores, recuerda hechos relevantes, destruye mitos y sustenta denuncias sobre el colapso de nuestra principal industria.

En los inicios, las empresas extranjeras se aprovecharon del corrupto dictador Juan Vicente Gómez, pero a partir de 1943 el Estado venezolano aprobó leyes, reglamentos y decretos que permitieron cierto control. Gradualmente, el fisco incrementó su participación en las ganancias, desde un 50% en 1948 hasta un 98% al momento de la estatización en 1975. Aunque simpatizábamos con la estatización, hoy muchos nos preguntamos si fue una decisión acertada, considerando que el país obtenía esa elevada participación, sin realizar inversiones ni correr riesgos. En esa etapa nuestro país llegó a ser el primer exportador y segundo productor mundial de petróleo.

Afortunadamente, en los primeros años de la estatización la industria petrolera se manejó con profesionalismo y transparencia. PDVSA fue considerada la segunda empresa mundial de petróleo, la mayor empresa industrial de Latinoamérica y la número 12 entre las 500 del mundo. Los rojos se opusieron tenazmente al artículo 5 de la Ley de Nacionalización que dejaba una rendija para participación del sector privado, pero después se aprovecharon del mismo y es lo que permite que todavía exportemos petróleo.

La apertura a empresas privadas se inició en 1995. No fue un capricho, sino una necesidad para poder aumentar la producción. Brewer aporta justificaciones sobre la legalidad de los contratos de exploración a riesgo y ganancias compartidas, los convenios operativos y las asociaciones estratégicas. También avala el arbitraje en instancias internacionales, basado en el concepto moderno de "inmunidad relativa" vs. la antigua de "inmunidad absoluta", recalcando que este mismo gobierno lo autorizó en la Ley de Inversiones Extranjeras de 1999, cuando estaba urgido de dinero. La entonces Corte Suprema se pronunció positivamente en 1999 sobre la legalidad de los acuerdos.

El distinguido autor señala que este gobierno que predica el repudio al sector privado, le abrió a este las puertas con el artículo 303 de la Constitución de 1999, el cual permite la venta total de las acciones de las filiales operadoras. Asimismo, la Ley de Hidrocarburos Gaseosos de 1999 dio libre acceso al gas natural no asociado al petróleo y la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001 permite que el sector privado establezca nuevas refinerías y da pie para que las existentes pudiesen ser operadas por privados. En 2002 constituyó una empresa mixta con China National Petroleum Corporation para producir bitumen y Orimulsión, en la que PDVSA solo tenía 30% de acciones. Esto lo hizo, según Brewer, mientras sostenía un discurso antineoliberal.

En 2004 fusionaron los cargos de ministro de Energía y Petróleo con el de presidente de PDVSA, con lo que el controlador y el controlado son la misma persona. En el período 2006-2007, el gobierno forzó a que los anteriores convenios pasaran a empresas mixtas, en las que el Estado debía tener un 60% de las acciones. Esto era innecesario, ya que en esos convenios estaba claro que las decisiones importantes debían contar con la aprobación de PDVSA, cuyo representante presidía y tenía derecho a doble voto en el Comité de Control paritario. Esa medida fue perjudicial porque PDVSA debe aportar más dinero y, como no lo tiene, las empresas han decaído y, además, ahora ha perdido demandas por violar lo acordado.

En 2009, el gobierno aprobó el Decreto Ley de Nacionalización de Servicios Auxiliares y Conexos prestado por el sector privado a PDVSA, tales como inyección de gas, lanchas y buzos en el lago de Maracaibo, tendido y mantenimiento de cables y tuberías. Esto ocasionó una caída drástica de la producción y deterioro de esos servicios. Años después, Eulogio Del Pino, entonces presidente de PDVSA, reconoció que fue un error, prometiendo devolver las empresas. En la Faja del Orinoco se crearon 20 empresas mixtas de servicios con participación de solo un 20% de PDVSA. Sin embargo, esta decisión fue tomada ilegalmente, sin derogar la Ley citada.

En 2016 el Ejecutivo creó la empresa petrolera y minera Camimpeg, adscrita al Ministerio de la Defensa y sin que la Contraloría General pueda auditarla. En 2017 Cuba se apoderó, por supuestas deudas, de las acciones de PDVSA en la Refinería de Cienfuegos cuya rehabilitación fue con recursos de Venezuela. En 2018 la Sala Constitucional del TSJ dio un golpe de estado al asumir funciones de la Asamblea Nacional y delegar en el Ejecutivo lo relacionado con PDVSA. Este mismo año, la espuria Constituyente aprobó una “Ley Constitucional” que obvia la obligación de licitar lo cual, según Brewer, es “institucionalizar la cleptocracia”.

El autor de esta crónica concluye que “lo que trágicamente resulta es que mayor incoherencia, mayor irresponsabilidad y mayor ineptitud es ciertamente difícil de encontrar en cualquier otra experiencia parecida, pero con la consecuencia en este caso de que produjo la destrucción de la que fue hace pocos años, la primera empresa de América Latina; y consecuencialmente, del desmantelamiento de un país entero, cuya recuperación, sin duda, requerirá hacia el futuro del trabajo tenaz de varias generaciones”.

eddiearamirez@hotmail.com

Noticiero Digital, Runrunes y Digaloahi digital

GUSTAVO CORONEL

RAMÍREZ: MUESTRE SUS DOCUMENTOS Y DÉ LA CARA

4 de junio de 2018

En su más reciente ladrillo publicado en APORREA, https://www.aporrea.org /energia/a264287.html el Sr. Rafael Ramírez, prófugo del narco-régimen venezolano al cual perteneció hasta hace pocos meses e investigado por el gobierno de los Estados Unidos por presunto lavado de dólares desde PDVSA durante su presidencia, dice lo siguiente:

"… aunque desempeñé innumerables tareas y misiones de todo tipo, el mayor aporte ha sido en el desarrollo y despliegue de nuestra Política Petrolera, y en la recuperación y fortalecimiento de nuestra Nueva PDVSA, la Roja Rojita. En el sector petrolero tengo toda la información de lo que digo debidamente soportada, respaldada en documentos: puntos de cuenta, decisiones, instrucciones, por lo que puedo hablar y comentar con bastante autoridad, conferida por cierto por el mismo Comandante Chávez… durante doce años de trabajo a su lado, en una gestión y una política verdaderamente exitosa, que permitió sostener nuestro proceso de cambios, nuestra economía y garantías sociales, en permanente crecimiento… de bienestar para el pueblo, para todo el país". Y agrega, más adelante: "¡Abramos la discusión, me parece necesaria y justa para el país!".

Ramírez afirma tener documentación confidencial de PDVSA en su poder, lo cual es ya irregular. Pero ya que pide abrir la discusión, le pedimos que nos responda las siguientes preguntas:

1. ¿Quién fue el culpable en PDVSA de la contratación, con grosero sobreprecio, de la gabarra Aban Pearl a la empresa intermediaria PetroMarine? ¿No era usted presidente de la empresa y ministro del sector?
2. ¿Quién fue el responsable por la contratación de dos gabarras inservibles a la empresa semifantasma PetroSaudí, a tasas muy por encima de las del mercado? ¿No era usted presidente de la empresa y ministro del sector?
3. ¿Quién fue el responsable por los contratos dados a la empresa de maletín Derwick Associates por centenares de millones de dólares, contratos en los cuales la citada empresa era apenas una intermediaria? ¿No era usted presidente de la empresa y ministro del sector?
4. ¿Quién fue el responsable por la estafa de PDVAL, al importar alimentos en mal estado para enterrarlos en territorio venezolano, con la finalidad de obtener groseras comisiones y sobreprecios? ¿No era usted acaso presidente de la empresa y ministro del sector?

5. ¿Quién accedió a transformar PDVSA en una empresa social y prostituir su actividad medular para convertirla en quincalla vendedora de pollo y sembradora de yuca? ¿No era usted acaso el presidente de la empresa y ministro del sector?
6. ¿Quién pronunció un miserable discurso ante sus gerentes diciendo que PDVSA era una empresa al servicio del sátrapa fallecido, no al servicio de la nación y que los empleados que no fuesen "gojo gojitos" serían sacados a carajazos de la empresa? ¿No fue usted quien pronunció esas indignas palabras?
7. ¿Quién tuvo a Eulogio del Pino por años como su mano derecha en Exploración-Producción? ¿No fue usted? ¿Ahora resulta que no era competente? ¿Qué hacía usted mientras la Faja del Orinoco se llenaba de ladrones, incompetentes y reposeros?
8. ¿Quién permitió en la Junta Directiva gente que se destacó como contrabandistas de gasolina y *diesel* y firmó contratos nocivos para la nación? ¿No era usted acaso presidente de la empresa y ministro del sector?
9. ¿Quién participó activamente en el desastre que fue y ha sido Fonden? En un punto de cuenta suyo con Chávez habla usted con satisfacción sobre la total discrecionalidad que ustedes tenían sobre el uso de los dineros del Fondo, sin tener que darle cuenta a nadie. ¿Cree usted que eso es lo que hace un gerente responsable, honesto y digno?
10. ¿Quién mantuvo por varios años la payasada de su amigote Pastor Maldonado en la Fórmula Uno, la cual le costó a la nación unos $200 millones? ¿No fue usted?
11. ¿Quien presidió el aumento irresponsable de empleados en PDVSA? Durante su presidencia la empresa triplicó el número de empleados mientras su producción colapsaba.
12. ¿No estaba usted al frente de PDVSA y del ministerio cuando sucedió la tragedia de la Refinería de Amuay? ¿No fue la falta de mantenimiento la razón de esa horrible tragedia? ¿No fue ese el dictamen de las empresas reaseguradoras? Por ese crimen en contra de los venezolanos y de la nación no fue nadie preso. Fue mucho después que, como dice Maduro, le pusieron el gancho al director de Refinación de la época, Jesús Luongo, a quien usted protegió.
13. Apórtenos algo de sus archivos relacionado con el lavado de dinero de PDVSA en Andorra y en España, por lo cual han sido apresados sus familiares y colaboradores más cercanos.
14. ¿No era usted presidente de la empresa y ministro del sector cuando la corrupción se desbordó en CITGO? Revise sus archivos y encontrará lo relacionado con varios de los presidentes que usted puso allí, quienes hicieron desastres en la empresa. Yo tengo alguna de esa información.
15. ¿No era usted presidente de PDVSA cuando se encargaron tanqueros a Argentina, Irán y otros países? ¿Qué puede usted decirnos sobre esas contrataciones y sobre la ubicación actual de esos tanqueros?

16. Muéstrenos los contratos de viviendas financiados por PDVSA con diferentes empresas de los países amigos del régimen, a ver cuántas viviendas se hicieron realmente y a qué precio.
17. Háblenos sobre su responsabilidad en los financiamientos antinacionales hechos a países ideológicamente aliados del régimen, incluyendo los $125 millones a una planta termoeléctrica en Bolivia, los subsidios con fines políticos a El Salvador y a la República Dominicana, los envíos de petróleo a Nicaragua para financiar la campaña de Daniel Ortega, el envío de 30.000 barriles diarios de petróleo subsidiado para comprar la lealtad política de José Mujica en Uruguay, el gran crimen del envío de 100.000 barriles diarios de petróleo a Cuba, al costo para la nación de unos $3500 millones al año, el trueque de crudo ecuatoriano por productos refinados nuestros, el pozo seco perforado por PDVSA en Cuba a un costo de unos cien millones de dólares, etc. Todos estos actos y muchos más aquí no mencionados estuvieron aprobados por usted.
18. Ilústrenos usted sobre el intento de fraude llevado a cabo por el senador John Kemp de los Estados Unidos en combinación con el embajador de Chávez en USA, Bernardo Álvarez Herrera, a través de la empresa Free Market Petroleum, intento que contó con su conocimiento y aprobación como ministro del sector y que fracasó debido a la denuncia de los medios estadounidenses porque ustedes guardaron silencio.

Hay mucho más información que exigirle a usted sobre su actuación en PDVSA pero podríamos comenzar por los puntos arriba mencionados. Usted desearía hacerle creer a los venezolanos que el colapso de PDVSA solo comenzó después de su salida de la empresa y del ministerio del sector, que usted y Chávez no han tenido responsabilidad alguna en el deterioro y prostitución de la nómina, de la operación y de la misión de la empresa. Pero los venezolanos sabemos la verdad. Los desastres generados por del Pino y Quevedo no lo absuelven a usted por sus crímenes y errores, por su incompetencia e irresponsabilidad.

Ramírez: Si yo estuviera en su lugar daría la cara ante el país, con papeles en mano, con pruebas a mi favor, para luchar por mi reputación y prestigio personal. No andaría escondiéndome. ¿De qué sirve el dinero si uno no puede vivir al aire libre, viendo a todo el mundo de frente y sin rubor?

LUIS MATHEUS, JORGE JIMÉNEZ Y EUGENIO MONTORO

RESUMEN DEL DOCUMENTO “MAPA PARA LA RECUPERACIÓN DE PDVSA”

1. Toma de mando de PDVSA “como está”. Se adoptan los mismos cuadros de organización existentes y títulos.
2. El Ejecutivo nombra una Junta Directiva competente. Uno de los miembros con alto prestigio en Finanzas. La nueva Junta Directiva nombra a todos los puestos claves de alto nivel y los Comités del Directorio.
3. Toma de mando suave. Plan de Comunicaciones de las nuevas autoridades al personal. No retaliación, deseos de mejorar y enfoque empresarial. Pocos cambios iniciales. Refuerzos claves con personal cesanteado en 2003. Se mantienen líneas de comunicación y comando.
4. Recuperación de Producción y Refinación como prioridades. Vicepresidentes de Producción y Refinación con amplios poderes.
5. Se establece un Fondo no menor de 5000 MMUS$ para costear la recuperación de instalaciones. Manejo controlado por proyecto.
6. Desincorporación de simbología política.
7. Aumento de producción con empresas reconocidas y esquemas de Convenios de Operación con pago luego de la venta del hidrocarburo.
8. Aumentos de producción mediante acuerdos con Empresas Mixtas existentes y pago luego de venta del hidrocarburo.
9. Creación de grupo especial de alto nivel y talento para atender y resolver los asuntos complejos y de desarrollo y planificación a mediano y largo plazo. Este grupo eventualmente sale de PDVSA y forma la Agencia Nacional de Energía. Sus áreas de atención abarcan, por ejemplo, desarrollo del gas natural, desarrollo de la Faja petrolífera del Orinoco (FPO), desarrollo petroquímico, estructura futura de PDVSA, adaptación a la nueva matriz energética, etc.
10. El documento incluye propuestas sobre acuerdos sindicales, manejo de nómina, PCP, AIT, desarrollo de personal, valores, manejo del entorno, modificaciones de leyes, manejo de trabajadores despedidos en 2002-2003, revisión de compromisos y convenios, y otros.

ROBNY JÁUREGUI

LA CRISIS EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA DE VENEZUELA

30 de noviembre de 2017

Venezuela inicia su actividad petroquímica en 1956 por decreto #367 con la creación del Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP). Entregándole las plantas de Morón. Para 1968 a 1973 se construye el Complejo El Tablazo. Luego en 1977 es entregada bajo la responsabilidad administrativa a PDVSA.

Los resultados de los últimos períodos presidenciales de la PRODUCCIÓN de la industria petroquímica, medida en miles de toneladas métricas al año (MTMA) es la siguiente:

Período	MTMA
1979-1983	866
1984-1988	2019
1989-1993	2429
1994-1998	4070
1999-2003	3363
2004-2008	2899
2009-2013	2490
2014-2015	1025

Se observa una clara tendencia creciente de producción de 12% interanual de 19 años desde 1979 hasta 1998.

Como vemos, la falta de eficacia y de eficiencia operacional ha llevado a la caída de la producción de la industria petroquímica en Venezuela a una tasa de 8% anual en los últimos 17 años (1998-2015).

Es decir, regresamos a la producción de 1977, el punto de partida cuando se le entregó a PDVSA el control operacional y financiero de Pequiven.

Dentro del diagnóstico de los síntomas encontrados en 1977, una vez asumida por PDVSA la responsabilidad de la petroquímica venezolana, teníamos:

1. Ausencia de mecanismos de planificación.
2. Ausencia de prioridades económicas y financieras.
3. Excesiva nómina GERENCIAL y obrera.
4. Alta rotación de personal.
5. Anarquía organizacional.

En aquella oportunidad se establecieron como estrategias de optimización y mejora:

1. Reparación y arranque de las plantas existentes.
2. Contratación de empresas expertas en petroquímica.
3. Operación estable de las plantas.
4. Incrementar la productividad de los procesos.

Estas metas se materializaron a partir de los siguientes resultados:

a. Incremento de la producción de 68% de 1981 a 1979 al pasar de 542 MTMA a 913, respectivamente.
b. Reducir las pérdidas financieras en 87% de 1979 a 1981 al pasar de -493 a -63 millones de bolívares, respectivamente.
c. Aumento de 197% de las ventas de 1979 a 1981 al pasar de 353 a 1051 millones de bolívares.

Todo este esfuerzo se consolidaría en 1983 cuando se obtuvieron por primera vez en la historia ganancias por el orden de los 27 millones de bolívares.

Ese saneamiento operativo y financiero fue logrado por la abnegada labor de un puñado de técnicos y administradores venezolanos que dirigieron la gestión.

Hoy en día Pequiven tiene una capacidad productiva de 4700 MTMA y solo produce 20%, es decir, 1000 MTMA, con 80% de capacidad productiva, activos y/o inversión fuera de servicio.

SOLO ADECENTANDO LA POLÍTICA, VENEZUELA SALDRÁ ADELANTE.

@Robny Jáuregui

Ensayos

FRANCISCO J. MONALDI · PRODAVINCI

DESPUÉS DEL COLAPSO: ¿CÓMO REVITALIZAR LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA?

23 de septiembre de 2017

La industria petrolera venezolana está en caída libre. La producción bajó 12% durante 2016 y la petrolera estatal PDVSA tiene graves problemas de flujo de caja. Ha acumulado retrasos significativos en los pagos a sus proveedores y socios y tiene dificultades en el pago a sus acreedores financieros.

Aunque el colapso se ha acelerado con la merma de los precios del petróleo desde 2014, el sector ha tenido severas dificultades por más de una década, y la producción ha caído en más de un tercio si la comparamos con su pico más alto en la década de los noventa. El país desperdició una oportunidad tremenda para incrementar inversión y producción durante el reciente auge de precios del petróleo que duró una década. Por fortuna para Venezuela, que es altamente dependiente de las exportaciones de petróleo para generar divisas e ingresos fiscales, la industria puede recuperarse. El país tiene la base de recursos de crudo extrapesado más grande del mundo, las reservas de crudo convencional más grandes de América Latina, y un gran potencial en gas natural.

Adicionalmente, la experiencia de nuestros vecinos latinoamericanos demuestra que cambios institucionales apropiados pueden atraer significativas nuevas inversiones. Brasil, Colombia y, más recientemente, México han implementado reformas petroleras con gran éxito. Tales reformas estuvieron orientadas a ofrecer reglas creíbles a los inversionistas extranjeros, reforzar la capacidad regulatoria del Estado, y reestructurar la empresa petrolera estatal. Por tanto, la rueda no tiene que reinventarse en Venezuela. Podemos aprender de experiencias regionales exitosas y adaptarlas a la realidad venezolana: la dotación abundante de crudos no convencionales, las restricciones económicas, políticas y sociales, y las condiciones institucionales prevalentes, cuando la reforma empiece.

EL COLAPSO DE LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA

Después de una exitosa apertura petrolera en la década de los noventa, en la cual la inversión extranjera añadió más de un millón de barriles por día (bpd) de producción, la industria petrolera venezolana entró en un período de declive. Hay múltiples causas para esta caída, pero al menos cuatro son particularmente relevantes:

1. Debido al conflicto político entre el presidente Hugo Chávez y la gerencia de PDVSA, en 2003, alrededor de la mitad de sus empleados fueron despedidos, incluyendo la gran mayoría de su personal ejecutivo y técnico. Todavía estamos pagando las consecuencias de esa masiva pérdida de capital humano.

2. Durante 2005-2007, el gobierno renegoció forzosamente contratos con compañías extranjeras, cambió condiciones fiscales y nacionalizó algunos proyectos. La forma arbitraria en la que fueron conducidas las expropiaciones continúa teniendo efectos reputacionales negativos en la inversión extranjera.

3. Durante 2008-2009, algunas compañías de servicio fueron nacionalizadas y transferidas a la muy corrupta e ineficiente división de servicios de PDVSA.

4. El gobierno ha extraído sistemáticamente recursos excesivos de PDVSA, privándola de los fondos que necesitaba para reinversión, incluso durante los años de altos precios.

Los síntomas de la caída de la industria petrolera no se limitan al colapso de la producción en más de un millón de bpd durante la última década. La producción operada por PDVSA ha caído mucho más aceleradamente que la producción total, siendo parcialmente compensada por incrementos en la producción de las empresas mixtas con socios internacionales. Los campos operados exclusivamente por PDVSA producen hoy en día dos tercios menos que en sus niveles pico al final de los noventa. Como resultado, cerca de la mitad de la producción total de Venezuela está en manos de las empresas mixtas.

Adicionalmente, la canasta de petróleo venezolana se ha vuelto más pesada y menos rentable, y cerca de dos tercios de la producción actual es de crudos pesados y extra-pesados. Las áreas de producción convencional están en rápida declinación, y la única región con crecimiento es la Faja Petrolífera del Orinoco, principalmente en los crudos extrapesados.

Las exportaciones cayeron más rápidamente que la producción hasta 2013, cuando la recesión económica inició una contracción del consumo interno. La gasolina y otros productos refinados son masivamente subsidiados, los precios internos no cubren los costos de producción y mucho menos los costos de oportunidad. Como resultado, PDVSA incurre en fuertes pérdidas sobre casi un cuarto de su producción. Adicionalmente, las exportaciones netas son más pequeñas, ya que Venezuela ha estado importando cerca de 200.000 bpd de costosos productos refinados y crudo ligero para el mercado interno y como diluyentes para las exportaciones de crudo extrapesado. Además, una proporción significativa de las exportaciones petroleras está destinada a la amortización de préstamos repagados con crudo (con China y Rusia como acreedores principales), a pagar los préstamos de socios en las empresas mixtas, y a las exportaciones subsidiadas a países aliados del régimen venezolano, Cuba (que han sido reducidas, pero todavía son relevantes). Como resultado, PDVSA recibe flujos de efectivo por menos de 800.000

bpd de una producción total de 2,2 millones de bpd. La severa limitación de efectivo causada por el colapso en los precios de petróleo ha empeorado una trayectoria financiera ya insostenible.

La deuda financiera externa de PDVSA creció de unos 3000 millones de dólares en 2005 a 44.000 millones de dólares en 2015, y la deuda con socios y proveedores se disparó a más de 10.000 millones de dólares, lo que ha limitado su capacidad de inversión. El número de taladros en operación disminuyó en 23% solo en 2016. Muy pocos proyectos petroleros se han materializado durante la última década. Menos de 100.000 bpd de producción se han concretado de los más de un millón de bpd proyectados en los nuevos proyectos de la Faja del Orinoco. Los costos por barril de la industria petrolera se han incrementado debido a una combinación de gran ineficiencia y sobrevaluación del tipo de cambio oficial. El número de empleados en la nómina de PDVSA ha aumentado casi tres veces en una década, a cerca de 140.000 trabajadores, mientras que la producción ha caído en un tercio, empeorando dramáticamente la productividad por trabajador a menos de la cuarta parte de sus niveles máximos. Los nefastos controles de cambio, generando masivas distorsionas en la economía venezolana, también han sido un gran peso para el sector petrolero. En los últimos años, el dramático colapso de la industria ha llevado al Gobierno a ser más pragmático. Algunos socios de las empresas mixtas de crudo convencional han negociado nuevos contratos con PDVSA, ofreciendo financiamiento a cambio de un mayor control sobre los flujos de caja de los proyectos.

Ha habido modestas modificaciones en el régimen cambiario y una flexibilización del impuesto a ganancias extraordinarias, que ha mejorado las condiciones económicas de algunas de las empresas mixtas, y los socios de algunos proyectos han recibido un mayor control operativo. Se ha iniciado la negociación de un proyecto para exportar gas natural a Trinidad con el objeto de monetizar las significativas reservas de gas costa afuera de Venezuela, aprovechando la infraestructura de gas natural licuado de su vecino. Sin embargo, más que una nueva estrategia coherente para atraer la inversión, estos cambios a menudo reflejan una desesperación urgente por efectivo. Como resultado, poco se ha logrado en términos de nuevas inversiones y producción. De hecho, algunas decisiones han comprometido el futuro de la industria petrolera, como el uso de las acciones de CITGO, subsidiaria de refinación de PDVSA en los Estados Unidos, como garantía para un canje de bonos y un préstamo de Rosneft.

LAS NECESARIAS REFORMAS

Los graves problemas del sector petrolero no pueden ser resueltos con cambios cosméticos a las políticas actuales. Requieren de una transformación significativa de la industria petrolera venezolana. El principal objetivo de estas reformas debería ser incrementar significativamente la inversión aguas arriba para estabilizar la producción y

eventualmente lograr un incremento muy sustancial en las próximas dos décadas. Ese objetivo debe ser compatible con las enormes necesidades fiscales del Estado venezolano, por tanto, una parte muy significativa del capital debe provenir de compañías petroleras privadas y, cuando sea factible, complementar el financiamiento con fondos obtenidos a través del mercado de valores y Project Finance.

El Estado debería limitar la toma de excesivos riesgos de inversión, compartiendo una proporción mayor de los proyectos más riesgosos con socios calificados que tienen ventajas en el manejo de estos riesgos y que pueden proveer tecnología y conocimiento. Para atraer estas inversiones el marco institucional, contractual y fiscal debe ser flexible, competitivo y, al mismo tiempo, capaz de garantizar que el Estado capture las rentas en diversos escenarios de precio y productividad de los campos. El uso de subastas competitivas para determinar la participación del Estado en las ganancias debería ser la norma. Adicionalmente, la petrolera estatal debería reenfocarse en sus negocios medulares y concentrar su limitada capacidad de inversión en áreas de bajo riesgo y altas ganancias, donde los socios operativos no sean necesarios y donde contratistas de servicios pueden proveer la tecnología y la asistencia requerida.

PDVSA debe ser profesionalizada y despolitizada, con una importante inversión en capital humano. No puede continuar siendo una estructura clientelar del partido político en el poder. Venezuela debe fortalecer su capacidad regulatoria para manejar mejor su gran potencial de recursos y proveer credibilidad a los inversionistas y a su propia estatal petrolera. El gobierno debe diseñar una estrategia específica para cada tipo de proyecto de hidrocarburos, crudo extrapesado, petróleo convencional y gas natural, adaptando el marco institucional a la nueva estrategia.

UN NUEVO MARCO INSTITUCIONAL

El sector petrolero venezolano necesita con urgencia un marco institucional más creíble y efectivo. Durante muchos años, Venezuela ha quedado de última o penúltima en la Encuesta Global Petrolera del Instituto Frasier en términos de percepción de calidad del marco institucional y la política petrolera. Actualmente, el Ministerio de Petróleo tiene una capacidad muy limitada para regular el sector. PDVSA supervisa de facto las empresas mixtas y a los socios extranjeros, sirviendo de regulador y regulado al mismo tiempo. Por más de una década el ministerio y PDVSA tuvieron al mando a la misma persona y como resultado ambas entidades fueron de facto fusionadas en una sola, disminuyendo en gran medida la capacidad del ministerio de exigir rendición de cuentas a la gerencia de la estatal petrolera.

PDVSA y el ministerio fueron agresivamente politizados, convirtiéndose en un brazo del partido de gobierno. En el nuevo marco institucional debe haber una clara separación entre el ministerio y la estatal PDVSA.

Es necesario crear una agencia reguladora altamente profesional y autónoma, especializada en petróleo y gas, siguiendo los ejemplos de Brasil, Colombia y México. La agencia debe apuntar a garantizar el óptimo desarrollo de los recursos de la nación dentro de un horizonte de largo plazo. Con ese propósito, debería concentrar, organizar y desarrollar los datos geológicos disponibles en el país y recomendar al ministerio en las mejores opciones disponibles para desarrollar la base de recursos.

Debe también recolectar y publicar información creíble sobre variables claves de la industria como reservas y recursos, pago de regalías e impuestos, indicadores de seguridad laboral y ambiental, entre otros. Los miembros de la junta directiva de la agencia deberían ser designados en términos fijos, para evitar que ningún presidente controle la junta y su designación. Debería ser aprobada por una mayoría de dos tercios en la Asamblea Nacional. En el futuro, la agencia debe tomar control de la organización de las subastas de áreas de explotación de petróleo y gas, mediante rondas de licitación transparentes, tanto para seleccionar a los socios de las empresas mixtas, como para asignar los operadores en otras modalidades contractuales.

El marco fiscal y contractual debe ajustarse a las diferentes características y rentabilidades de los campos petroleros para hacerlos competitivos en la atracción de inversiones y, al mismo tiempo, garantizar que las rentas sean capturadas por el Estado en diferentes escenarios de precio y productividad. Para hacer el marco fiscal progresivo, de forma que la participación gubernamental suba con la rentabilidad de los proyectos, las regalías deben variar con el precio del petróleo, como se hizo recientemente en México.

Igualmente, la participación contractual del gobierno debe variar con la rentabilidad y ser el parámetro fundamental en la subasta. Esto reducirá los incentivos del Estado para la renegociación oportunista de los contratos cuando los precios del petróleo suban.

La creación de un fondo petrolero de los venezolanos, con los ingresos fiscales provenientes de la industria, que tenga un vínculo directo con la ciudadanía, también ayudaría a incentivar el desarrollo del sector petrolero y a darle una base política al sector, evitando los ciclos de inversión y expropiación que han sido comunes en la región. Venezuela tiene los precios de la gasolina y la energía más bajos del planeta, y estos subsidios indiscriminados propician el desperdicio, la mala distribución del ingreso, las externalidades negativas, el contrabando, la desinversión, y la poca calidad en el servicio. Los precios de productos refinados del petróleo, el gas natural, y la electricidad en el mercado interno deben ser ajustados significativamente para que reflejen su costo de oportunidad. A cambio, una porción significativa de los ingresos obtenidos por la reducción de los subsidios debe ser usada en transferencias directas en efectivo, para compensar a la ciudadanía y en especial a los más vulnerables. Con esta reforma, la

mayoría de los ciudadanos estarían mejor económicamente, a la vez que la eficiencia e igualdad mejorarían sustancialmente.

REESTRUCTURANDO PDVSA

La estatal petrolera debería ser reestructurada para enfocar su inversión en su negocio principal y en proyectos de extracción de altos retornos y bajo costos. PDVSA debe ser profesionalizada y despolitizada, y los salarios deben ser significativamente mejorados. La compañía debe recobrar su autonomía operacional y operativa con reglas y objetivos claros. El gobierno no debe extraer recursos de la empresa a discreción, ni forzarla a ejecutar programas gubernamentales. Los elementos de la participación gubernamental como impuestos, regalías y precios internos, deben diseñarse para proveer a PDVSA con los incentivos necesarios para desarrollar su portafolio de manera óptima.

La empresa debe ser regulada adecuadamente para garantizar su rendición de cuentas y transparencia. El ministerio y la agencia deben definir qué áreas serán desarrolladas por PDVSA. La estatal petrolera debe cumplir sus compromisos de inversión para desarrollar estos campos o cederlos para ser subastados por la agencia. El ministro de Petróleo no debe ser simultáneamente el presidente ejecutivo de PDVSA. El presidente ejecutivo de PDVSA debe ser un profesional con experiencia y reputación impecable. El ministro debe a lo sumo presidir la junta directiva de la empresa, con responsabilidades limitadas, o simplemente presidir las asambleas de accionistas. Los miembros independientes de la junta deberían ser electos en un proceso análogo a los directivos de la agencia.

UNA NUEVA ESTRATEGIA

Venezuela debe plantearse una nueva estrategia para desarrollar la Faja del Orinoco, sus crudos convencionales, y sus recursos de gas natural. Durante los días del auge petrolero, el presidente Chávez promovió proyectos faraónicos para desarrollar la Faja, con muy costosas inversiones que no estaban diseñadas para maximizar los retornos. En una década, ninguno de esos proyectos se ejecutó a pesar de las condiciones favorables de precio. Es necesario cambiar de estrategia a una que maximice el retorno de largo plazo, reduzca los costos y abra mercado para estos crudos.

El costo de exploración en la Faja es mínimo y los costos de extracción son bajos, pero los costos de transporte son elevados debido a la viscosidad del crudo. El crudo extrapesado no puede ser comercializado sin mejorarlo en refinerías especializadas (mejoradores) o mezclándolo con costosos crudos ligeros o productos refinados. A menos que sea mejorado significativamente, este crudo es vendido a considerable descuento, haciéndolo menos rentable y, por consiguiente, no atractivo en entornos de precios bajos. Construir costosos mejoradores no parece viable en las condiciones actuales, aunque esa posibilidad no debe ser descartada en el futuro. Por ahora, un circuito de mezcla

óptimo debe ser diseñado y ejecutado. Debido a los riesgos, bajos márgenes y necesidad de encontrar mercados, estos proyectos deben ser desarrollados con socios adecuados. La creciente proporción de crudos pesados hace necesaria la expansión de los mercados de refinación para tales crudos. CITGO es aún más estratégica para garantizar acceso al mercado estadounidense. El desarrollo de otros mercados como China e India debe ser profundizado, estudiando convenios de suministro y asociaciones.

Venezuela tiene abundantes recursos convencionales, pero la mayoría de ellos está en áreas en declinación que requieren técnicas de recuperación secundaria y terciaria. La producción en los campos más rentables ha estado colapsando debido a la falta de inversión y la incompetencia operacional. En un entorno de precios bajos, la inversión en estos campos demanda compañías eficientes que incorporen tecnología y conocimiento operacional. Un nuevo marco contractual debe ser creado para desarrollar estos recursos. Algunos campos pueden ser manejados a través de contratos de servicio o bajo contratos operacionales de riesgo y/o producción compartida; otros podrían desarrollarse con empresas mixtas. La clave es asegurarse que cada tipo de campo tenga una estructura contractual adecuada para hacer de la inversión un hecho posible y atraer el tipo de socio adecuado. Incrementar la producción de crudos medianos y livianos es a su vez crucial para utilizarlos como diluentes del crudo extrapesado.

Finalmente, Venezuela tiene una muy sustancial reserva de gas natural asociado y recientemente ha hecho descubrimientos importantes de gas libre, especialmente costa afuera. De hecho, el único nuevo proyecto de hidrocarburos ejecutado durante la última década es el proyecto de gas costa afuera Cardón IV (PERLA), en la parte occidental del país, desarrollado por Repsol y Eni, sin la participación accionaria de PDVSA. Más recientemente, el gobierno ha estado en negociaciones para exportar el gas costa afuera en la parte oriental del país hacia Trinidad. El desarrollo de los recursos gasíferos tiene un gran potencial económico, tanto para la exportación como para el uso doméstico. Desafortunadamente, la falta de inversión en la infraestructura de transporte requerida, los precios internos regulados a niveles muy bajos y los controles cambiarios, han hecho imposible obtener un retorno positivo en los proyectos gasíferos. Esto debe cambiar, haciendo posible la exportación de gas a Trinidad y Colombia, y desarrollando un mercado interno rentable y bien regulado.

LAS MEDIDAS URGENTES EN LA FASE DE TRANSICIÓN

La reforma debería ser implementada en fases. En la fase de transición, la actual estructura institucional puede ser usada para ejecutar los cambios necesarios y, en paralelo, construir las fundaciones para la nueva estructura. Algunas de las reformas petroleras discutidas anteriormente tomarán tiempo y deberán ser implementadas gradualmente. Algunas requieren cambios legislativos y la construcción de nuevas

instituciones, pero la industria petrolera venezolana no puede esperar por ellos, y algunas medidas urgentes deben ser tomadas durante la fase de transición para hacer viable la inversión extranjera. Por ejemplo, la eliminación del control cambiario debió hacerse hace mucho tiempo. Es importante enfatizar que sin estabilidad política y algún consenso básico estas reformas no serán posibles o duraderas. Por ese motivo, es importante tomar ventaja del actual marco institucional y contractual para avanzar en la dirección de la reforma petrolera necesaria y, simultáneamente, construir consensos para implementar cambios más estructurales.

En cualquier escenario de reforma, es deseable mantener un rol relevante para el Estado y para la estatal petrolera, evitando así movimientos extremos en el péndulo de la política petrolera, que usualmente llevan a reversiones futuras. De acuerdo con la Constitución de 1999, PDVSA debe permanecer como una empresa estatal. Eso no es un obstáculo para implementar las reformas aquí esbozadas, como la reforma de México lo demuestra. Las empresas mixtas, y otras formas de contratación, pueden proveer la flexibilidad requerida, manteniendo un rol de influencia para la estatal petrolera, como es el caso en casi todos los principales exportadores de petróleo.

También es necesario darle una base política a la participación privada en el sector petrolero, incorporando al sector privado nacional, haciendo a los venezolanos accionistas de las empresas petroleras y desarrollando un vínculo directo con la ciudadanía a través del fondo petrolero de los venezolanos.

Este artículo es una versión traducida, actualizada y ampliada del publicado en inglés en la revista OIL, número 35.

Francisco Monaldi es investigador titular del Instituto Baker de Políticas Públicas de la Universidad de Rice en Houston, investigador asociado del Centro de Política Energética Global de la Universidad de Columbia en Nueva York, profesor titular y director fundador del Centro Internacional de Energía y Ambiente del IESA en Caracas.

RAMÓN ESPINASA, PHD. - PROFESOR ADJUNTO, GEORGETOWN UNIVERSITY

EL SECTOR PETROLERO QUINCE AÑOS DESPUÉS

19 de julio de 2014

1998 fue el año de máxima producción de la industria petrolera después de la nacionalización. Fue también el año de máxima productividad y de costos más bajos de producción.

El crecimiento sostenido de la producción de petróleo en el país a lo largo de los casi tres lustros que se inician en 1985 se sustentó en tres estrategias aprobadas por el Ejecutivo e implantadas por la gerencia profesional de PDVSA.

Las tres estrategias tuvieron que ver con crear y acumular conocimiento como base del crecimiento, la reintegración vertical de la empresa en el exterior para asegurar mercados para la disposición de los crudos nacionales y el crecimiento en función de la base de reservas y las oportunidades de mercado.

BASES DEL CRECIMIENTO

La estrategia fundamental del crecimiento de PDVSA fue la de creación y acumulación de conocimiento: la industria petrolera nacionalizada tuvo desde un principio una clara orientación de preservar el conocimiento adquirido, como queda de manifiesto en los contratos de asistencia y transferencia tecnológica con las empresas transnacionales que operaban en el país.

Desde su creación, la empresa implantó una estrategia de largo plazo de formación y preservación del personal nacional en las distintas áreas, desde las escuelas de formación artesanal y técnica, al adiestramiento de una fuerza de trabajo profesional de primer nivel internacional. Esto se concretó en una política de recursos humanos que premiaba el mérito profesional. PDVSA ofrecía una carrera de largo plazo como instrumento de acumulación técnica de conocimiento. El conocimiento estaba acumulado en cada uno de los profesionales y técnicos de PDVSA, ese era su principal activo. Los profesionales en las distintas áreas eran antes que nada técnicos de primer nivel internacional.

El conocimiento profundo de la producción, transporte y procesamiento de los crudos nacionales, en particular de los crudos pesados y extrapesados, fue la piedra angular del crecimiento de PDVSA a partir de 1985, una vez consolidada la empresa después de la nacionalización. El legado emblemático de esta política fue Intevep, instituto de investigación y desarrollo tecnológico, referencia mundial hasta finales de los noventa. La

originalidad y la calidad de la investigación de este instituto hicieron que Venezuela destacara por mucho sobre el resto de los países latinoamericanos en el registro de patentes internacionales en la última década del siglo pasado.

Segunda, ya a mediados de los ochenta, fue la estrategia de internacionalización: previendo la creciente producción de crudos pesados y ácidos (de peor calidad y difícil disposición), la dirección de PDVSA decidió iniciar un proceso de compra de capacidad de refinación en el exterior para irla adaptando para tomar y procesar cantidades crecientes de crudos venezolanos y así no tener que venderlos a descuento. El proceso de integración vertical internacional de la industria petrolera nacional se tradujo en cuantiosas ganancias para el país.

El legado más emblemático de esta estrategia es el sistema CITGO. La importancia y conveniencia de esta estrategia queda de relieve en la medida en que, después de anunciarse muchas veces la posible venta de esa empresa, esta sigue ahí. Los beneficios para el país han sido mil millonarios.

Tercera, en los noventa, fue la estrategia de expansión del potencial de producción: dadas las oportunidades que ofrecía un mercado en permanente expansión, particularmente en los Estados Unidos, y la acelerada incorporación de reservas de crudo en el país, la dirección de PDVSA decidió implantar una estrategia de crecimiento.

En función de estas oportunidades el país expandiría el potencial de producción que se había mantenido constante desde la nacionalización. Dadas las restricciones presupuestarias y de capacidad de ejecución de PDVSA respecto a las oportunidades de inversión, una piedra angular de esta estrategia fue la apertura del sector petrolero a la inversión privada que aportara financiamiento, tecnología y capacidad de ejecución.

El potencial de producción que se construyó y consolidó en esa década es el que ha mantenido la producción del país en los últimos quince años. Quizá el legado más emblemático de este período son los cuatro proyectos para la producción y mejoramiento de crudo extrapesado de la Faja, fruto de asociaciones estratégicas entre PDVSA y las mejores empresas petroleras del mundo. La producción de estos proyectos representa 15% de la producción del país en este momento. Estos proyectos entraron en operación hace más de doce años y constituyen la última adición de capacidad que se realizó en la industria petrolera nacional.

DESEMPEÑO

Antes de pasar a discutir las que considero las causas institucionales y políticas de la declinación de la actividad de PDVSA en los últimos quince años, quiero puntualizar la evolución de los indicadores de desempeño en este período.

Producción: La producción de petróleo en el país alcanzó 3.5 millones de barriles diarios en 1998, para 2013 la cifra reportada fue 2.6 millones de barriles diarios. Una caída de la producción de 26%. Además, en 1998 no había producción de los proyectos de la Faja, en 2013 estos produjeron 400.000 barriles diarios, es decir que la producción en las áreas tradicionales de PDVSA, excluyendo la Faja, ha caído en más de 40%.

Las cifras de producción y consumo del mercado doméstico son tomadas del Statistical Review of World Energy 2014 de BP: http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html

Las cifras de empleo y los gastos de operación son tomadas de los anuarios estadísticos de PDVSA en distintos años.

Empleo y productividad: el número de empleados y obreros de PDVSA en 1998 fue 42.000, en 2013 fue 111.000. El número de empleados ha aumentado 2,6 veces. La productividad, medida en barriles por día por trabajador, fue 83 en 1998 y 23 en 2013. Una caída de 72%.

Gastos de operación y costos por barril: los gastos de operación de PDVSA en 1998 fueron 5500 millones de dólares (MMUS$) los gastos de operación en 2013 fueron 23.000 MMUS$. El costo promedio por barril producido en 1998 fue de 4 dólares ($/b) el costo promedio en 2013 fue de 24 $/b. Los costos se han multiplicado por 6.

Consumo doméstico: en 1998 el consumo de derivados del petróleo en el mercado nacional fue de 470 MBD en promedio el consumo de 2013 fue 780 MBD. Esto es un aumento de 66%. Como fracción de la producción, el consumo doméstico de 1998 representó 13% y en 2013 30%. Según declaraciones públicas de los propios voceros oficiales, de los casi 800 MBD que van al mercado interno el volumen que desvía al contrabando de exportación, a países vecinos y a la cuenca del Caribe, alcanza 100 MBD. Esto representa un negocio mil millonario como veremos a continuación.

Pérdidas en el mercado doméstico: además de aumentar el volumen en 2/3, el precio de venta al mercado interno se ha mantenido esencialmente constante desde 1998. El precio de la gasolina en 1998 era de 0,06 Bs. por litro (Bs./l), en 2013 fue de 0,1 BsF./l. Puesto en dólares al tipo de cambio de la época el precio en 1998 fue 0,11 $/l, el precio en 2013 fue 0,02 $/l, una caída de 80%. Más importante, el precio internacional de la gasolina en 1998 estuvo alrededor de 0,15 $/l, mientras que el precio de exportación en 2013 fue de 0,75 $/l. Así, medido respecto a lo que se ha podido vender ese volumen, las pérdidas en el año 1998 fueron 1000 MMUS$ y en 2013 fueron 33.000 MMUS$. De acuerdo con las declaraciones oficiales, el contrabando de exportación puede representar un negocio de 4400 MMUS$ al año en la actualidad.

Los precios de los productos son tomados de los reportes mensuales del Energy Information Administration del Departamento de Energía del Gobierno de los Estados Unidos (www.eia.gov). Los costos de comercialización y venta son estimados propios.

Excedente exportable: la caída de la producción mientras aumenta aceleradamente el consumo doméstico ha llevado a una caída más que proporcional del volumen disponible para exportar. La diferencia entre producción y consumo interno en 1998 fue 3 MBD, en 2013 fue 1,8 MBD, una caída de 40%.

Composición de las exportaciones: no solo se ha producido una importante caída en el volumen de exportación sino que el destino y la rentabilidad de esas exportaciones han cambiado y caído ostensiblemente. En 1998, de los 3 MBD de exportación, 1,7 MBD se dirigieron a los Estados Unidos y el volumen restante, 1,3 MBD, se dirigió a Europa, el Caribe, Centro y Suramérica en condiciones comerciales. La política de internacionalización había acondicionado los mercados de Estados Unidos y Europa a tomar volúmenes crecientes de crudo venezolano en condiciones de máxima rentabilidad. Por su parte, del volumen de 1,8 MBD exportado en 2013, se dirigió 0,8 MBD a Estados Unidos. De los volúmenes restantes, unos 0,5 MBD se dirigieron a China (de los cuales unos 0,3 MBD se utilizaron para pagar deuda de la nación o sea no fueron ingreso en caja), unos 0,3 MBD fueron a India con un descuento por los costos y tiempos de transporte, y aproximadamente 0,2 MBD fueron a suplir convenios especiales con países del Caribe, Centro y Sur América y se cobra en caja una fracción de su valor comercial. Las exportaciones comerciales a Europa y el resto de América son hoy en día despreciables.

Ingresos por exportaciones: tomando en cuenta el descuento y condiciones de pago para las exportaciones a países con los cuales hay acuerdos especiales de suministro en el Caribe, Centro y Sur América, el ingreso neto de servicio de deuda de las exportaciones a China y el ingreso por exportaciones a India y Estados Unidos, el ingreso en caja por las exportaciones de petróleo de PDVSA en 2013 fueron 46.300 MMUS$. Al precio de exportación de 2013, el ingreso por exportaciones de 1998, con el patrón de exportación y condiciones comerciales de la época, hubiera sido de 109.500 MMUS$. La caída del volumen de exportación, la recomposición de mercados y las nuevas condiciones comerciales, se tradujeron en una pérdida de ingreso por exportaciones de 63.200 MMUS$ en 2013 respecto a 1998, en condiciones similares de precio.

Importaciones de productos: un fenómeno reciente, fruto del deterioro del aparato refinador nacional, ha sido el acelerado crecimiento de las importaciones de productos finales para el consumo en el mercado interno. En 2013 las importaciones de productos finales y componentes para su elaboración solo desde los Estados Unidos fueron de 84 MBD. Estas, aunadas a las 4 importaciones desde refinerías en la cuenca del Caribe y

Brasil, en opinión de expertos, han podido alcanzar importaciones totales de productos del país del orden de 160 MBD, a un precio promedio de unos 140 $/b. Esto se tradujo en un egreso por importaciones de derivados del petróleo de 8200 M$ en 2013. En este monto disminuye entonces el ingreso neto por exportaciones de petróleo. En 1998 PDVSA importó unos 30 MBD en productos por un monto anual de 300 MMUS$, un 4% del monto actual.

Deuda: otro fenómeno de reciente desarrollo es la adquisición de deuda directa por parte de PDVSA. Según los estados contables de la empresa en 2013 la deuda directa alcanzó 43.000 MMUS$. En 1998 la deuda era prácticamente despreciable para cualquier efecto práctico. Solo el pago de intereses anuales de este *stock* de deuda alcanza unos 4100 MMUS$. Esta es deuda financiera de la empresa y no incluye la deuda del gobierno venezolano con el gobierno chino pagadera con petróleo.

Aporte neto de dólares: la importación creciente de productos y el servicio de la deuda externa de PDVSA han exacerbado en el último lustro la caída en el ingreso neto por exportaciones de petróleo, junto con las ya mencionadas de la caída de volúmenes, recomposición de destinos y cobro en efectivo. Con los supuestos hechos antes mencionados de ingreso por exportaciones, menos las importaciones de productos y el pago de intereses de deuda, el ingreso neto por exportaciones de petróleo en 2013 fue de 34.000 MMUS$. En las condiciones comerciales, técnicas y financieras de PDVSA de 1998, no habría habido merma en el ingreso de 109.500 MMUS$. La caída en el ingreso efectivo entre los dos extremos de los últimos quince años, en condiciones similares de precio, es de 75.500 MMUS$. Particularmente importante es la caída del ingreso neto en el último lustro. Comparado con 2008 con un precio similar de exportación de 100 $/b en promedio, el ingreso neto por exportaciones de petróleo ha caído en más de 50% de 69.500 MMUS$ en 2008 a 34.000 MMUS$ en 2013. Esta severa caída del ingreso neto del sector petrolero es la causa fundamental de la escasez relativa de dólares en el país.

EL AUGE

Para explicar las causas institucionales y políticas del colapso en el desempeño de PDVSA en los últimos quince años es necesario remitirnos primero a las que considero las razones del éxito de la empresa hasta 1998.

Las razones originales del éxito de PDVSA durante sus primeros 23 años se pueden resumir en tres, la forma legal que se le dio a la empresa; las condiciones de la transición de la propiedad privada transnacional a la propiedad estatal de las empresas petroleras que operaban en el país; y el contexto político de la nacionalización.

Marco legal e institucional: PDVSA fue creada en 1975 como una empresa pública de derecho privado, sujeta al código de comercio. A mi entender esta forma jurídica explica el éxito de PDVSA en sus primeros cinco lustros de existencia por las siguientes razones.

La relación con el gobierno, como expresión del Estado propietario, fue formal y a distancia a través de la Asamblea de Accionistas. La gerencia profesional de PDVSA era responsable del manejo de la corporación con mínima interferencia del Ejecutivo. Este aprobaba cuanto menos el presupuesto y los resultados operacionales de la empresa y dictaba las orientaciones estratégicas básicas ejecutadas por la corporación. La gerencia era responsable única de los resultados y del manejo de la empresa. Al estar sujeta al código de comercio, para la empresa era ilícito entrar en prácticas no comerciales que atentaran contra su patrimonio. Su carácter de empresa privada también le dio a PDVSA la posibilidad de fijar salarios y remuneraciones competitivos internacionalmente y retener y atraer a los mejores profesionales y ofrecerles una carrera de largo plazo.

La transición: la transición de la propiedad privada transnacional a la nacional estatal se dio sin ningún tipo de fisuras. Esencialmente todos los empleados de las empresas transnacionales que operaban en el país siguieron trabajando en la estatal y, con ellos, el conocimiento acumulado durante más de cinco décadas de actividad petrolera en el territorio nacional. Además, se adoptaron los sistemas y procedimientos de las mejores empresas petroleras del mundo que operaban en el país y se hicieron nacionales. Aun cuando se disminuyó la tasa de impuesto sobre la renta para darle respiro financiero a PDVSA, las reglas distributivas siguieron siendo las mismas que se impusieron a las empresas transnacionales, claras y transparentes. No discrecionales. De la misma manera, el rol regulador y fiscalizador del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, siguió siendo el mismo, así como la relación de este con PDVSA como empresa operadora. La continuidad institucional, gerencial y operacional de la industria petrolera fue la segunda base del éxito de PDVSA hasta finales de siglo.

El contexto político: la nacionalización en Venezuela se dio como consecuencia del más amplio consenso político. Partidos de todo el abanico dieron su apoyo público a la iniciativa del gobierno en 1975. Además, y muy importante, los empleados y obreros de la industria petrolera transnacional, en su casi totalidad ciudadanos venezolanos, apoyaron la nacionalización, una vez que quedó clara su continuidad profesional y que se respetarían sus condiciones laborales. Lejos de oponerse, la fuerza laboral petrolera fue la piedra angular de la construcción de la nueva industria petrolera nacional.

EL COLAPSO

Las causas de la debacle de PDVSA hay que verlas a la luz de la destrucción de los pilares que le dieron origen y del desmantelamiento de las estrategias que la hicieron crecer.

Desinstitucionalización, injerencia y destrucción: a partir de 1999 se inicia un proceso de desmantelamiento del marco original legal de PDVSA, la corporación deja de existir como empresa pública de derecho privado para pasar a ser un brazo operativo del Ejecutivo

Nacional, como se materializa en la nueva Ley de Hidrocarburos Líquidos de 2002. Hay dos primeras señales de la creciente injerencia del gobierno. Primero, el desmantelamiento de los sistemas de desarrollo de personal basados en el mérito profesional y técnico. Con el nuevo gobierno, desde muy pronto, los nombramientos gerenciales se hacen sobre la base de fidelidades político partidistas antes que por méritos profesionales. Segundo, la venta de hidrocarburos de exportación y al mercado interno en condiciones no comerciales, lo cual atentaba contra los lineamientos del código de comercio.

La gerencia profesional de PDVSA resintió enseguida estas dos medidas y se fue haciendo cada vez más áspera y difícil su relación con la directiva de la empresa, el Ministerio de Energía y Minas y el Ejecutivo en general. La continua escalada en la tensión llevó al enfrentamiento abierto a lo largo de los distintos episodios del año 2002 que desembocaron en la huelga petrolera de finales de ese año. Como consecuencia y para finalizar el enfrentamiento, el gobierno diezmó el personal de la empresa y así la privó de su principal activo, el conocimiento acumulado en sus profesionales. Al final de la huelga, a principios de 2003, de 39.700 empleados fueron despedidos casi la mitad, 18.700. De 19.400 profesionales fueron despedidos más de las dos terceras partes, 13.100. La antigüedad promedio de los empleados despedidos era de quince años y con ellos se perdieron 280.000 años de experiencia. El entrenamiento formal de estos empleados en la empresa era de 21 millones de horas. PDVSA nunca se ha recuperado de esta masiva pérdida de conocimiento, talento y experiencia. El declive del sector petrolero nacional ha sido inevitable, indetenible e irreversible. El deterioro se ha ido acelerando con el paso del tiempo, ya que la inercia mantuvo un mínimo de continuidad operacional que se ha ido erosionando.

Expropiaciones: la desinstitucionalización del sector petrolero también se reflejó en la creciente discrecionalidad en la distribución del ingreso petrolero más allá de las reglas que existieron en el pasado. Además, rápidamente, PDVSA dejó de ser una empresa propiamente petrolera para pasar a asumir un sinfín de actividades que nada tenían que ver con su esencia. PDVSA dedicaba sus recursos financieros y humanos a la realización de estas otras actividades. Además, la empresa tuvo que asumir a su costo el masivo subsidio al mercado doméstico y a los mercados de exportación no rentables. Así la primera expropiada por el nuevo gobierno fue la propia empresa petrolera estatal. Este manejo se ha traducido en el descalabro financiero de la corporación. El flujo de caja de la empresa se ha dedicado en forma discrecional a financiar tareas del gobierno. Esto se ha traducido, por falta de inversión, en el deterioro del capital físico que, aunado a la pérdida de capital humano, explica la caída irreversible de la producción y de la capacidad de refinación doméstica.

Aparte de la expropiación y desmantelamiento de la empresa estatal, el gobierno expropió las empresas privadas que operaban en el país. Por un lado fueron las empresas transnacionales socias de PDVSA en las grandes inversiones para el desarrollo de la Faja del Orinoco. Por otro, y más emblemático, fueron un sin fin de empresas privadas nacionales proveedoras de bienes y servicios a PDVSA en sus operaciones. Desde empresas de servicios a pozos, a manejo de gas o transporte de personal. Esta serie de expropiaciones terminó por diezmar lo que quedaba de conocimiento acumulado en el sector petrolero nacional.

La expropiación del ingreso de PDVSA y la violación de los derechos de propiedad privados y la expropiación de las empresas privadas, cerraron los pocos espacios que quedaban para la inversión privada en el sector petrolero nacional.

Aislamiento y confrontación: si algo caracterizó el éxito de la industria petrolera nacionalizada fue el consenso político, la transición estable y la continuidad. El manejo del sector desde 1999 se ha caracterizado por todo lo contrario. La confrontación y el unilateralismo político, la discrecionalidad institucional, la partidización de la toma de decisiones gerenciales y la opacidad en el reporte de los indicadores de desempeño operacional y financiero. El cuadro que hemos presentado, lamentable y trágico, es fiel reflejo de la realidad. Sin embargo, de la experiencia de los cuarenta años desde la nacionalización podemos aprender los elementos básicos de la reconstrucción exitosa a mediano plazo del sector petrolero nacional que desarrollaremos en un próximo artículo.

CARLOS BELLORÍN Y ANDRÉS GUEVARA - PRODAVINCI

9 PUNTOS: LA RECUPERACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA

14 de febrero de 2017

Estos autores nos invitan a leer su propuesta para la recuperación de la IPN que se ha incluido en la sección de ensayos del *blog* creado para compilar los anexos de este informe. Dicha propuesta puede resumirse en la siguiente agenda de reforma de nueve puntos:

1. Liberar a la Constitución del dogma de la nacionalización petrolera.

2. Segregar las funciones del Estado y de la empresa nacional de petróleo.

3. Crear la Agencia Venezolana de Hidrocarburos (AVEH).

4. Hacer de la participación estatal una opción en vez de una obligación.

5. Hacer una ronda de licitación cero.

6. Documentar el “esfuerzo propio” de PDVSA.

7. Hacer rondas de licitaciones transparentes y competitivas.

8. Asegurar que la captura de renta del Estado sea competitiva.

9. Desarrollar el marco legal y regulatorio para el manejo de operaciones, salud y seguridad petrolera.

Estas nueve reformas, implementadas conjuntamente, tendrían un efecto profundamente transformador de la IPN.

CINCO PROPUESTAS DE LA ASOCIACIÓN VENEZOLANA DE LOS HIDROCARBUROS (AVHI)

INTRODUCCIÓN

El entorno que enfrenta la industria venezolana de petróleo y gas natural, a la luz de la más reciente caída en los precios del petróleo, las significativas transformaciones en la industria energética internacional y los desbalances en la economía nacional, hacen urgente e indispensable la adopción de medidas que garanticen la viabilidad económica, financiera y operativa de las planes de negocio y de inversión de PDVSA, Empresas Mixtas (EMs) y licencias de gas natural.

Las propuestas presentadas en el presente documento por la Asociación Venezolana de los Hidrocarburos (AVHI) están dirigidas a ser estudiadas por el Consejo Nacional de Economía Productiva.

CINCO PROPUESTAS ESPECÍFICAS

1. Régimen cambiario:

Para corregir el incremento en los costos de producción causado por el esquema cambiario y la aguda inflación local, el Ejecutivo Nacional debería apuntar a restaurar progresivamente los equilibrios macroeconómicos que permitan migrar a un esquema en el que toda la industria de petróleo y gas natural, y la economía en su conjunto, puedan utilizar una tasa de cambio única y competitiva.

En el muy corto plazo, se sugiere determinar la tasa de cambio oficial a ser usada por la industria de petróleo y gas para todas sus transacciones y fines contables, en base al principio económico de Paridad del Poder Adquisitivo (PPA) del bolívar. En paralelo, se propone consolidar y ampliar las ventajas del Sistema Marginal de Divisas (SIMADI) para toda la industria petrolera, manteniendo ambas tasas en niveles competitivos en el tiempo. Esto implica:

a. Permitir que PDVSA y todas las EMs accedan como oferentes al SIMADI (o cualquier esquema cambiario competitivo que lo reemplace), para poder cubrir todos sus compromisos a ser pagados en bolívares (costos operativos, desembolsos de capital, impuestos y contribuciones, etc.).

b. Fortalecer el marco legal aplicable a las operaciones cambiarias de la industria del petróleo y gas para brindar seguridad jurídica a la participación de PDVSA y las EMs en el SIMADI, y establecer las mejores normas, procedimientos y prácticas legales y contables para el funcionamiento de este esquema, con el fin de, entre otros beneficios,

evitar la creación de obligaciones tributarias sobre ganancias cambiarias que resultarían de convertir divisas autogeneradas en bolívares.

c. Asegurar que las tasas de cambio oficial (PPA) y SIMADI se ajusten en el tiempo de acuerdo con los diferenciales de inflación entre Venezuela y el exterior.

2. Régimen fiscal competitivo:

En el actual escenario de bajos precios petroleros, y con el objetivo de asegurar la viabilidad de los planes de negocio de PDVSA, las EMs y empresas licenciatarias de gas natural, se propone aplicar incentivos fiscales, tributarios y otros estímulos económicos que sean necesarios, los cuales ya están establecidos en el marco legal existente, tales como: reducción de las tasas de regalía e impuesto de extracción a 20%, exención del pago de ventaja especial (impuesto sombra), permitir el traslado de pérdidas contables a 10 años, la depreciación acelerada en todos los planes de inversión, la excepción al pago de Impuesto al Valor Agregado (IVA) hasta el inicio de la producción comercial, la excepción al pago de aranceles para la importación de bienes de capital, y cualquier otra condición favorable, beneficio o incentivo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Decreto-Ley de Inversiones Extranjeras. Adicionalmente, mejorar el mecanismo para exceptuar del pago de la Contribución Especial a los ingresos adicionales generados a partir de inversiones para incrementar la producción tomando en cuenta una línea base a ser determinada para cada campo.

3. Licencias de gas natural:

Para las empresas dedicadas a la explotación de gas natural no asociado que venden su producción a PDVSA (cuyo precio es definido en USD pero cancelado en bolívares a la tasa de cambio oficial), se sugiere adoptar de forma inmediata un esquema de pagos mixto USD/bolívares, el cual permitiría que el componente local de los costos de producción calculados usando la tasa SIMADI (o cualquier otro esquema competitivo que lo reemplace) sean cubiertos por los ingresos obtenidos en bolívares y el remanente en divisas.

Este esquema de pagos mixto estaría definido para asegurar la recuperación de las inversiones, la viabilidad económica y la rentabilidad de las empresas de gas, tomando en cuenta las inversiones ya realizadas en el pasado para aumentar la producción.

4. Gerencia de las Empresas Mixtas:

Poner en ejecución, con sentido de urgencia, las recomendaciones realizadas conjuntamente en el esquema de diálogo institucionalizado entre el Ministerio del PP de Petróleo y Minería (MPPPM), PDVSA y la AVHI:

a. Fortalecer el cumplimiento de normas y procedimientos de Seguridad Industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional (SIAHO), en particular para garantizar la seguridad física del personal e instalaciones y crear un entorno seguro para los trabajadores que permita mantener el talento humano capacitado en las EMs.

b. Consolidar la cogobernabilidad de las EMs (PDVSA + Socios B) conforme a los contratos y estatutos existentes, en particular con respecto a la comercialización, compra de diluentes y distribución de dividendos.

c. Concluir la delegación de autoridad a las EMs sobre las actividades de procura y contratación de bienes y servicios, aprovechando las mejores prácticas desarrolladas por los Socios B. En términos prácticos, exceptuar a las EMs de los procedimientos de contratación pública y revisar los límites de la delegación de autoridad a las Juntas Directivas de las EMs.

d. A muy corto plazo, constituir a nivel de cada EM, un equipo de trabajo conjunto PDVSA-Socio B para estudiar, recomendar y ejecutar un plan de optimización y reducción de costos de producción, basado en las experiencias positivas y mejores prácticas que los Socios B colocan a disposición de la EM, y que se enfocaría únicamente en acciones prioritarias que apunten a sostener o incrementar la producción, manteniendo la sustentabilidad de las operaciones.

5. Próximos pasos: fortalecer el Diálogo Institucional MPPPM-PDVSA-AVHI:

Para contribuir a la puesta en marcha de las propuestas presentadas, se recomienda fortalecer el esquema de diálogo institucionalizado MPPPM-PDVSA-AVHI ya existente, basado en agendas, minutas, grupos de trabajo conjuntos y mecanismos de seguimiento efectivos. Adicionalmente, todas las recomendaciones surgidas en dicho diálogo institucionalizado deben ser puestas en marcha y monitoreadas.

Conclusión

Las propuestas presentadas en este documento apuntan a incrementar la eficiencia y productividad de PDVSA, las EMs y las licencias de gas natural, optimizando los costos de producción, manteniendo o incrementando la producción y garantizando la viabilidad de los planes de inversión.

Estas propuestas son consistentes con el marco legal venezolano y permitirían a todos los socios superar los retos de la industria energética global para el beneficio de la economía nacional y del pueblo de Venezuela.

Caracas, 25 de enero de 2016

Comunicados

COMUNICADO COENER
A UN AÑO DEL INCENDIO OCURRIDO EN LA REFINERÍA DE AMUAY
EL 25/08/2012

Transcurrido más de un año del trágico accidente ocurrido en la Refinería de Amuay, en el que según fuente oficial perdieron la vida 42 personas, 150 resultaron heridas y 5 aún permanecen desaparecidas, el Centro de Orientación en Energía (Coener), ratifica sus sentidas condolencias y solidaridad a los familiares de todos los fallecidos y heridos, así como también a aquellas personas cuyos bienes se vieron afectados por este desastre.

Coener y otras instituciones sugerimos en aquel momento que la gravedad del acontecimiento imponía que el Gobierno Nacional designara de inmediato un Comité de Investigación independiente constituido por expertos nacionales e internacionales, en el cual el personal de la refinería participaría solo para prestar el soporte requerido en la recopilación de la información pertinente; el referido Comité debería en un plazo perentorio determinar las causas de esta lamentable tragedia, establecer las responsabilidades del caso y emitir sus recomendaciones para evitar la ocurrencia de otra fatalidad similar, acción que no se ejecutó en el momento preciso.

No obstante, el Ministerio de Petróleo y Minería informó a la prensa nacional, en su edición del 31 de agosto de 2012**,** que el Ministerio Público tiene autonomía funcional y descalificó a quienes habían sugerido la participación de personas ajenas al Estado en las experticias del accidente. En una entrevista a BBC Mundo este ministerio informó que se "**Abrirían tres investigaciones por explosión en la Refinería de Amuay":** la primera estaría a cargo de un comité de especialistas de PDVSA, en cumplimiento con la normativa interna de la empresa, otra bajo la responsabilidad del Servicio de Inteligencia Nacional (Sebin) y una tercera por parte de la Fiscalía General de la República.

Ante la falta de resultados de las investigaciones anunciadas y la recurrente siniestralidad posterior, desde principios del mes de marzo del presente año, el Comité de Manufactura de Coener, organización civil sin fines de lucro, se abocó a integrar un equipo de expertos para investigar el accidente. El resultado se presentó a la opinión pública al cumplirse el

primer aniversario de la tragedia. Este documento se publicó el 25 de agosto de 2013 en el *blog* de Coener http://coener2010.blogspot.com/. En este informe se presentó el análisis del accidente; sus causas potenciales; su impacto de tipo material, económico y ambiental para la corporación PDVSA y el país; las conclusiones que se derivan de la investigación, y un conjunto de recomendaciones orientadas a evitar la recurrencia de accidentes similares en la Industria Petrolera Nacional.

El pasado lunes 9 de septiembre de 2013, más de 12 meses después de lo ocurrido, PDVSA realizó una presentación sobre el accidente de la Refinería de Amuay, en la que se concluye que el mismo fue ocasionado por una acción de "sabotaje", afirmando que "se encontraron aflojados siete de ocho espárragos de la base de la bomba de olefinas P-2601 del Bloque 23", situación que atribuyeron a una "acción intencional de terceros interesados en provocar una catástrofe".

Esta presentación muestra una secuencia de eventos y daños, análogos a los indicados en los análisis e informes independientes previamente publicados, como es el caso del informe elaborado por Coener. Sin embargo, resaltan algunas cuestiones que generan preguntas no respondidas en la exposición:

No se expone ***ni una sola recomendación de las acciones a tomar para evitar recurrencia de este tipo de tragedias***, como debió ser el objetivo del análisis, ni se presenta ninguna evidencia de cómo se produjo el supuesto "sabotaje" ni de quiénes, cómo y cuándo lo efectuaron.

En las instalaciones de la Refinería de Amuay del Centro de Refinación de Paraguaná se cuenta con sistemas de monitoreo por cámaras de video que permitieron registrar la explosión y posterior incendio registrado en la madrugada del sábado 25 de agosto de 2013. Adicionalmente, el Bloque 23 es una instalación supuestamente custodiada de forma permanente por la organización de Prevención y Control de Pérdidas (PCP) y la Guardia Nacional.

¿Por qué no se muestran imágenes ni videos de las cámaras de seguridad que demuestren la intervención mal intencionada de terceros en este evento?

Se argumenta la afectación de un conjunto de pernos de unión de los cuerpos de la bomba de olefinas P-2601, los cuales supuestamente fueron desenroscados para provocar una fuga masiva de gas y la falla catastrófica del equipo. Siendo este un elemento sometido a alta presión que maneja un fluido inflamable, una acción de esa naturaleza únicamente podría ser llevada a cabo por personas sin conocimiento alguno de los riesgos que estarían corriendo de haber intentado realizarla.

¿Cómo podrían acceder a este lugar y realizar esta acción sin ser detectados?

El desenroscado de estos pernos hubiese causado una falla inmediata del equipo al momento de comenzar a operar.

¿Cómo pudo mantenerse operando sin presentar fallas ni escapes?

El historial de fallas y de mantenimiento de este equipo indica que desde junio de 2012 continuó presentando altos niveles de vibración y su siguiente mantenimiento programado fue diferido por haberse mantenido en operación.

¿Pudo la falla haberse causado por falta de mantenimiento?

En general, las causas más probables de la tragedia se confirman, tal como se ha planteado en los informes independientes previamente publicados, en la ignición de una fuga incontrolable de gas de olefinas, proveniente de uno de los equipos de bombeo del Bloque 23, que fue detectada, como mínimo, con 70 minutos de antelación a la explosión. La línea de tiempo que se detalla en el informe de PDVSA no incluye las horas y días previos al evento y denota que, una vez detectada la fuga de gas de olefinas, hubo lapsos de inacción que pudieron haberse evitado.

¿Hubo suficiente tiempo, durante estos lapsos, para salvar la mayor parte de las vidas y bienes que se perdieron?

De acuerdo con diversos y documentados testimonios, se detectó la presencia de gas en el ambiente, en zonas residenciales e industriales cercanas, horas antes de la explosión, a niveles de concentración que incluso obligaron a desalojar al personal de la empresa PURAMIN en horas del mediodía del viernes 24 de agosto de 2012.

¿Por qué no se tomaron las medidas necesarias para realizar el desalojo previsto en estos casos?

No explica por qué no se activaron alarmas de emergencia, el Centro de Control de Emergencias ni el de Operaciones de emergencia y avisos de evacuación ante la presencia a niveles peligrosos de gas en el ambiente.

¿Por qué no se activaron las alarmas de emergencia ni se evacuó a las comunidades de las zonas adyacentes?

Se utiliza como portada de la presentación una fotografía que muestra una práctica no recomendada violatoria de estándares internacionales, como lo es la lucha contra incendio desde el área de contención del tanque TK-204 con efectivos de bomberos sumergidos hasta la rodilla en una laguna de espuma.

¿Por qué se utiliza esta fotografía como portada de la presentación?

Los integrantes del equipo de investigación que se muestran en este informe incluyen una larga lista de personal de PDVSA-CRP.

¿Resta esto objetividad y transparencia a la investigación?

A fin de llegar a la verdadera causa-raíz, Coener insiste en la necesidad de la conformación de un equipo independiente de investigación integrado mayormente por personal de ingeniería altamente calificado, especialistas en riesgos y operadores de instalaciones similares, provenientes de universidades reconocidas, del Colegio de Ingenieros de Venezuela, de empresas de seguros y de empresas internacionales especializadas en refinación y gas.

Por su lado, Coener someterá oportunamente a consideración de la nación y su dirigencia el análisis de la presentación realizada por PDVSA sobre este accidente, y la consiguiente propuesta de naturaleza institucional orientada a la recuperación de la capacidad de creación de valor tanto de la Refinería de Amuay en específico como del Sistema de Refinación Nacional.

Este lamentable accidente, ocurrido en la Refinería de Amuay el 25 de agosto de 2012, definitivamente no fue un hecho fortuito. La tendencia creciente de paradas no programadas, la extensión de paradas programadas en las refinerías y el recurrente aumento de la accidentalidad en todas las instalaciones industriales de PDVSA, son consecuencia directa de la decisión de haber despedido en el año 2003 más de 20.000 trabajadores, lo que desprofesionalizó sus cuadros gerenciales y técnicos, y de convertir posteriormente a PDVSA en un brazo ejecutor de múltiples actividades ajenas al negocio petrolero. Para superar la crisis se requiere retomar el modelo de una empresa eficiente, productiva y orientada a la mejora continua de su gestión, concentrada en el negocio de los hidrocarburos, que fue la razón de ser y caracterizó a Petróleos de Venezuela S.A. en sus primeros veinticinco años.

Finalmente, sugerimos a la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional y a la Fiscalía General de la República acometer las acciones inherentes a sus funciones de contraloría y ejercer las acciones necesarias para que se responda, tal como lo establece la ley y sus normas internas, por el grave accidente ocurrido en la Refinería de Amuay.

Caracas, 15 de septiembre de 2013

VENEZUELA PERDIÓ SU SEGURIDAD ENERGÉTICA

Después de haber alcanzado Venezuela un nivel apropiado de seguridad energética, esta se ha debilitado preocupantemente durante los últimos años. Esta fue la conclusión más importante a que se llegó en el Foro Seguridad Energética de Venezuela, patrocinado por el Grupo Orinoco, de Energía y Ambiente, y el Centro de Orientación en Energía (Coener), celebrado en Caracas el pasado 11 de diciembre 2014.

Se entiende por seguridad energética la capacidad para satisfacer la demanda de energía de un país en cantidad, calidad y oportunidad. Esta seguridad está afectada en el país actualmente por un conjunto de factores que fue objeto central de las deliberaciones del foro. Esos factores son:

- Producción de petróleo y gas natural en continua disminución.
- Reducción de ingresos por disminución de las exportaciones de petróleo y sus derivados y debilitamiento de sus precios.
- Merma considerable de la producción de refinados por baja confiabilidad operacional del sistema de refinación.
- Incremento del consumo interno de combustibles de elevado valor de exportación, por alto subsidio, baja eficiencia y contrabando.
- Incremento de la importación de combustibles (gasolina y *diesel*).
- Sistema eléctrico nacional no satisface la demanda y está en alto riesgo, por descuido de las instalaciones existentes y el retraso de los nuevos proyectos hidro y termoeléctricos.

En este mismo contexto existe una serie de hechos que fue destacada y mereció detenido análisis:

- Por su característica intrínseca de “necesaria”, la energía se ha convertido en un factor geopolítico y geoeconómico básico en las relaciones entre países, con sus logros y conflictos derivados.

- En la medida en que Venezuela logre su seguridad energética avanzará en su desarrollo.

- Venezuela posee un potencial de fuentes renovables de energía: solar, eólica, hidráulica y biomasa, que equivale a 35 veces el consumo eléctrico actual, que puede apoyar al uso de los combustibles fósiles.

- La inseguridad energética por la cual atraviesa el país es producto de la crisis de planes realizables, gerencia y de recursos humanos capacitados en la que se encuentran las empresas estatales energéticas, PDVSA y CORPOELEC, que a su vez se deriva de la adopción de políticas públicas equivocadas para el sector.

El Foro concluyó formulando las siguientes recomendaciones:

- Se requiere que PDVSA y CORPOELEC retomen el modelo de empresas eficientes, productivas y orientadas a la mejora continua de su gestión para crear cada vez más valor a sus accionistas (los ciudadanos venezolanos) garantizando la seguridad energética nacional.

- Fortalecer los procesos de apertura y participación privada para impulsar el aumento de producción de hidrocarburos y la disponibilidad de electricidad.

- Adoptar políticas y estrategias de gestión energética que incentiven la eficiencia energética y aceleren el desarrollo de las fuentes gasíferas, impulsen el desarrollo de la hidroelectricidad atendiendo la conservación de las cuencas hidrográficas con potencial hidroeléctrico y otras fuentes de energías renovables.

- Crear un Consejo Nacional de la Energía, autónomo e independiente del gobierno de turno, de manera de lograr el necesario entendimiento entre los formuladores de políticas públicas, los ejecutivos de las empresas energéticas y los otros sectores relacionados con el sector para definir objetivos claros que conlleven al diseño de una matriz energética diversificada e integral que busque el equilibrio del Trilema de la Energía (Sustentabilidad Ambiental, Seguridad y Equidad Energética) y estimule el desarrollo de la conciencia energética de los usuarios.

Coordinación del Grupo Orinoco de Energía y Ambiente
y Junta Directiva del Centro de Orientación en Energía (Coener)

Caracas, 9 de enero de 2015

COMUNICADO COENER SOBRE IMPORTANCIA DE CITGO PARA PDVSA Y VENEZUELA

El Centro de Orientación en Energía (Coener), asociación civil cuyo propósito fundamental es incidir en las políticas públicas en el área de energía, hace del conocimiento de los venezolanos su posición sobre la potencial venta de CITGO Petroleum Corporation, subsidiaria de PDVSA, la cual ha sido objeto de múltiples anuncios nacionales e internacionales.

Antecedentes de la internacionalización en refinación

Dado que el futuro de la industria petrolera venezolana se visualizaba crecientemente dependiente de sus inmensas reservas y de su producción de crudos pesados, de difícil colocación en los mercados por su relativa baja calidad y por la limitada capacidad de refinación disponible, PDVSA decide, a mediados de la década de los 80, adoptar estrategias de integración vertical de la industria como la opción más idónea, por sus menores inversiones, menores riesgos comerciales y más rápida implementación. Es así como se inicia la compra de activos de refinación y mercadeo en el exterior para llevar nuestras reservas de crudos pesados como productos cada vez más cerca de los consumidores finales, y se desarrolla la Orimulsión (emulsiones de crudo pesado en agua) para competir con el carbón como combustible en el sector eléctrico.

La PDVSA de entonces procedió a adquirir progresivamente instalaciones de refinación y mercadeo en el Caribe, EE.UU. y Europa, las cuales para diciembre de 2002 sumaban una capacidad de unos 2,0 millones de barriles diarios a nivel internacional, muy por encima de la capacidad local de 1,3 millones de barriles diarios. Dicha capacidad internacional ha sido desmantelada progresivamente por la nueva PDVSA, substituyéndola parcialmente por exportaciones a Asia y por volúmenes significativamente menores de capacidad de refinación en naciones con gobiernos “amigos” como Cuba y otros países caribeños, a un elevado costo, y únicamente por razones geopolíticas, afectando significativamente la posición estratégica de PDVSA a mediano y largo plazo.

A la presente fecha, el activo internacional más importante que aún le queda a PDVSA es CITGO, empresa que posee en EE.UU. tres refinerías altamente sofisticadas con una capacidad combinada de 750.000 barriles diarios de procesamiento de crudos, y sus

instalaciones conexas de almacenaje, transporte, distribución y mercadeo de productos de alta calidad. Esta empresa, junto con el arrendamiento a largo plazo de la Refinería Isla en Curazao, con 335.000 barriles diarios de capacidad, conforman hoy 83,5% de la capacidad de refinación y mercado internacional de la PDVSA actual.

¿Es rentable CITGO hoy en día?

De acuerdo con el informe del comisario de PDVSA, correspondiente a 2013, desde 1998 hasta el pasado año CITGO ha generado un total de 8900 millones de dólares (MMUS$) de ganancia (un promedio de 556 MMUS$ por año) y pagado un total de 9300 MMUS$ a PDVSA como dividendos. Con un capital empleado promedio anual de 1572 MMUS$, estas cifras reflejan un retorno promedio respecto al capital sobre 35% anual, lo cual demuestra la alta rentabilidad de CITGO.

Sin embargo, voceros del gobierno cuestionan la naturaleza de estas ganancias, argumentando que "*en la actualidad se está subsidiando al consumidor de gasolina de Estados Unidos al mantener los precios de venta del combustible por debajo del costo de la producción*", pues -según dicen- provendrían de "descuentos en el precio del crudo", por lo que es necesario ir más allá en el análisis de las cifras a fin de desglosar su origen.

Así, debe destacarse que las ganancias de CITGO provienen de:

1. El margen de refinación (valor de los productos a puerta de salida de la refinería menos lo pagado por el crudo e insumos, los costos de refinación y manejo incurridos). Aquí debe considerarse que menos de 50% del crudo procesado proviene de Venezuela, por lo que menos de 50% del crudo refinado sería objeto de esos supuestos "descuentos", siendo el resto del mismo comprado a precios del mercado internacional.

2. El margen de comercialización y mercadeo de los productos manufacturados o comprados por CITGO, desde la puerta de la refinería hasta los mayoristas y/o estaciones de servicio. A título de referencia cabe mencionar que, para 2002, este último segmento representaba 40% de las ganancias totales de la empresa.

Por otro lado, es necesario señalar los siguientes aspectos fundamentales:

- La fórmula de precio estipulada en los convenios de suministro de crudo con CITGO (menos de 50% del crudo que procesa), en realidad no es más que un precio de transferencia interfilial, que se basa en una fórmula atada a precios de productos menos costos de refinación estimados y menos un estipendio que garantiza un margen de refinación positivo para CITGO (estos costos y estipendio son fijos y se ajustan semestralmente dependiendo de algunos indicadores económicos de EE.UU.). Esta fórmula de precio fluctúa con los precios de los productos y, en consecuencia, puede resultar en primas o descuentos vs. el mercado de crudos dependiendo de los márgenes

reales de refinación, lo que en el largo plazo garantiza un promedio de precio de mercado del crudo suministrado.

- Este margen garantizado para CITGO le asegura capacidad de pago ante los acreedores internacionales por los préstamos adquiridos para PDVSA.

- El valor real de crudo venezolano entregado y procesado en CITGO es el que resulta de la fórmula de precio anterior más la ganancia correspondiente, luego de la venta final de los productos menos los costos de manufactura, distribución y mercadeo.

A las cifras anteriores deben agregarse otros beneficios como son:
a) El impacto positivo en el precio del resto del volumen de crudos pesados exportados al tener ya colocados cerca de 350.000 b/d en CITGO.
b) La significativa revalorización patrimonial.
c) La utilización de CITGO como palanca para PDVSA obtener préstamos a las más bajas tasas de interés prevalecientes hoy en los mercados internacionales.
d) La valiosa fuente de intercambio tecnológico en refinación que representa CITGO.
e) La posibilidad de utilizar a CITGO como palanca para exportar bienes y servicios venezolanos, iniciativa incipiente en 2001 y hoy abortada.

CITGO es un activo estratégico rentable que el país valorará cada vez más

Hay que ponderar si la eventual venta de CITGO, por razones ideológicas y/o para obtener inmediatamente algunos miles de millones de dólares que pudiesen paliar la grave escasez actual de divisas, sería un negocio atractivo para PDVSA y la nación o si sería más conveniente mantenerse en el negocio de disponer de crudos pesados venezolanos, con flexibilidad para decidir la dieta de crudo óptima a procesar, a través de la manufactura y comercialización de productos en EE.UU. Lo primero involucraría pasar a depender exclusivamente de los mercados asiáticos para la colocación de nuestra producción incremental de crudos pesados y el abandono voluntario de un mercado rentable como la costa del golfo de EE.UU., lo que lo haría irrecuperable ante la creciente competencia de los crudos locales, canadienses y mexicanos, en la región.

Asimismo, el elevado costo de adquirir otros activos equivalentes, como por ejemplo participar en 40% de la capacidad de la Refinería de Pernambuco con Petrobras, cuyo costo final, para solamente 200.000 barriles por día de capacidad, asciende a 20.000 millones de dólares (intención descartada por PDVSA) , o las inversiones del mismo orden de magnitud en nuevos mejoradores en la Faja del Orinoco, hacen los activos de refinación y mercadeo de CITGO irremplazables.

Para cualquier conocedor del negocio petrolero es evidente que cuando PDVSA emprendió su estrategia de internacionalización en refinación no compró refinerías.

Compró un mercado cautivo, integrado desde la refinación hasta la estación de gasolina. En el corto y mediano plazo, Estados Unidos, Canadá y México necesitarán capacidad adicional de refinación para su producción creciente de crudos y los problemas ambientales dificultan, demoran y aumentan los costos de nuevas construcciones. Cuando esto suceda CITGO valdrá mucho más que hoy. Paralelamente, el mercado de crudos pesados en la costa del golfo de EE.UU. seguirá siendo un mercado atractivo para Venezuela, cuyo valor estratégico crece con el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Por lo expuesto, Coener considera que **una estructura como CITGO es un activo estratégico altamente rentable que el país valorará cada vez más en el futuro** dado que sirve para múltiples funciones:

- Refinar nuestro crudo pesado.
- Procesar el de otros productores. Intercambiar crudos y productos con otras empresas.
- Constituye un conjunto de activos irremplazables con un alto costo de sustitución.
- Integra PDVSA al negocio de refinación y mercadeo americano que ha demostrado ser altamente rentable en los últimos 16 años.

Por último, una de las consideraciones que en estos momentos debe hacerse todo ciudadano es la siguiente:

Si CITGO tiene un significativo valor de mercado, que tal como lo ha reiterado tanto el Ministerio de Petróleo y Minería como PDVSA -se encuentra entre 10.000 y 15.000 millones de dólares-, entonces CITGO representaría una porción importante del valor total de Petróleos de Venezuela y se ratificaría toda la argumentación antes expuesta. Queda entonces al Gobierno y a PDVSA demostrar a sus accionistas que es más atractiva la venta de crudo a descuento en mercados alternos (como el asiático) vs. su venta como productos al consumidor final en el mercado americano, y que la venta de activos equivalentes al parque industrial de CITGO será invertida en un negocio que agregará más valor a los accionistas de PDVSA (todos los ciudadanos venezolanos).

Por lo antes expuesto, invitamos a todos los venezolanos a defender la propiedad de CITGO Petroleum Corporation, subsidiaria de PDVSA, como activo estratégico rentable que es para el país y que se valorará cada vez más en el futuro.

Por el Consejo Directivo de Coener

Ing. Diego González / presidente

Caracas, 16 de septiembre de 2014

COMUNICADO COENER SOBRE LA COMPRA DE CRUDO ARGELINO

El Centro de Orientación en Energía (Coener), asociación civil cuyo propósito fundamental es incidir en las políticas públicas en el área de energía, hace del conocimiento de los venezolanos su posición sobre la compra de crudo argelino por parte de PDVSA, la cual ha sido objeto de múltiples anuncios nacionales e internacionales.

Antecedentes

La agencia Reuters el 27 de agosto 2014 publicó un trabajo de la periodista venezolana Marianna Párraga,[1] donde informaba que la estatal PDVSA está considerando importar petróleo por primera vez en su historia, con el propósito de mezclarlo con crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) para producir un crudo más comercial.

Las mezclas de crudos livianos y extrapesados se han hecho tradicionalmente para obtener un crudo más manejable y procesable en algunas refinerías del mundo. Para ello, PDVSA siempre utilizó parte de los crudos livianos propios y comercializó mezclas de crudos de 16 y 17 °API, en momentos en que la situación del mercado favorecía esa operación. Desde este punto de vista, la operación de importar crudo para mezclarlo con crudo extrapesado producido en la FPO luce como una operación comercial y financiera que se justifica si se genera una ganancia aunque sea pequeña. Sin embargo, la noticia de la señora Párraga es relevante porque resulta asombroso y altamente cuestionable que PDVSA deba importar crudos livianos para este o cualquier otro propósito, debido a que revela una situación crítica en la estatal, que exige correctivos inmediatos en su gestión técnico-gerencial.

[1] http://lta.reuters.com/article/businessNews/idLTAKBN0GR1V720140827?sp=true

¿Por qué se llegó a esta situación?

En Venezuela, no obstante contarse con 10.390 millones de barriles (MB) en reservas probadas totales de crudos livianos, solo se han desarrollado 1891 MB. Por otra parte, la gestión de PDVSA en manos de la Revolución Bolivariana ha registrado una caída de 1,4 MBD en la producción de crudos condensados, livianos y medianos en todo el país, pasando la producción en la región occidental de 1,3 MBD a unos 0,6 MBD actualmente, y en la región oriental de 1,5 MBD hasta menos de 0,8 MBD. Esto evidencia el deterioro de las capacidades técnico-gerenciales de la empresa para manejar los recursos que le han sido asignados.

Además de la reducida producción propia de crudos livianos y medianos, un factor que agrava la necesidad de PDVSA de importar crudos es la obligación asumida por el gobierno nacional de entregar a Cuba 120.000 BD de crudos livianos. Igual consideración merecen los volúmenes que se entregan a través de Petrocaribe.

Por otra parte, las empresas mixtas productoras de crudos livianos no pueden aumentar su producción por los impedimentos, obstáculos y trabas que les impone PDVSA.

Por último, las refinerías nacionales, que podrían generar diluentes utilizables en mezclas del crudo extrapesado, se encuentran en un estado deplorable de operatividad, y están impedidas para operar por encima de 75% de su capacidad de procesamiento.

Es importante destacar que debido a los grandes volúmenes de reservas de crudo extrapesado y bitumen de la FPO, antes de 1998, se establecieron tres estrategias para asegurar la salida o disposición de esas corrientes de difícil comercialización: la mezcla o dilución con crudos livianos (ya analizada anteriormente), la transformación química en las plantas de mejoramiento, y la Orimulsión. Consistiendo esta última en mezclar el bitumen con agua y un aditivo químico para facilitar el transporte hasta las plantas generadoras de electricidad, donde sería quemado, compitiendo favorablemente con el carbón mineral.

Con respecto a las plantas de mejoramiento, todo indica que los mejoradores, por falta de mantenimiento adecuado y operación deficiente, no están funcionando a los niveles de proceso y manufactura de crudo sintético de la calidad prevista en diseño. Están operando a menos de 80% de su capacidad y están generando un elevado nivel de contaminación por coque y azufre que deteriora el ambiente y perjudica a poblaciones aledañas a Jose, estado Anzoátegui.

Con relación al negocio de producción y venta de Orimulsión, el MPP para el Petróleo (en sus versiones anteriores) decidió en el 2006 eliminarlo, a pesar de estar dirigido al sector eléctrico donde competía favorablemente con el carbón. Lo más importante era que el

crudo destinado a este propósito no consumía diluentes ni requería procesamiento adicional. El argumento fundamental presentado fue que su disposición por la vía de mezclas resultaba más rentable que la opción de Orimulsión. Argumento injustificado, dado que el nivel de reservas probadas de la FPO permitía, sin ningún inconveniente, la realización de las tres estrategias mencionadas anteriormente.

¿Qué debe hacerse para recuperar a PDVSA?

En Coener hemos estado reflexionando sobre esta y otras interrogantes. La conclusión que se repite con más frecuencia y contundencia es que la "PDVSA actual" se ha alejado de las buenas prácticas gerenciales y operacionales, las cuales hoy por hoy están, a nivel internacional, centradas en conceptos de confiabilidad. Este modelo operacional se basa en la atención dedicada a tres elementos fundamentales como son: la gente (captar a los mejores y capacitarlos en función de los objetivos), la tecnología (dotar a la gente con las mejores herramientas técnicas y gerenciales) y los procesos de trabajo (operar ajustados a sistemas de mejoramiento continuo). Por supuesto, esto supone un manejo de la empresa sin limitaciones de carácter político y menos aún ideológicos.

Como Coener ha manifestado en repetidas ocasiones, esta situación y tendencia creciente de deterioro del nivel de eficiencia de la producción y de la calidad de crudos y productos, así como el recurrente aumento de la accidentalidad, son consecuencia directa de la decisión de haber despedido en el año 2003 a más de 20 mil trabajadores, lo cual debilitó sus cuadros gerenciales y técnicos y la irracional decisión de convertir posteriormente a PDVSA en un brazo ejecutor de múltiples actividades ajenas al negocio petrolero.

Para superar la crisis que afecta al sector petrolero, cuyo negativo desempeño se ve enmascarado por el alto nivel de precios que se ha experimentado en los últimos años, se requiere retomar el modelo de una empresa eficiente y orientada al mejoramiento continuo de su gestión, centrada en el negocio de los hidrocarburos y con el equilibrio económico necesario para lograr su desarrollo y la creación de valor a sus accionistas (los ciudadanos venezolanos), que fue la razón de ser y caracterizó a Petróleos de Venezuela S.A. en sus primeros veinticinco años de existencia.

En Caracas a los 05 días del mes de septiembre de 2014

Ing. Diego J. González Cruz

Presidente

Centro de Orientación en Energía - COENER

Presentaciones y Otros Documentos

Se deposita finalmente un listado de diversos documentos relacionados con el negocio petrolero y particularmente con la IPN y las vías para su recuperación. Dicha bibliografía puede consultarse en el *blog* https://recuperacionipn.wordpress.com que fue creado especialmente para este Informe Técnico:

1. Memorias Foro GO-IESA ¿Tiene futuro Venezuela como país petrolero?, noviembre 2016.
2. Foro CONINDUSTRIA Comentarios Recuperación IPN, julio 2017.
3. Plan Consenso País - Propuestas de Consensos de Políticas Públicas, agosto 2003, “PDVSA Empresa de Excelencia - Con su petróleo en plena forma”, págs. 40-53.
4. Petróleo para el Progreso – HCR, agosto 2012.
5. Lineamientos del Programa de Gobierno de Unidad Nacional, enero 2012.
6. Propuesta de GdelP sobre Industria de los Hidrocarburos, julio 2003.
7. Propuesta de GdelP para recuperar PDVSA, 2008.
8. Presentación GdelP - PDVSA pasado, presente y futuro, abril 2012.
9. Breve presentación - Cómo rehabilitar a PDVSA 2013+, julio 2012.
10. Libro Interacadémico 2013 - ANIH, 11/11/2013.
11. Propuesta Coener sobre La Industria Petrolera Nacional, diciembre 2015.
12. Diagnóstico y planes corto-mediano y largo plazo de IVH, Horacio Medina, agosto 2016.
13. Qué le depara el futuro a la IPN - Foro Asamblea Nacional, marzo 2017
14. Cedice Libertad - Propuestas para relanzar La IPN, Diego González, octubre 2017.
15. Luis Urdaneta - Recuperación IPN - ponencia original SVIP, julio 2017.
16. Luis Pacheco - bi-brief-020518-ces-oilmyths
17. Crónica de una destrucción, Allan Brewer Carías, 2018.
18. INFORME DEL COMISARIO - Informe Gestión PDVSA 2013
19. Análisis de la Ley Petroquímica - Parte I - Reinaldo Gabaldón.
20. Análisis de la Ley Petroquímica - Parte 2 - Reinaldo Gabaldón.
21. Barriles de Papel No. 163 - PDVSA 18 años después, Diego González, enero 2018.
22. El Furrial - El espectacular declive de un gigante petrolero, Carlos Bellorín, agosto 2016.
23. El gran potencial del gas natural y el condensado en Venezuela, Andrés M. Guevara.
24. Que pasa con la IPN, presentación PPB de GdelP a CEANIH, enero 2018.

25. Venezuela Petróleo y Ambiente, Juan Carlos Sánchez, octubre 2014.
26. Asociaciones Estratégicas de la FPO - Resumen Histórico, enero 2001.
27. Un desarrollo sustentable para la Faja Petrolífera del Orinoco, Juan Carlos Sánchez, octubre 2013.
28. Cultura de la Industria Petrolera, Diego González, junio 2018.
29. Orientación estratégica de PDVSA, septiembre 2002.
30. Meritocracia PDVSA, marzo 2002.
31. Mi aporte para limpiar la corrupción en PDVSA, Gustavo Coronel, enero 2017.
32. Marco conceptual Plan de Negocios PDVSA 2000-2009.
33. PDVSA Planes y resultados 2006-2013, agosto 2014.
34. Quién heredará a PDVSA, Alberto Quirós Corradi, junio 2014.
35. Una opinión sobre la Industria Petroquímica Nacional, Lombardo Paredes.
36. Reflexiones sobre Industrialización de Corrientes de Refinación, Edgar Telles, 2012.
37. Asociaciones Estratégicas de la FPO - Resumen histórico, enero 2001.
38. Cómo revitalizar la IPN, Francisco Monaldi, Prodavinci, septiembre 2017.
39. Comunicado Coener al año del Accidente de Amuay, septiembre 2013.
40. Comunicado Coener sobre la venta de CITGO, septiembre 2014.
41. Comunicado Coener sobre compra de crudo a Argelia, septiembre 2014.
42. Resumen Propuesta MUD para impulsar actividad petrolera - Enero 2012
43. Cinco Propuestas AVHI para impulsar PDVSA y Empresas Mixtas, 2016.
44. De la PDVSA gerencial a la PDVSA politizada, GdelP, marzo 2007.
45. De la PDVSA meritocrática a la de todos, José Toro Hardy, febrero 2017.
46. Comunicado Coener-GO sobre seguridad energética, febrero 2015.
47. El sector petrolero quince años después, Ramón Espinasa, septiembre 2015.
48. Transformación organizacional RRHH en PDVSA, J. Hasselmeyer, noviembre 2017.
49. 9 puntos - La recuperación de la Industria Petrolera, Carlos Bellorín y Andrés Guevara, Prodavinci.
50. Planes Estratégicos PDVSA 2005-2030.
51. Planes Refinación PDVSA 2005-2030.
52. Desarrollo de la IPN - Dilemas de Política Económica, J. Echenagucia, 2017.
53. Venezuela Energética - Resumen Ejecutivo, L. López y G. Baquero, 2018.
54. Plan de Recuperación y Desarrollo de la IPN, Grupo MJM, enero 2017.