

## Elementos para pensar reformas de la economía venezolana

### 2/3. La política petrolera en Venezuela: Análisis, tendencias y propuestas

Igor Hernández

FEBRERO 2016

- La dirección de la política petrolera en el país ha sufrido diversos cambios durante los últimos años, tanto en la participación del Gobierno Central dentro de la gestión de PDVSA, como en los objetivos de dicha política, los socios y actores relevantes y el rol que tiene la actividad petrolera dentro del país. Ello ha incidido en el deterioro sostenido de los principales indicadores financieros y operativos del sector.
- De la misma manera, los prospectos de inversión para el sector se han visto perjudicados por los crecientes riesgos asociados a la política macroeconómica, a la operación de las compañías y al marco institucional débil, elementos que añaden incertidumbre sobre el valor de los proyectos.
- Se hace patente la necesidad de revisar el ordenamiento legal y jurídico, las instituciones que rodean al sector petrolero, y los objetivos que tiene el desarrollo de la industria petrolera del país, a fin de lograr las asociaciones que incrementen la productividad total de la industria y generen mayor valor agregado, al tiempo que se generen mecanismos para lograr incluir horizontes de largo plazo en la administración de los ingresos petroleros.





# Índice

---

■ 1. Los principios rectores de la política petrolera venezolana previos a 2002-2003 .....	5
■ 2. Los lineamientos de política petrolera a partir de 2002-2003: Principales cambios .....	7
■ 3. El actual desempeño de Petróleos de Venezuela (PDVSA) .....	10
3.1. Principales problemas de naturaleza técnica que confronta la industria petrolera y sus implicaciones sobre la producción .....	10
3.2. Principales problemas financieros de la industria: sus implicaciones sobre la inversión y producción .....	12
3.3. Evolución de la producción petrolera y condiciones de los proyectos .....	15
■ 4. El manejo de la industria y de los ingresos petroleros en Venezuela .....	17
4.1. La actual relación entre Petróleos de Venezuela y el gobierno venezolano. El mecanismo de transferencia de los ingresos petroleros y sus implicaciones económicas y sociales .....	17
4.2. La distribución de la producción petrolera por países y sus condiciones. Implicaciones para el país. Perspectivas del sector y colocaciones futuras .....	19
■ 5. Propuestas para el diálogo .....	20
5.1. Alternativas para fortalecer la industria petrolera venezolana. Oportunidades para el desarrollo .....	20
5.2. Alternativas para el manejo eficiente de los ingresos petroleros. La potencial utilización del petróleo en la reducción de la pobreza y la diversificación productiva .....	25





## 1. Los principios rectores de la política petrolera venezolana previos a 2002-2003

En el período inicial en la historia petrolera venezolana, cuando predominó el otorgamiento de concesiones de manera discrecional por el régimen de Juan Vicente Gómez, el poco desarrollo institucional y la poca capacidad técnica de supervisión por parte de la Oficina Técnica de Hidrocarburos, adscrita al Ministerio de Fomento, derivó en que las condiciones operativas eran determinadas casi de manera unilateral por las empresas concesionarias extranjeras, y que el sistema fiscal imperante fuera altamente regresivo, pues predominaba la utilización de regalías e impuestos de producción como parte de los pagos por la explotación, y muchas veces dichos pagos implicaban un monto fijo por barril, por lo que cualquier aumento de los precios era mayormente capturado por las empresas extranjeras en forma de beneficios.

Sin embargo, a partir de la década de los 20 se dan los primeros pasos hacia el fortalecimiento de las capacidades nacionales, en principio para mejorar la supervisión hecha por la Oficina Técnica de Hidrocarburos, por lo cual se envían técnicos a EE.UU. para aprender más de las operaciones. Esto sólo significó un esfuerzo inicial en la búsqueda de una captura de mayor valor sobre los hidrocarburos en el país, esfuerzo que tiene un hito crucial con la Ley de Hidrocarburos de 1943, por medio de la cual se logra una uniformidad de los términos de las concesiones, su reversión al término de 40 años y la separación legal entre la operación de las concesiones y la propiedad de los yacimientos. Esto además genera requerimientos para las empresas concesionarias en términos de generar mayor valor agregado a la industria petrolera nacional, tales como la imposición de un determinado volumen de hidrocarburos a ser procesados en el país, lo cual fomentó el desarrollo del sector refinador en la Península de Paraguaná.

Los años siguientes evidenciarían los lineamientos esbozados por el Ministerio de Fomento en 1947, orientados hacia una mayor participación del Estado en los recursos provenientes de los

hidrocarburos y sentar las bases para involucrarse directamente como operador en la industria. Los principios incluían: 1. *Mantener la ley de 1943*; 2. *No otorgar más concesiones*; 3. *Cuidar de la conservación de los yacimientos y mejorar el aprovechamiento del gas producido*; 4. *Vigilar la participación de la Nación en las ganancias de la Industria* y 5. *Procurar la mejor utilización de los petróleos venezolanos* (Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, 2013).

Como parte de esta estrategia, además de desarrollarse iniciativas que permitieran la integración y la generación de mayor actividad aguas abajo, como la creación del Instituto Venezolano de Petroquímica, se da paso a un proceso, por la vía legal y a través del marco institucional democrático, donde se empieza a pensar en la política petrolera integrada a una planificación estratégica sobre el área energética, y donde se profundizara el proceso de estatización de la industria petrolera venezolana. Es por eso que entre 1958 hasta 1975 se observan decisiones tales como la creación del Consejo Nacional de la Energía<sup>1</sup> para asesorar al Ejecutivo Nacional en todas las cuestiones relativas a la producción, distribución y consumo de las distintas clases de energía. Asimismo, la creación de la Corporación Venezolana del Petróleo, CVP<sup>1</sup>, a la que luego se transferiría la red nacional de gasoductos y el comercio interno de los hidrocarburos; el establecimiento de una Oficina de Autorización para los profesionales extranjeros, OCA por parte del Colegio de Ingenieros de Venezuela, al tiempo que se acelera un proceso de mayor concentración del Estado en las actividades de hidrocarburos, una señal que se hizo evidente con la decisión de no renovar concesiones y que luego propiciaría la promulgación de instrumentos como la Ley de Reversión (del 30 de julio de 1971), la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural (del 26 de agosto de 1971); la Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos (del 29 de agosto de 1975); y se constituye, mediante el Decreto Presidencial N° 1123, a Petróleos de Venezuela encargada de la planificación, coordinación y la supervisión de la Industria Petrolera Nacional. Dicho proceso se dio de manera negociada y en la búsqueda de una transición menos abrupta en términos de reducción de inversión y



producción, que la ocurrida en 1938 con la nacionalización de la industria petrolera mexicana.

En tal sentido, se suscribieron una serie de acuerdos de cooperación tecnológica (Contratos de Asistencia Tecnológica) con otros países para lograr en la medida de lo posible una transferencia de tecnología que permitiera la capacitación del personal venezolano en las operaciones de la industria, de tal manera de lograr una ventaja competitiva. Por otra parte, PDVSA, comienza con una tarea de organización *que incluye la unificación de las normas gerenciales aplicables a todas sus filiales mediante el proceso de racionalización de las empresas nacionalizadas, reduciéndolas a solo tres empresas operadoras: Corpoven, Lagoven y Maraven, eliminando de esta forma la duplicidad de cargos ejecutivos y reduciendo el número de personal redundante. De igual forma, se concentra en la preparación técnica y gerencial de su personal que la lleva a la ejecución de sus operaciones con un número de empleados apenas superior a las 40.000 personas y lograr metas de producción de unos 3 millones de b/d con una reducción continua de sus costos de operación.* (Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, 2013)

La idea con la creación de una empresa petrolera nacional se orientaba a tratar de reducir las asimetrías de información entre el Ministerio de Energía y Minas, y las empresas que operaban en el territorio, al tiempo que se buscaba una vinculación con proveedores nacionales que permitiera la expansión de industrias conexas a nivel nacional. Con los convenios tecnológicos, se buscaba el desarrollo de procesos que ayudaran a explotar el potencial de recursos existente en la Faja del Orinoco, y donde PDVSA tenía una relativa autonomía en la formulación de su estrategia y planes a largo plazo, bajo un modelo de sostenibilidad y con criterios de eficiencia semejantes a los de las compañías internacionales de petróleo.

Sin embargo, aún se mantenía la relación de dependencia de las antiguas concesionarias para la colocación de los crudos, y por otra parte, la comercialización se hacía más difícil por las características del crudo extraído, lo cual ponía de manifiesto la necesidad de una mayor integración vertical de las operaciones. Con la relativa autonomía que PDVSA poseía, se emprende enton-

ces una estrategia de *compra de refinerías extranjeras que pudieran procesar sus crudos y que tuvieran una gran red de distribución de productos refinados, ampliando así sus ganancias corporativas. Con este concepto compró las refinerías de la empresa Ruhr Oel de Alemania Federal, Nynas Petroleun de Suecia, Citgo Internacional Champlin y Amerada Hess, en Saint Croix, Islas Vírgenes, en los Estados Unidos de América, que colocó a PDVSA en niveles de refinación superiores a los dos millones de barriles por día.* (Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, 2013). En este proceso de adquisición de refinerías, se requerían también elevadas inversiones para la conversión de algunas de estas instalaciones para procesar crudos venezolanos, lo cual ante la negativa del gobierno venezolano de presentar un aval, llevó a PDVSA a buscar sus propias fuentes de financiamiento sujeto a condiciones específicas<sup>2</sup>.

El entorno de precios petroleros bajos y la necesidad por atraer altos niveles de inversión que permitieran el reemplazo de sus reservas probadas, el incremento de producción y el desarrollo de las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, llevaron al diseño e implementación de iniciativas como la Apertura Petrolera, donde las modalidades de participación buscaban generar la rentabilidad necesaria para atraer la inversión privada, mediante *Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, los Convenios de Operaciones para activar campos "marginales" y profundizar los procesos de producción en áreas convencionales y los Convenios de Asociación Estratégica para el desarrollo de las reservas de petróleos no convencionales de la faja petrolífera y el mejoramiento de los crudos producidos en instalaciones diseñadas a tal propósito. En esta etapa se reactiva la Corporación Venezolana del Petróleo para administrar en nombre de PDVSA el programa de desarrollo en áreas a licitar para la Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas con ocho grupos de compañías.* (Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, 2013). El proceso para lograr la apertura se dio en distintas fases, que incluyeron la consulta a la Corte Suprema de Justicia sobre los límites establecidos en el artículo 5 de la Ley de Reversión Anticipada de las Concesiones, el establecimiento por parte del Congreso Nacional de las bases mínimas de negociación y la posterior ratificación por esta misma vía de los acuerdos logrados.



Además de lo anterior, se busca mantener la agregación de valor y la oferta diversificada de productos, pues se *incorpora a empresas con objetivos conexos como Pequiven y Carbozulia*, y se incentiva y lanza al campo internacional la Orimulsión, producto que reemplaza la utilización del carbón para la generación de electricidad y libera la producción de crudos no convencionales de la faja petrolífera de la cuota de la OPEP.

Es posible observar entonces que los principios que guiaron la política petrolera hasta 1999 estuvieron caracterizados por lograr una mayor participación en el sector de hidrocarburos, no sólo por la vía fiscal sino a través de la profesionalización del trabajo venezolano, la integración vertical de sus operaciones, que incluyó la búsqueda de mercados internacionales para una diversidad de productos, así como el desarrollo de formas de asociación que lograran atraer inversiones para el país y permitieran la valorización de los recursos existentes.

Es importante señalar que algunos analistas señalan a Venezuela como uno de los proveedores de petróleo más seguros y confiables históricamente durante esta etapa, no sólo por la base de recursos existente sino por la política de neutralidad asumida frente a los conflictos globales, además del ambiente de seguridad jurídica que prevalecía en el país. Además, PDVSA al final de este período se constituye como la tercera empresa del mundo en capacidad de producción petrolera, el primer suplidor de petróleo de los EEUU y la cuarta mayor empresa en capacidad de refinación del mundo.

## **2. Los lineamientos de política petrolera a partir de 2002-2003: Principales cambios**

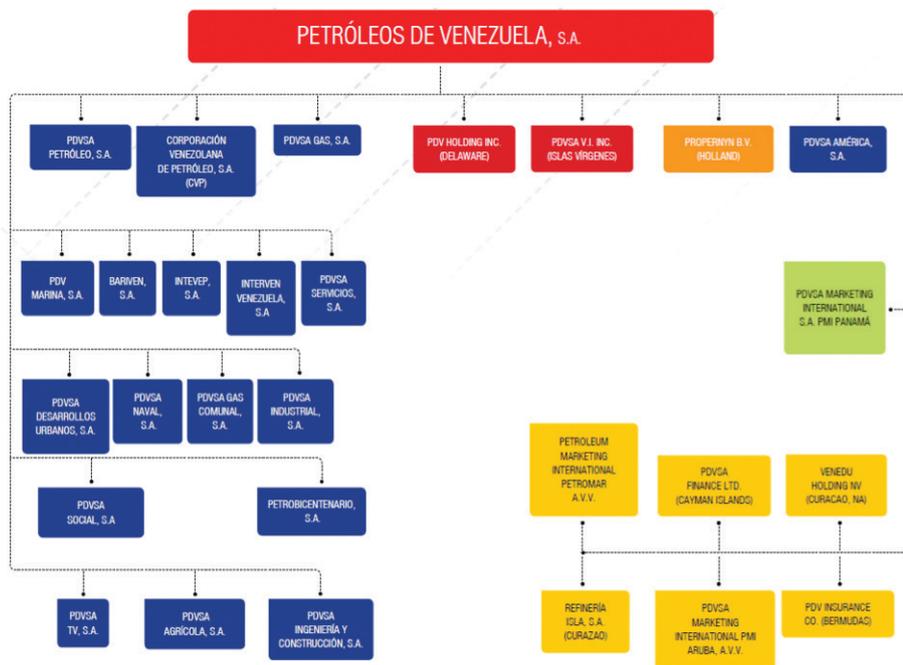
La percepción creciente, y que se manifestó luego a partir del año 1999, fue de que PDVSA era una compañía en expansión y con altos niveles de eficiencia, lo cual contrastaba con las grandes distorsiones que caracterizaban a la economía venezolana, con elevados niveles de inflación y marcada por la volatilidad en sus principales agregados

económicos (Hults y Thurber, 2012). La implicación fundamental que ha marcado la política petrolera durante los últimos años es que PDVSA pasó de ser una empresa dedicada exclusivamente al aspecto comercial vinculado al negocio de los hidrocarburos, a una especie de Agencia de Desarrollo, que no sólo pasa a financiar proyectos no vinculados al sector de hidrocarburos, sino que además absorbe de manera directa diversas compañías y actividades no petroleras como respaldo a un proceso de mayor centralización de la actividad económica. Esto lleva a que los requerimientos de inversiones de la compañía se exacerben, al tiempo que se incrementan de manera significativa las ineficiencias técnico-operativas de asumir tareas ajenas al entrenamiento adquirido dentro de la industria.

Algunos autores argumentan que los cambios sobre el sector petrolero durante la administración de Chávez causaron dramáticos cambios en la relación entre el Estado y PDVSA, pero la continuidad de los recursos extrapesados y la debilidad institucional aseguró que otros aspectos se mantuvieran (Hults, 2012). Los conflictos entre PDVSA y la administración de Chávez tuvieron lugar en un contexto de creciente polarización política a través de la sociedad venezolana. Habiendo superado el golpe y múltiples huelgas, Chávez tomó casi control total sobre PDVSA, y durante principios de 2003, el gobierno redujo en más de 18.000 personas su nómina de empleados. Después de subsecuentes recontrataciones, PDVSA perdió en neto un 30-40% de su personal. (Hults, 2012, basado en Mares y Altamirano, 2007).

Gran parte de este cambio en la orientación estratégica, significó una ruptura con el modelo de negocios proveniente de la nacionalización, que era una extensión del modelo observado por las concesionarias extranjeras, e introdujo cambios en la alta dirigencia, que llevaron a mayores conflictos dentro de la industria, una mayor centralización de la toma de decisiones y la pérdida de mecanismos de gobierno corporativo que proveían contrapesos a las intenciones del Ejecutivo. Los crecientes conflictos condujeron a los sucesos de la huelga de 2002-2003, donde 56% de la nómina de PDVSA, que incluía empleados con

Estructura actual de PDVSA



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA (2014).

alta experiencia dentro del sector, fue desincorporada de sus actividades (Mares y Altamirano, 2007). La nueva visión de PDVSA ha expandido responsabilidades hasta el ámbito de acción del gobierno venezolano. Misiones variadamente efectivas, con alto componente clientelista y enfocadas hacia áreas fuera del negocio, han también implicado mayores responsabilidades gerenciales para PDVSA.

*Para finales del año 2007 y durante 2008, la Corporación inició la creación de las filiales que conforman el sector no petrolero para el apalancamiento y fortalecimiento del desarrollo endógeno e integral del Estado, a través de líneas estratégicas señaladas en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, bajo las premisas de seguridad y soberanía económica y como apoyo a los proyectos del Plan Siembra Petrolera.*

*La estrategia organizacional para estas Filiales No Petroleras está supeditada al objeto social de cada una y al sector económico al cual pertenecen. Actualmente se encuentran en actividad las siguientes: PDVSA Agrícola, S.A.; PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.; PDVSA*

*Industrial, S.A.; PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.; PDVSA Naval, S.A.; PDVSA Gas Comunal, S.A. y PDVSA TV, S.A.*

Informe de Gestión Anual de PDVSA (2014)

La manera en la que los gobiernos en este período han manejado PDVSA se ha caracterizado por la existencia de lazos informales en la alta dirección, aunque algunos de los formalismos legales anteriores a este período persisten. A partir de aquí la vinculación entre el Menpet (Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería) y PDVSA fue mucho más estrecha, donde el Ministerio y la Presidencia de PDVSA durante gran parte de estos años se concentró bajo una misma persona, lo cual generaba un conflicto formal entre los roles gerenciales de la operadora y los roles de supervisión del Ministerio, y donde las relaciones estaban más apoyadas en vínculos de tipo político y personal.

Debido a la relación intervencionista del Estado en PDVSA, la estrategia de la compañía se ha movido de buscar autonomía a una operación



más alineada a las demandas gubernamentales. Particularmente antes de la severa caída de la actividad económica de 2009, este plan se relacionaba de manera muy estrecha con objetivos políticos, que no sólo incluían la agenda de gasto social, sino también la integración energética regional y la creación de un sistema de relaciones internacionales que fuera multipolar. Algunos de estos objetivos afectaron materialmente la estrategia real de PDVSA y otros sirvieron como una fachada política.

Es por ello que la política petrolera determinada a partir de ese período fue la de garantizar un alto porcentaje de la renta petrolera para el Estado, que además buscaba, a través de la OPEP, lograr acuerdos para mantener precios altos<sup>3</sup>. La necesidad de una mayor renta para el Estado descansaba en disponer de recursos no sólo para el área de hidrocarburos, sino también aquellas distintas al negocio. Por ello, cumplida una etapa en el ciclo de inversiones tras la apertura petrolera, entre 2004 y 2007 el gobierno forzó la renegociación de los contratos petroleros, incrementó las regalías e impuesto sobre la renta, además de transformar el régimen existente de convenios operativos, asociaciones estratégicas y contratos de exploración a riesgo. El nuevo régimen introducido, de empresas mixtas, asegura a la CVP, filial de PDVSA, al menos un 51% de participación en los proyectos operados por estas empresas, lo cual sumado a los cambios anteriores, significó un aumento significativo en la participación del Estado en la industria petrolera, no sólo en los aspectos fiscales sino en la centralización de decisiones corporativas de dichas empresas. Al tener una mayoría accionaria, PDVSA (y el Estado) toman una fuerte influencia en las decisiones de contratación, comercialización y de operación en general de la industria, dado su control de la junta de directores, así como de instancias intermedias. Este proceso continuó con la introducción de impuestos como el Impuesto sobre los precios extraordinarios y exorbitantes del petróleo, y la expropiación de las empresas de servicios petroleros en el Lago de Maracaibo de 2009, entre otros eventos que aún constituyen pasivos sobre litigios pendientes.

Este proceso de expropiación se apoyó gran parte en el incremento de los precios del petróleo y la culminación de un ciclo importante de inversiones con lo ocurrido a partir de la apertura petrolera (que por las características del sector petrolero genera una importante diferencia entre costos de oportunidad antes de las inversiones y después de éstas) lo que genera incentivos a cambiar las reglas del juego y que los operadores aún vean hasta cierto punto rentable seguir operando en el país.

Es también importante considerar que asimismo las empresas operadoras y de servicios se han visto con mayores obligaciones fiscales y parafiscales en sus operaciones, ante las contribuciones que deben hacerse por concepto de la Ley de Ciencia y Tecnología, como contribuciones hacia el INCES.

Por otra parte, la mayor intervención en la distribución de las rentas llevó a que, además de las transferencias observadas por vía directa a través de los programas sociales. En cierta magnitud, dado este nuevo rol expandido de PDVSA hacia este tipo de funciones y donde legalmente se ha abierto la posibilidad de un manejo más discrecional de las divisas generadas (por la Ley de BCV, PDVSA sólo está obligada a vender los dólares necesarios para cumplir sus obligaciones en moneda local), ha significado que PDVSA tenga un rol de un Estado dentro de un Estado.

Otros mecanismos de distribución de rentas que han cobrado mayor importancia en este período han sido el aumento en las transferencias por vía de subsidios a los combustibles en el mercado interno, y la suscripción de diversos acuerdos energéticos y de cooperación a nivel internacional por parte de la República, tanto para el intercambio de petróleo por bienes y servicios, como para el servicio de deuda y mecanismos de líneas de crédito adquiridos durante los últimos años.

Sin embargo, a pesar de este cambio a gran escala en toda la organización, PDVSA aún retiene parte del legado del proceso de internacionalización de los años 1980, así como de la infraestructura de operaciones existente. En los años más recientes, la estrategia de PDVSA que subyace es conciliar



parcialmente metas comerciales con las políticas, donde sea posible. La conformación de empresas mixtas con socios tan diversos que incluyen empresas privadas americanas y europeas, así como empresas estatales de países como Rusia y China, son un ejemplo de intentos hacia desarrollar el potencial de producción identificado, pero al mismo tiempo manejado con un perfil menos transparente para la opinión pública y analistas sobre el desarrollo de estos proyectos. Otras metas también incluyen el desarrollo del sector de gas natural y lograr la conclusión de proyectos aguas abajo en mercados internacionales para diversificar sus colocaciones. El desarrollo de esta estrategia no ha estado exento de improvisación y conflicto entre metas, lo cual refleja la múltiple y variada cantidad de objetivos propuestos en los últimos años.

### **3. El actual desempeño de Petróleos de Venezuela (PDVSA)**

#### ***3.1. Principales problemas de naturaleza técnica que confronta la industria petrolera y sus implicaciones sobre la producción***

Durante los últimos años, a pesar que en términos nominales ha existido un incremento de la inversión, la producción de petróleo crudo y LGN ha tenido una marcada tendencia descendente, que sólo entre el período 2008-2014 ha sido de 15,3% según cifras oficiales. Esto ha estado asociado con una fuerte caída en la producción de las áreas tradicionales en Occidente y Oriente cercana al 30% que no pudo ser compensada con el desarrollo de las antiguas asociaciones estratégicas, que habían culminado gran parte de su ciclo de inversiones. Se ha argumentado que estos campos convencionales sufren un proceso natural de agotamiento, que en ausencia de nuevas inversiones, lleva a una declinación en la producción de los pozos que supera el 20% (González, 2008), por lo cual el costo de extracción se hace cada vez mayor y los requerimientos tecnológicos son cada vez más complejos.

Ante los cambios introducidos en PDVSA, con la salida de personal calificado en todas las áreas de

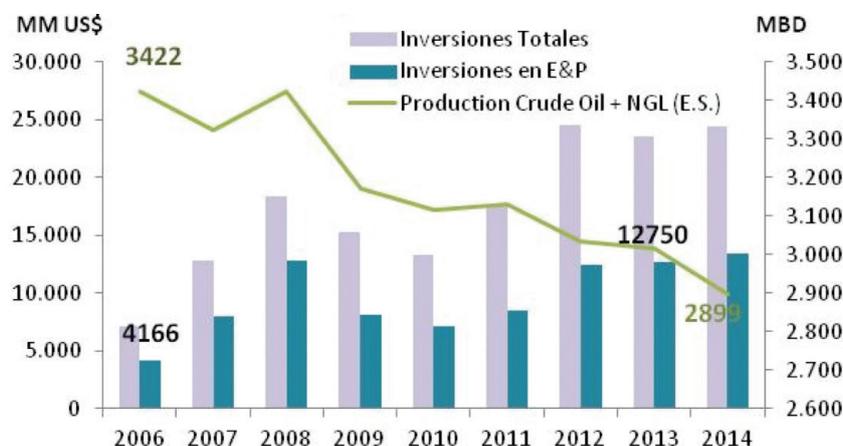
operación, la situación conflictiva con los proveedores de servicios especializados (primero con el incremento en las deudas contraídas, y luego con el episodio de expropiaciones de empresas de servicios que tuvo lugar en 2009), redujeron el nivel de actividad especializada sobre estas áreas. Por ejemplo, en el caso del campo El Furrial, en el Estado Monagas, donde el proceso de extracción es de alta complejidad dada la inyección que debe hacerse por encima y por debajo del yacimiento, entre otros elementos, y que según cifras oficiales, ha tenido una caída en su producción de 105.000 b/d entre 2006 y 2013, sin que se sepan exactamente las causas de tal declive (Suárez, 2013).

Si consideramos las metas propuestas en el nuevo Plan Siembra Petrolera 2013-2019, gran parte de los esfuerzos se encontrarán enfocados en la Faja Petrolífera del Orinoco, para la cual se esperan desembolsar más de USD 100.000 MM durante este período, no solo en lo vinculado a los proyectos petroleros, sino al desarrollo de un parque industrial que soporte las actividades petroleras, según lo enmarcado en el Proyecto Socialista Orinoco. Todos estos esfuerzos tienen como objetivo que la producción en esta región pueda incrementarse de 1,2 MMBD hasta 4 MMBD en el año 2019, de los cuales 2 MMBD provendrían de áreas otorgadas en 2010, ubicadas mayormente en los bloques Junín y Carabobo, y que cuentan con la participación de distintos consorcios internacionales, que incluyen compañías como Chevron, ENI y Repsol, así como empresas petroleras rusas, indias y chinas.

Si se considera el estatus de estos nuevos proyectos, y de acuerdo al perfil proyectado al inicio de las Empresas Mixtas que se conformaron con PDVSA, la meta para el final de 2013 era de 200 millones de barriles por día (MMBD), pero de acuerdo a reportes externos, la producción no llegó al 20% de la meta establecida (Tovar, 2013). El desarrollo de estos nuevos proyectos en la Faja comprende dos grandes etapas: la primera de producción temprana, donde el crudo extraído (de aproximadamente 8 grados de gravedad API) es mezclado con un diluyente, que puede ser nafta o crudos livianos de 32 grados API para ob-



**Inversiones y Producción Crudo + LGN**



**Inversiones y Producción Crudo + LGN**

Región	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Variación 2014/2008
Occidente	1.089	950	834	810	799	999	750	-31,1%
Oriente	1.276	1.151	1.101	1.106	1.061	964	903	-29,2%
Faja del Orinoco	1.057	1.069	1.178	1.213	1.174	1.274	1.246	17,9%
<b>Total</b>	<b>3.422</b>	<b>3.179</b>	<b>3.129</b>	<b>3.034</b>	<b>3.034</b>	<b>3.015</b>	<b>2.899</b>	<b>-15,3%</b>

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA. Varios años.

tener una mezcla de 16 grados API que pueda ser refinada posteriormente, y la segunda involucra la construcción de una serie de mejoradores, que elevan la calidad del crudo extrapesado que se extrae sin necesidad de mezclarlo con diluentes.

La limitada disponibilidad de este diluyente, asociada por un lado a la restringida capacidad de refinación, y por otro lado a la declinación en la producción de crudos livianos, ha llevado a la importación de estos componentes desde países como EEUU, lo cual reduce las divisas disponibles para la operación interna. Adicionalmente, esta escasez en insumos, originada en la falta de producción interna o la insuficiencia de recursos para la importación, aunado a la inexistente infraestructura y la falta de personal calificado en la zona para apoyar las operaciones, son todos elementos que explican la existencia de este retraso, y perjudican las expectativas de las empresas

que desean invertir en el país, sobre todo para la segunda parte de estos proyectos.

Además de existir una limitada generación de ingresos para reinvertir en los grandes proyectos de los mejoradores, los costos de esta etapa del proyecto se han incrementado de manera significativa. En promedio, cada mejorador de los construidos durante la etapa de las Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco requirió una inversión de USD 3.700 MM, mientras que actualmente el costo de un mejorador con la misma capacidad de los ya construidos supera los USD 17.000 MM, cuatro veces más que el de los proyectos anteriores. En proyectos como los de refinación, se observa no sólo una continua postergación de las fechas de culminación, sino un incremento considerable en los costos, como se comentará en secciones posteriores de este trabajo.



La escala de producción de PDVSA proyectada hasta 2019 genera una demanda por insumos sin precedentes a la industria local, que según las aspiraciones de PDVSA, debería cubrir un 80% de los bienes y servicios que serán requeridos por la estatal petrolera. Esta aspiración fue expresada anteriormente en el Plan Siembra Petrolera, donde PDVSA debía cubrir sus necesidades de insumos en un 70% a partir del mercado local.

Adicionalmente, la conformación de las Empresas Mixtas, que garantiza una participación a PDVSA de al menos un 50,01%, le otorga mayoría en la junta directiva, lo cual le ha permitido controlar las decisiones sobre la procura de bienes y servicios y ha significado un mayor riesgo de crédito a la contratación con Empresas Mixtas (por el riesgo de PDVSA). Por otra parte, la comercialización de la producción era una tarea reservada a PDVSA, que también según explican operadores ha generado retrasos en el pago correspondiente a las ventas de dicha producción. Estos dos elementos perjudican la generación de un flujo de caja independiente para los socios minoritarios y coloca una gran carga de responsabilidades sobre PDVSA.

Por otro lado, la escala de producción que se maneja en las proyecciones de PDVSA estaría vinculada al desarrollo de proyectos de infraestructura de gran envergadura, principalmente en la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual no ha sido una zona tradicionalmente petrolera. Por un lado, los proyectos abarcan lo vinculado estrechamente a la explotación petrolera: mejoradores, refinerías, macollas y pozos, terminales de embarque, tanques de almacenamiento y oleoductos, entre otras obras. Sin embargo, también requiere el levantamiento de infraestructura no petrolera asociada al desplazamiento de un contingente importante de trabajadores para las distintas fases de ejecución de los proyectos, y refiere a los servicios públicos, hotelería, transporte y comunicaciones, que faciliten las operaciones en la zona.

Los requerimientos de personal para la ejecución de estos proyectos también revisten particular importancia, sobre todo si se considera que para el desarrollo de la Faja del Orinoco, algunas estima-

ciones señalan que en un escenario de desarrollo acelerado de los proyectos, harían falta cerca de 20.000 ingenieros y profesionales especializados, y cerca de 30.000 técnicos superiores, además de alrededor de 76.000 artesanos y obreros, calificados y con experiencia, que significan importantes demandas para las universidades venezolanas (Péné-Annette, 2012)

Finalmente (aunque lo antes mencionado no busca ser exhaustivo), merecen atención casos sobre criminalidad en operaciones y robo de insumos (Ulmer, 2015), que revelan un elemento de riesgo adicional a las operaciones. Otro riesgo importante se relaciona con el impacto ambiental en las distintas áreas de trabajo de la industria petrolera, pues son notorios los casos de accidentes en distintas etapas de la cadena, sin considerar que la falta de infraestructura en algunos casos para el transporte y almacenamiento de residuos como el coque y azufre generado por la actividad en la Faja del Orinoco representa un factor perjudicial para la salud y seguridad de las poblaciones cercanas a las áreas donde se disponen de estos residuos.

### ***3.2. Principales problemas financieros de la industria: sus implicaciones sobre la inversión y producción***

Al considerar el Plan Siembra Petrolera 2005-2012, las inversiones contempladas para lograr elevar la producción petrolera de 3,2 millones de barriles por día (MMBD) a 5,8 MMBD eran apenas superiores a los USD 50.000 MM. Sin embargo, a final de este período, la producción no sólo no alcanzó la meta propuesta sino que incluso sufrió una declinación, según cifras oficiales, de un 11% hasta los 2,9 MMBD.

Posteriormente, de acuerdo a las proyecciones hechas en el Plan Siembra Petrolera 2013-2019, las inversiones totales requeridas estarían por el orden de los USD 257.000 MM (más de 5 veces las inversiones propuestas en el Plan anterior), de los cuales PDVSA tendría que incurrir en el 81% de dichas inversiones, dada la estructura de participación de PDVSA en las Empresas Mixtas, esto con la meta de elevar la producción petrolera venezolana desde 2,9 MMBD a 6 MMBD en 2019 (Informe de



Gestión 2012). Esto implica que PDVSA tendría que invertir anualmente entre un 20 y 25% de los ingresos reportados en sus estados financieros.

Sin embargo, es de destacar que durante los últimos años, los ingresos petroleros han pasado a ocupar una mayor participación dentro de los ingresos fiscales y las exportaciones totales del país, lo cual aunado a los nuevos lineamientos de política petrolera esbozados en el punto II, ha significado que la capacidad de PDVSA de reinvertir los recursos obtenidos en la industria para el cumplimiento de sus planes de producción se ha visto mermada, aún a pesar del significativo incremento en los precios del petróleo observados en la década del 2000.

Esta extracción de rentas a PDVSA ha tenido diversas manifestaciones: por un lado, la República ha suscrito en la última década una serie de acuerdos energéticos con países del Caribe, Suramérica y Europa, por los cuales se recibe como contraparte una fracción en efectivo, y el resto va financiado a largo plazo a tasas preferenciales, y que en

el caso de algunos países en específico, los acuerdos no involucran una compensación en efectivo sino con la adquisición de bienes o servicios, lo cual en última instancia significa que parte de los ingresos de PDVSA no forman parte del flujo de caja que pudiera ser destinado a las inversiones. Esto se ve reflejado en que las cuentas por cobrar de PDVSA tuvieron un incremento de USD 5.696 MM entre 2008 y 2014, correspondientes a la República Bolivariana de Venezuela.

Por otra parte, los compromisos adquiridos por la República correspondientes a los Fondos Conjuntos de Inversión con China, que han superado los USD 40.000 MM y de los cuales aún estarían pendientes de pago unos USD 15.000 MM, son cancelados con envíos de crudo, que hasta la fecha pueden ocupar más de un 15% de la producción petrolera registrada por fuentes oficiales. Según los acuerdos estipulados, aproximadamente unos USD 50 por barril son utilizados para el servicio de esta deuda, mientras que la diferencia entre el valor de mercado y el precio de referencia de los acuerdos es transferido en efectivo a una cuenta

#### Envíos por Acuerdos Energéticos

<b>MBD</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Petrocaribe	85,5	104	99,2	94,6	121	111,9	99,3
CIC Cuba Venezuela	93,3	93,3	97,8	96,3	91,1	99,3	89,4
CIC Argentina Venezuela	23,8	23,8	19,5	24,6	25,6	12,7	
Bolivia, Paraguay y Uruguay	26,1	26,1	37,4	28	29	16,8	10,1
Acuerdo de San José	11,2	11,2					
Irán, Bielorrusia y Portugal	5	5	88	265	99	99	99

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA. Varios años.

#### Aproximaciones al valor de Envíos por acuerdos energéticos

<b>Millones de US\$</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Cuentas por Cobrar de Acuerdos Energéticos	1.089	950	834	810	799	999	750
Reducción en regalías a PDVSA por acuerdos de Petrocaribe	1.089	950	834	810	799	999	750

Fuente: Informe Financiero de PDVSA. Varios años.



en Venezuela perteneciente al BANDES, por lo que no llegan inmediatamente a ser manejados por PDVSA. Los altos costos de financiamiento externo a través de bonos o préstamos bancarios, aunado a las crecientes necesidades por combustibles en el mercado chino, pueden significar una mayor utilización de estos mecanismos de financiamiento, que reducen el flujo de caja disponible para la reinversión.

Además de esto, alrededor de un 25% de la producción petrolera está destinada al consumo interno de combustibles, cuyos precios se han mantenido sin ajustes desde 1996, y que dado el incremento en los precios del petróleo y sus derivados desde este período, ha significado un importante costo de oportunidad para PDVSA. En este sentido, si se considera el caso de la gasolina para motor, dicho subsidio para 2013 se encontraba alrededor de los USD 13.000 MM anuales, y que si se incluyen los hidrocarburos líquidos como grupo, dicho subsidio se encontraría alrededor de los USD 30.000 MM, lo cual es aproximadamente el presupuesto en inversiones en Exploración y Producción, Refinación, Comercio y Suministro, así como las inversiones en el sector gasífero para el año 2014.

Al considerar lo anterior, es aproximadamente la mitad de la producción petrolera la que genera flujo de caja para PDVSA, que pudiera ser utilizada para la reinversión, lo cual implicaría que para las ventas registradas durante 2013, el monto en divisas que pudo haber sido cobrado efectivamente por PDVSA sería apenas superior a los USD 60.000 MM. Sobre esto, es necesario acotar que las exportaciones petroleras actualmente ocupan aproximadamente un 97% de las exportaciones totales, una relación que para el año 1999 era de 74%, por lo que son los aportes de la industria petrolera los únicos que pueden abastecer las necesidades de divisas que pueda tener la economía venezolana.

Si bien hay factores que afectan la capacidad de generación de efectivo de PDVSA, es necesario también establecer que una gran parte de los ingresos son dirigidos hacia destinos desvinculados a la industria petrolera. En este sentido no sólo es necesario incluir las contribuciones fiscales (ISLR

e impuestos de extracción) sino también contribuciones parafiscales, como los aportes al FONDEN, los cuales han totalizado más de USD 70.000 MM desde el año 2005. Por otro lado, las contribuciones a programas sociales como las Misiones, creadas en 2003, comprenden una cifra que supera los USD 57.000 MM desde ese año. De acuerdo a la información publicada por PDVSA en 2013, dichos aportes a programas sociales y FONDEN representaron alrededor de USD 13.000 MM, por lo cual las ganancias reportadas en promedio durante los últimos años apenas superan el 3% de los ingresos brutos generados en cada ejercicio fiscal.

Ante la limitada capacidad de reinversión de las ganancias en la industria, para poder financiar el incremento en las cuentas por cobrar, así como la adquisición de propiedad, planta y equipo, PDVSA ha tenido que incrementar significativamente sus pasivos en los últimos años. En este sentido, la deuda financiera, que en 2006 no superaba los USD 3.000 MM, ha pasado a ser mayor de USD 43.000 MM para el cierre del año 2013, de la cual al menos el 90% es en moneda extranjera. Por otra parte, la deuda con los proveedores, que en promedio se ubicó en USD 3.700 MM entre 2001 y 2005, al final de 2013 superó los USD 21.400 MM, mientras que la otra gran fuente de financiamiento fue proporcionada por el Banco Central de Venezuela, un elemento reflejado en los pagarés que se emitieron a favor de la Oficina Nacional del Tesoro, y cuyo monto sólo llegó a disminuir en el año 2013, cuando el saldo pasó de USD 27.751 MM a USD 13.483 MM, en una transacción según la cual PDVSA vendió una participación que tenía en la Empresa Nacional Aurífera al BCV para cancelar parte de estos pasivos, que en 2010 apenas sumaban unos USD 7.733 MM. El crecimiento en este financiamiento ha sido uno de los elementos que ha pesado más en la expansión de la liquidez monetaria y, consecuentemente, en la aceleración de la inflación en los últimos años.

Esto tiene particular relevancia puesto que como se explicará posteriormente, la aceleración de la inflación ha incidido de manera significativa en los costos de los proyectos petroleros, y que dado el régimen cambiario actual según el cual las divisas obtenidas por exportaciones de PDVSA



pueden ser cambiadas sólo a la tasa oficial (que actualmente es de Bs. 6,3 /USD), genera un rezago importante entre los ingresos que se pudieran generar en bolívares y los costos asociados, lo cual incrementa la utilización de mecanismos de financiamiento como el del BCV, y genera la persistencia del ciclo inflacionario.

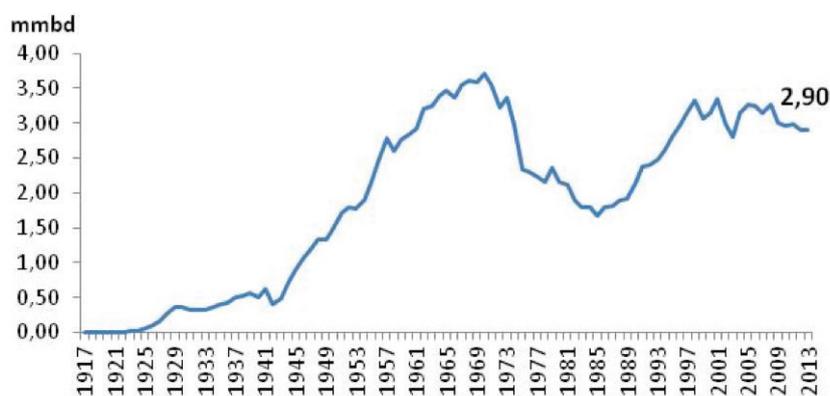
### 3.3 Evolución de la producción petrolera y condiciones de los proyectos

A partir de 2003 han existido diferentes estimaciones sobre la producción petrolera venezolana, pero aún si se utilizan las cifras oficiales, es posible notar la declinación de 11% desde el año 2005 hasta los 2,9 millones de barriles por día, lo cual representa una brecha de 50% respecto a la proyección hecha para 2012 en el Plan Siembra Petrolera 2005-2012. De igual manera, ha existido

una caída en la capacidad de refinación de 10% en el mismo período y una brecha de aproximadamente 30% en torno a las metas propuestas en 2005, mientras que en el caso de la producción de gas natural se registró un incremento de 6,4%, muy inferior al incremento proyectado de 42%.

En este sentido, en 2005 gran parte de los esfuerzos estaban concentrados en el área petrolera, “hacia el aumento de los esfuerzos en la búsqueda de nuevas reservas de crudo liviano y mediano, y el reemplazo sistemático de estas reservas en áreas tradicionales, para desarrollar nuevas áreas de producción, ajustando las actividades de producción de acuerdo con las demandas del mercado y con los acuerdos alcanzados entre los miembros de la OPEP y otros países productores de petróleo” al tiempo que se buscaba desarrollar los recursos existentes en la Faja del Orinoco con

Producción petrolera venezolana



Fuente: PDVSA y Ministerio de Petróleo y Minería. Varios años.

Inversiones y Producción Crudo + LGN

	2005	2012 (meta)	2012 (observado)	Variación (observada)	2019 (meta)
Producción (MBD)	3.269	5.837	2.910	-11%	6.000*
Refinación (MBD)	3.142	4.050	2.822	-10%	4.600
Exportaciones (MBD)	2.993	4.700	2.568	-14%	5.600
Gas natural (MMPCD)	6.885	9.780	7.327	+6.4%	11.947

\*FPO: 4.000 MBD al 2019

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA. Varios años.



el propósito de elevar la producción en esa área desde unos 0,600 MMBD a 1,2 MMBD.

En cuanto a los proyectos de refinación, para 2005 existían proyectos para la construcción de refinerías nuevas así como la ampliación de las existentes. Sobre las nuevas refinerías, se planteó la construcción de la Refinería de Cabruta, con una capacidad de procesamiento de 400 MBD para crudos pesados y extrapesados de la Faja del Orinoco, y que se esperaba iniciara operaciones en 2011, pero que según la Memoria y Cuenta del Ministerio de Petróleo y Minería de 2012 tenía un avance de 0%. En el caso de la Refinería de Santa Inés, que procesaría 50 MBD de crudo Guafita Blend de 28 grados API y que se esperaba iniciara operaciones en 2010, apenas llevaba un avance de 12% para 2012, según la Memoria y Cuenta del Ministerio, última mención oficial sobre este proyecto.

Sobre las refinerías ya construidas, en el caso del proyecto de conversión profunda en la Refinería de Puerto La Cruz, para elevar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados a 210

MBD y cuya culminación se planteaba originalmente para 2011, tenía un avance físico de 26% según el Informe de Gestión de PDVSA de 2012, y según el Informe de Gestión 2013, la nueva fecha planteada para su culminación es 2017.

La situación no es distinta para el caso de los principales proyectos en la explotación, transporte y procesamiento de gas natural. En el caso del Proyecto Mariscal Sucre, cuyo objetivo es el desarrollo de las reservas de gas no asociado en la costa nororiental del país, para la producción de 1.200 MMPCD, y cuya inversión estimada para 2006 era de USD 2.700 MM, aún no había sido culminada para 2013, y donde ahora se plantea una etapa inicial de producción acelerada para finales de 2014 con una inversión estimada para todo el proyecto de USD 13.741 MM.

Otro caso resaltante es el del proyecto de interconexión Centro Occidente (ICO), cuyo propósito es el de conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región central y este de Venezuela con el sistema de transmisión en el oeste del país,

<b>CABRUTA (NUEVA REFINERÍA)</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Meta: procesar EHO mbd	400							220
Inicio #	2006							
Fin estimado #	2011		2014	2016	2017	2025		Fase/2017
Inversión total USD mm	6.000	14,703	14,703	19,928	14,259	14,049		12,973
Inversión a la fecha USD mm	ND					6		
Avance %	ND	0%	0%	0%	0%	0%	Futura	

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA. Varios años.

<b>CONVERSIÓN PROFUNDA PLC</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Meta: procesar EHO mbd	210							
Inicio #	2006							
Fin estimado #	2011	2011	2012	2013	2013	2015	2015	2017
Inversión total USD mm	1.600	1.600	6,506	6.877	5.163	5.163	ND	ND
Inversión a la fecha USD mm	22	129	400	620	814	1,279	ND	ND
Avance %	1%	8%	6%	9%	16%	25%	27%	ND

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA. Varios años.



<b>MARISCAL SUCRE</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Meta: producción de gas mmpcd	1200							
Inicio	2005		2007	2007	2007	2007	2007	2007
Fin estimado	2009				2016	2017	2020	2022
Inversión total USD mm	2.700	2.700	7.080	8.350	9.735	15.718	15.718	13.741
Inversión a la fecha USD mm	49	136	731	ND	2879	4155	5508	ND
Avance %	2%	5%	10%	ND	30%	26%	35%	ND

Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA. Varios años.

con una inversión estimada de USD 530 MM y cuya culminación estaba estimada para 2009, y que según el Informe de Gestión de PDVSA de 2013, tenía un avance acumulado de 90%, 5 años después de lo previsto inicialmente.

Si bien es cierto que han surgido otros proyectos que han cobrado importancia dentro de la estrategia de PDVSA (como lo fue el descubrimiento de importantes yacimientos de gas no asociado en la costa de Paraguaná, y que dieron lugar a los esfuerzos hechos en el Bloque Cardón IV, como parte del Proyecto Rafael Urdaneta), lo cierto es que algunos de los grandes planes de PDVSA en varios de los segmentos de negocio considerados han requerido inversiones mayores a las esperadas, y aún sin contar los mayores requerimientos financieros, los retos desde el punto de vista gerencial y operativo han representado una gran carga para PDVSA, dadas las reformas hechas con la introducción del esquema de Empresas Mixtas.

#### **4. El manejo de la industria y de los ingresos petroleros en Venezuela**

##### **4.1. La actual relación entre Petróleos de Venezuela y el gobierno venezolano. El mecanismo de transferencia de los ingresos petroleros y sus implicaciones económicas y sociales**

Dados los lineamientos de política petrolera puestos en evidencia desde 2003, y que fueron esbozados en el punto 2 de este trabajo, el Estado ha tenido una mayor injerencia en las actividades de PDVSA, al punto de que su estrategia ha esta-

do enfocada no sólo a la actividad petrolera, sino que ha destinado parte de sus ingresos en forma de contribuciones parafiscales y aportes sociales, al tiempo que ha aumentado el número de actividades que desempeña, como la administración de las *Misiones* gubernamentales (incluidos aspectos como la distribución de alimentos), la compra de bienes provenientes de cooperativas, y la expansión de proyectos de infraestructura en el interior del país. En este sentido, las transferencias a FONDEN, Fondespa, Misiones y Programas Sociales durante el período 2001-2004 han superado los US\$ 220.000 MM. (Ver Anexo 1)

Por otra parte, el gobierno ha usado los recursos de PDVSA para capturar segmentos estratégicos de la economía venezolana, como compañías eléctricas, agrícolas, o de servicios. Adicionalmente, PDVSA se volvió en ocasiones un instrumento de política macroeconómica durante el gobierno de Chávez, con las emisiones de bonos que tuvieron lugar a partir de 2007, y en donde se argumentaba que uno de los propósitos era aumentar la oferta de divisas en el mercado interno, a expensas de un mayor endeudamiento.

En el caso del gasto para misiones sociales financiadas con recursos de PDVSA, que superan los USD 57.000 MM, los destinos abarcan programas vinculados a salud, educación y vivienda, y en el caso de la Misión Ribas Técnica, sus egresados tienen la posibilidad de acceder al llamado Sistema de Democratización del Empleo (SISDEM), una plataforma en donde las empresas contratistas de PDVSA son requeridas que empleen parte de su nómina para los proyectos.



Esta expansión en la variedad de actividades y atribuciones que tiene PDVSA, así como la expropiación de diversas empresas de servicios petroleros, y otras no asociadas a la industria petrolera, ha sido uno de los elementos que ha generado un aumento significativo en la nómina de empleados de PDVSA, que pasó desde unos 28.800 empleados en 2003 a más de 150.000 empleados en 2014. Considerando el estancamiento en la producción petrolera, la relación entre producción y empleo se encuentra en los actuales momentos en su valor más bajo desde la década de los 40 del siglo pasado.

Ante la alta dependencia de la economía venezolana de las exportaciones petroleras, así como los ingresos fiscales del gobierno, se han generado una serie de incentivos para el gobierno central de aprovechar la coyuntura favorable de los precios petroleros y la culminación del ciclo de inversiones originadas en la Apertura Petrolera, que representaron unos altos costos hundidos, para capturar una mayor parte de las rentas petroleras generadas.

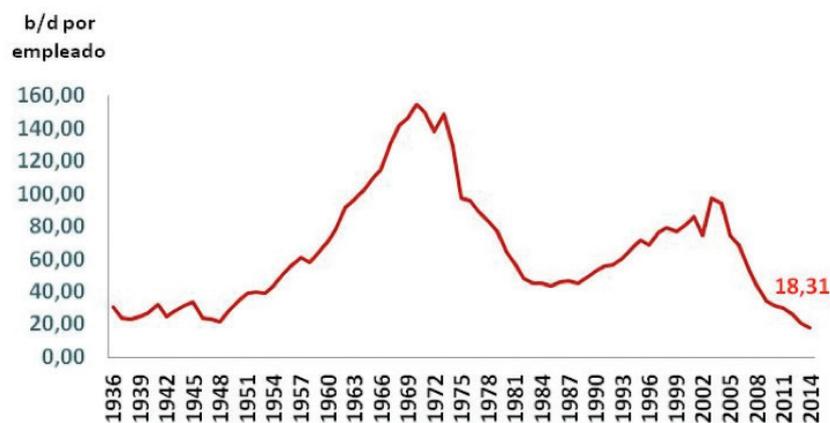
La existencia de ciclos electorales genera altas tasas de descuento a los gobernantes, quienes cuentan con acceso a recursos y pueden utilizar los excedentes generados en un momento dado como parte del gasto público, incluso con endeudamiento, lo cual refleja la discrecionalidad del gasto y aumenta su prociclicidad (aumenta el gas-

to cuando aumentan los ingresos y se reduce el gasto cuando se reducen los ingresos). Este elemento añade volatilidad al resto de la economía, lo cual afecta los precios relativos y la competitividad de los sectores no petroleros, al mismo tiempo que desestimula la inversión ante la incertidumbre creada por esta volatilidad.

Son esos elementos de economía política y de discrecionalidad en el manejo de la renta petrolera los que han impedido la incidencia efectiva de los llamados Fondos de Estabilización Macroeconómica, que si bien se han establecido formalmente, han fallado como instrumento de ahorro de los excedentes que se pudieron haber generado, y previniendo las distorsiones creadas por la aceleración del gasto público.

Estos elementos de discrecionalidad se vieron amplificados durante al menos los últimos 15 años, primero desde el punto de vista de las contribuciones fiscales con elementos como: incremento en las regalías e ISLR para empresas petroleras, y la introducción de impuestos a los precios extraordinarios y exorbitantes del petróleo. Por otra parte, la creación de las misiones sociales, con particular foco en las poblaciones de menor ingreso, determinó otro elemento de discrecionalidad, sobre todo por las continuas observaciones de que el acceso a dichos programas estaba condicionado a cierta afiliación política.

Producción por empleado PDVSA



Fuente: Informe de Gestión Anual de PDVSA. Varios años.



“Las características de los pagos hechos por PDVSA al gobierno tienen que ser entendidos dentro de la manera en que Chávez y su gobierno manejan PDVSA y entregan sus programas sociales. Las contribuciones que aparecen en los estados financieros son los pagos que van a Tesorería y luego van a todas las necesidades gubernamentales y programas ministeriales. En este proceso de asignación, los gobiernos estatales, la Asamblea Nacional y los funcionarios de cada ministerio tienen cierta influencia. Chávez, sin embargo, prefiere un mecanismo de financiamiento para sus múltiples iniciativas sociales que sea tanto la ruta más corta a los pobres como más directamente bajo su control. Hacer que PDVSA subsidie el consumo doméstico, y asumir los programas sociales con su propio presupuesto cumple ambos requerimientos” (Mares y Altamirano, 2007)

La creación del FONDEN también determinó que PDVSA ya no tendría que vender todas sus divisas al BCV, con lo cual los activos externos de la nación no se concentraban en una sola cuenta, sino que existían diversos destinos para las exportaciones petroleras, y donde la información sobre estos fondos paralelos no permite determinar con certeza la evolución en su saldo y la disponibilidad actual de recursos. Significa esto que PDVSA actúa en la práctica como otro agente de política económica, puesto que la autonomía con que puede hacer sus transferencias a diferentes fondos, así como la información que maneja sobre el destino de su producción, le confiere una ventaja respecto a las autoridades fiscalizadoras y los agentes gubernamentales. Sin embargo, el cambio en la orientación estratégica de la compañía, con mayor vínculo a la política económica y social del gobierno, implica que gran parte de sus recursos puedan encontrarse comprometidos en el largo plazo y donde las posibilidades de reenfocar esfuerzos en la inversión petrolera sean limitados.

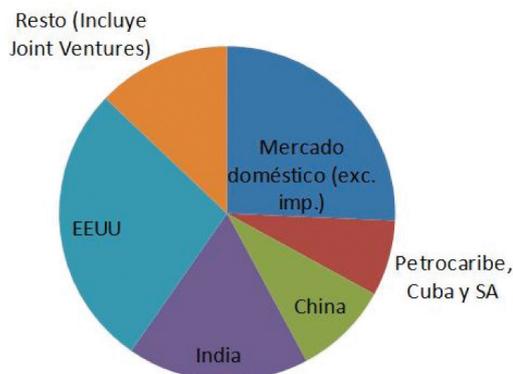
**4.2. La distribución de la producción petrolera por países y sus condiciones. Implicaciones para el país. Perspectivas del sector y colocaciones futuras**

Aunque la producción petrolera se ha mantenido estancada durante los últimos años, la capacidad de generación de ingresos para PDVSA ha mermado, en gran parte debido a la redistribución de la producción petrolera, donde no sólo se ha

destinado un mayor porcentaje al consumo interno, con un alto subsidio, sino también a la reconfiguración de las exportaciones, donde el peso de los acuerdos energéticos y los compromisos de deuda también ha venido en aumento.

Al considerar las cifras proporcionadas por PDVSA, de los 2,9 millones de barriles diarios que se producen actualmente, una cifra de alrededor de 700.000 barriles diarios se consume internamente, de los cuales unos 300.000 corresponden a gasolinas de motor. Dada la diferencia existente entre los precios internos (que no han sufrido ajuste desde 1996) y el precio internacional de los hidrocarburos líquidos, se ha estimado el subsidio en un orden de USD 27.000 MM para el año 2014, lo cual ha generado grandes incentivos hacia el crecimiento del consumo, el contrabando fronterizo y la disminución en los niveles de eficiencia energética.

**Producción petrolera venezolana por destino**



Fuente: OPEP. Departamento de Energía EEUU, Reuters, Estimaciones Propias

Por otra parte, Venezuela ha suscrito acuerdos energéticos con distintos países para los cuales existen condiciones preferenciales de pago por el envío de barriles de crudo y productos refinados desde Venezuela. Si se consideran las últimas cifras, alrededor de 210.000 barriles diarios son comprometidos bajo estos acuerdos, y de acuerdo a las regalías que se dejan de pagar por estos conceptos por parte de PDVSA, puede estimarse que el costo para la Nación es superior a los USD 3.000 MM. Asimismo, la creación de mecanismos



de endeudamiento como el Fondo Chino ha significado para Venezuela que formalmente existan obligaciones por el orden de los 435.000 barriles diarios según cifras oficiales, aunque los estimados independientes generan cifras menores para los envíos efectivos. Sobre estos barriles, solamente una fracción del precio de venta es percibida por Venezuela, y donde esos recursos en exceso son luego captados por el BANDES, que pueden ser o no transferidos de vuelta a PDVSA por concepto de la venta generada.

Esto ha ocasionado que los envíos hacia el principal destino de exportación, que han sido los EE.UU., hayan tenido una caída significativa durante los últimos años, de aproximadamente 50% desde el año 2004. Esta reducción refleja una menor dependencia de este país de las importaciones, ante los importantes avances tecnológicos en el área de fracturación hidráulica que han hecho que la producción en este país se encuentre en su valor más alto en los últimos 30 años, y donde los prospectos indican que esta tendencia se mantendrá en el corto plazo.

El desarrollo de la producción de petróleo desde Canadá, cuyo crudo posee características similares al de la Faja del Orinoco, implica una amenaza creciente para las colocaciones de crudo pesado y extrapesado en las refinerías de EE.UU., que están adaptadas para este tipo de crudo, sobre todo si se logra la aprobación de la terminación del oleoducto Keystone XL, lo cual significaría mayores retos al hecho de que la colocación de livianos en EEUU sufre la competencia directa de la producción del petróleo de lutita. En este sentido, según las proyecciones hechas por organismos internacionales, el mayor crecimiento de las importaciones de crudo y productos en los próximos años vendrá del mercado asiático, dados los niveles de crecimiento económico en China e India, un hecho que se ha incorporado en los planes de exportación de PDVSA, dado que según el Plan Siembra Petrolera 2013-2019, se proyecta elevar los envíos hacia China hasta unos 2,4 millones de barriles diarios en el 2019<sup>5</sup>.

Sin embargo, es necesario considerar que en el entorno actual, la competencia para capturar dicho mercado no sólo proviene desde Medio Oriente,

que cuenta con una ventaja geográfica y de calidad de crudo, lo cual sube la importancia de acuerdos de suministro como los de la construcción de la Refinería de Guangdong, en China, sino que también existen varios países de Latinoamérica que en ausencia de contratos de suministro pueden hacer descuentos significativos a los precios de colocación. Todo esto configura que la oportunidad de Venezuela de posicionarse en este mercado está muy vinculada a la capacidad que tenga de incrementar sus niveles de producción en el corto plazo.

## 5. Propuestas para el diálogo

### **5.1. Alternativas para fortalecer la industria petrolera venezolana. Oportunidades para el desarrollo**

El entorno energético mundial para los próximos años plantea una serie de interrogantes sobre las colocaciones futuras de hidrocarburos, así como las posibilidades de generar mayor valor agregado dentro de la industria petrolera venezolana. La posibilidad de una mayor utilización de gas natural en sustitución de petróleo y carbón tanto para la generación eléctrica como en el transporte hace pensar que el crecimiento de la demanda de petróleo será muy inferior al observado en los últimos años, y donde los mercados que generen mayores oportunidades se encuentren en la región de Asia Pacífico, particularmente de los principales países emergentes en dicha región.

Por otra parte, el desarrollo de una mayor competencia entre los proyectos a nivel mundial por obtener una fracción mayor de las inversiones en el sector genera incógnitas en torno a la posibilidad en que esta producción adicional que se genera pueda reemplazar el agotamiento natural de los yacimientos existentes, al tiempo que crezca al mismo ritmo que la demanda mundial de petróleo. Esta pregunta es particularmente relevante para Venezuela dado que aun cuando existe una gran diferencia entre condiciones geológicas y consideraciones técnicas que afectan el costo de los proyectos, y en ese sentido, proveen una ventaja relativa a productores convencionales de petróleo (mayormente representados en los países de la OPEP), el marco institucional y el riesgo



del negocio “superficial” (término que engloba lo referente a los riesgos macroeconómicos, institucionales, políticos y de índole distinta a las meras consideraciones geológicas y de calidad de crudo) son determinantes a la hora de elegir un destino para las inversiones.

Finalmente, es necesario considerar que la industria petrolera no sólo tiene importancia por su generación de divisas para el país, sino que constituye un eje central en cualquier proceso de planificación energética dentro del país, con un alto impacto ambiental que merece consideración. Esto significa que cualquier propuesta para el sector debe estar alineada con una política energética integral y que considere no sólo el valor comercial de los recursos, sino las oportunidades que genere para el desarrollo de competitividad en otros sectores (por su ventaja en costos de la energía), provea un uso eficiente de la energía y sea un primer eslabón en el establecimiento de cadenas que soporten el desarrollo sostenible. En este ejercicio, por lo tanto, aunque se destaca el valor que tiene una estrategia que emane de una política energética más general, se asume que los lineamientos aquí propuestos buscarán entrar en consonancia con estas directrices más generales, y nos ocuparemos de la política sectorial referente a la industria petrolera.

Ante la situación actual descrita, donde la presión financiera y operativa sobre la industria es creciente, y particularmente el peso sobre PDVSA, es necesario pensar en reformas institucionales, que tengan implicaciones en lo operativo, cuyo objetivo sea el de maximizar el valor presente de los recursos en hidrocarburos y en energía en general, y que en tal sentido, las consideraciones no tengan necesariamente que estar relacionadas en un sostenimiento de altos precios que favorezcan a competidores de mayores costos, sino que asegure una participación de mercado mayor para Venezuela, ante la posibilidad de que dicho mercado no siga creciendo como lo hizo antes.

Por ello, en lo referente al marco institucional vinculado al sector petrolero, el principio fundamental a tomar en cuenta es la autonomía de gestión y el desarrollo de capacidades técnicas que permitan

fortalecer aquellos organismos encargados de la formulación, diseño e implementación de la política petrolera. Esto involucra no sólo establecer un plan de fortalecimiento en las capacidades de supervisión del Ministerio encargado del área petrolera, sino también una separación de facto con los operadores, y particularmente con PDVSA, que pueda lograr un mecanismo de control y flujo de información sobre lo que ocurre dentro del sector y que atienda a un principio de mayor transparencia en la gestión.

Es necesario considerar además el establecimiento de un ente con capacidad y experiencia dentro del sector, que logre implementar y administrar las políticas referentes a la explotación de hidrocarburos y proveer los incentivos para fortalecer la cadena de valor asociada al sector, como ha sugerido la experiencia de otros países como Noruega, Colombia y Brasil, que han creado Agencias Nacionales para el sector, y cuyo objetivo es proveer el marco que maximice el valor de los recursos, no sólo evaluando el impacto del marco fiscal existente, sino que pueda ser el canal del Estado con los operadores nacionales y extranjeros para lograr un desarrollo eficiente de los recursos. Esto permitiría, por ejemplo, diseñar una política de largo plazo que contemple diversos arreglos contractuales de acuerdo a las necesidades de inversión en un campo, los costos asociados, las posibilidades de transferencia tecnológica y fortalecimiento del capital humano nacional, el establecimiento de un marco fiscal progresivo para el sector (en el sentido de lograr una mayor participación ante subidas repentinas del precio del petróleo) pero que a su vez asegure una rentabilidad para las empresas operadoras, de manera previsible y que minimice los riesgos de su inversión.

Otro punto fundamental resulta en las consideraciones sobre PDVSA, como empresa operadora dentro del territorio. Para el logro de los objetivos de política energética y petrolera en particular, es necesario reducir el ámbito de competencias y actividades que PDVSA tiene actualmente, y en ese aspecto, lograr una mayor focalización en las áreas en las que tradicionalmente había logrado experiencia, como las referentes al negocio de



los hidrocarburos, y lograr una mayor inversión privada en aquellas no referidas al aspecto no petrolero, donde con los incentivos apropiados, se puede desarrollar una gestión eficiente y que además tenga penetración en esos mismos segmentos que ahora busca atender PDVSA.

Esto también significa reconocer que aun cuando PDVSA logre dedicarse exclusivamente a actividades pertenecientes a la cadena de valor de los hidrocarburos, los requerimientos técnicos y financieros para impulsar un desarrollo a gran escala como los que se tienen en el Plan Siembra Petrolera (o cualquier otra iniciativa de desarrollo que logre aprobarse) imponen una carga que PDVSA no ha logrado satisfacer, y la generación de capital humano para que PDVSA pueda ver frutos en un plazo donde el valor de los hidrocarburos es una incógnita. Por ello, resultan muy importantes las reformas que logren atraer una mayor inversión privada, tanto nacional como extranjera, y que permitan la inclusión de capital, tecnología y experiencia en gestión necesarios para un crecimiento sostenido en la producción, pero que también identifiquen nuevas oportunidades de negocio para distintos productos de mayor valor agregado.

Algunas medidas que impactan la actividad de negocios actualmente y los riesgos asociados están muy vinculadas al establecimiento de un tipo de cambio que refleje las características de precios de Venezuela y sus socios comerciales, y reduzca la incertidumbre sobre los costos asociados. Por otro lado, otra manera de reducir costos de los proyectos es la mitigación de riesgos asociados a la operación de PDVSA, dado que si los proveedores pueden realizar negocios con empresas con mayor solvencia financiera y menos sujetas a las decisiones del Estado, las operadoras lograrían términos más favorables en la adquisición de bienes y servicios, lo cual tendría que ser complementado con un régimen de licitaciones que tenga mayor transparencia en cuanto a sus procesos y que incentive la competencia entre empresas.

Una gestión más descentralizada, donde las decisiones de las empresas mixtas incorporen el juicio y experiencia de los socios de PDVSA, que

además les permita una comercialización de sus productos y una contratación de bienes y servicios independiente de los objetivos de PDVSA, puede ayudar a una mayor continuidad de operaciones y una mejor planificación ante una reducción parcial de incertidumbre. Incluso, una mayor integración horizontal pudiera atender problemas de largo plazo como los de infraestructura, al mejorar la selección de proyectos y optimización de sus portafolios de infraestructura, facilitar la participación al desarrollar mecanismos que incentiven el ahorro en costos para las compañías que licitan y sacar el mayor provecho a la infraestructura existente con diseños que permitan, por ejemplo, esquemas de participación conjunta que internalicen los costos de utilización de la misma. A largo plazo, resulta muy importante también evaluar si la participación actual del Estado requerida por Ley en todos los proyectos asociados a exploración y producción puede ser asumida de manera eficiente. Por ello, el marco legal pudiera abrir el espacio para otras formas de asociación y contratación de acuerdo a las capacidades técnicas y financieras presentes dentro del territorio, así como a la escala y alcance de los proyectos.

Sobre la actividad propia de PDVSA, es necesario contemplar ajustes que mejoren su situación financiera e incrementen su productividad de largo plazo. Uno de los elementos fundamentales lo constituye la revisión de los subsidios indirectos que ha generado en los últimos años como consecuencia de la falta de ajustes en los precios a los combustibles en el mercado interno. La reducción de los subsidios tiene sus implicaciones distributivas al ser en la práctica un mecanismo de transferencia de la renta petrolera, pero al menos desde el punto de vista operativo para la industria, el precio recibido (salvo cualquier subsidio que quiera hacerse de manera directa por algún interés estratégico) debe al menos compensar los costos de extracción, procesamiento y disposición del combustible generado, así como proveer de un margen de comercialización que pueda constituir un incentivo para la inversión privada en estas áreas.

Por otra parte, las transferencias generadas por concepto de los envíos correspondientes a acuer-



dos energéticos donde la compensación no se hace en efectivo y donde una porción se hace con financiamiento, merecen particular revisión, pues reducen la generación de efectivo en el corto plazo para la Nación y PDVSA, pero desde un marco que involucre una lógica más comercial, puede evaluarse la conveniencia de estos acuerdos como oportunidad para la colocación de otros productos que pudieran ayudar a diversificar la matriz energética de países del Caribe, bien sea por la posibilidad de explotación de recursos de gas natural, o bien por aprovechar componentes surgidos de la extracción de crudos pesados y extrapesados, como en algún momento se dio con el desarrollo de la Orimulsión y sus colocaciones en países de Centroamérica. Esto tendría que ser revisado a la luz de los lineamientos estratégicos de PDVSA, pero en cualquier caso es necesaria una medición del impacto fiscal y financiero que esto tiene actualmente.

También se vuelve fundamental definir el impacto que tienen las transferencias a programas sociales y otros mecanismos cuasifiscales como el FONDEN, así como las contribuciones fiscales actuales, de tal manera de asegurar una rentabilidad en las operaciones integradas de PDVSA para su proceso de reinversión en las distintas áreas productivas, así como los esquemas de financiamiento empleados actualmente y la carga financiera que estos representan. Esto incluye no sólo las estrategias que involucran la utilización de deuda financiera (bonos y préstamos), sino también aquellos correspondientes a las obligaciones de la República bajo mecanismos como el Fondo Chino-Venezolano.

Dentro de los aspectos financieros, un elemento que merece particular atención es el manejo de la política cambiaria y monetaria relacionada al sector. En lo que se relaciona con PDVSA, los mecanismos de ajuste deben contemplar la necesidad de proteger el valor adquisitivo de las exportaciones petroleras, a través de un tipo de cambio consistente con los movimientos de precios internos y externos y que no imponga costos adicionales a la operación de la industria en general. De la misma manera, mecanismos de financiamiento como los contemplados actualmente en la Ley

del BCV hacia empresas públicas representan un riesgo inflacionario de magnitudes preocupantes, y aunque esto relaje la restricción presupuestaria de empresas como PDVSA en el corto plazo, su potencial para elevar costos y justificar una mayor inyección de liquidez es evidente, por lo que dichas operaciones entran en perjuicio directo de la operación petrolera.

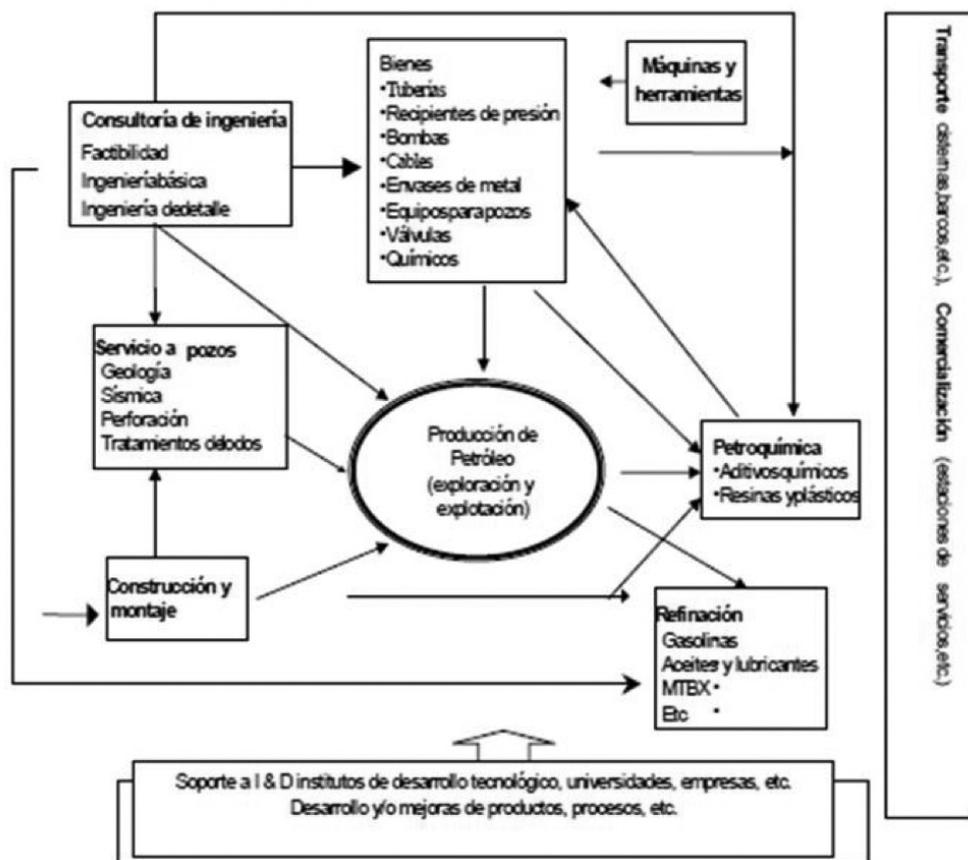
Una idea sobre los aspectos financieros que también merece atención es el financiamiento de la actividad petrolera a través de la utilización de mecanismos como la Bolsa de Valores, particularmente con la emisión de acciones sobre Empresas Mixtas e incluso con derechos sobre PDVSA. La práctica de oferta pública de acciones en empresas como Ecopetrol o Petrobras, además de diversificar las fuentes de financiamiento, busca generar una mayor transparencia en el interior de las operaciones de la industria, pues genera un grado de información y oportunidades de auditoría que permiten comparar el desempeño de la empresa con estándares similares a los del extranjero, genera mecanismos de contraloría en la población sobre el manejo de la industria y le otorga cierta profundidad a los mercados de capitales locales. Esto no deja de tener implicaciones sobre la estructura de propiedad de la empresa, pues se privatizaría parcialmente la empresa, con los efectos distributivos que ello conlleva, pero si bien la magnitud de dicha capitalización es sujeto de un profundo debate público, los efectos que puede una emisión de acciones sobre el gobierno corporativo de las empresas petroleras exige también particular reflexión.

El incremento de la productividad de la industria petrolera requiere que la estrategia que se diseñe logre captar al sector de hidrocarburos como un enclave donde existen relaciones entre múltiples actores y donde las contribuciones de cada actor resultan en innovaciones y productos de mayor valor agregado. Es por ello que la producción petrolera se puede concebir como un eje que con encadenamientos hacia arriba con proveedores (ingeniería, servicios, producción de bienes y equipos que demandan las actividades de la producción petrolera) y que además genera productos que pueden ser utilizados por otros

sectores de la economía (tanto por la refinación como la petroquímica). Todo este sistema debe estar apoyado por iniciativas que permitan una infraestructura confiable (electricidad, transporte, comunicaciones, entre otros) y en una relación sólida con instituciones cuyas contribuciones impulsen la investigación y desarrollo aplicados al sector, además de lograr la formación de capital humano requerido para las operaciones.

Dentro de esta concepción general, es necesario establecer condiciones que fortalezcan al sector de bienes y servicios conexos, donde la falta de financiamiento, la sobrevaluación cambiaría y el marco fiscal le restan competitividad. Por otra parte, es necesario identificar los requerimientos en insumos de estas industrias conexas para mantener una operación continua, de tal manera que la escala de operaciones les permita reducir costos y lograr competitividad frente a proveedores

de bienes y servicios del extranjero. Sin embargo, esto también requiere compromisos del sector conexo en términos de capacidad de respuesta y esfuerzos en innovaciones que justifiquen comprar localmente, porque de lo contrario cualquier preferencia otorgada a la parte local sería simplemente una transferencia de renta a sectores específicos y un aumento en los costos de la industria, por ello es importante un marco legal e institucional que fomente la competencia y la innovación empresarial dentro del sector. Necesario también es realizar estudios de competitividad de las industrias locales para saber cuáles son aquellos rubros y tareas más susceptibles de agregar valor, en una etapa de desarrollo más avanzada y con potencial de colocación en mercados extranjeros, para complementar la oferta de crudo y productos actual, tal y como lo hacen países como Noruega, donde el sector de servicios petroleros ha adquirido particular relevancia.



Fuente: Cepal (2001)



Para las grandes inversiones en infraestructura, el Estado adquiere protagonismo, pero sin olvidar que en muchos casos los esfuerzos de empresas que laboran en un mismo distrito o región pueden complementar las inversiones necesarias y ser financiadas con acuerdos de utilización de infraestructura.

Esta visión integral de la cadena productiva y del cluster, requiere también esfuerzos dedicados al desarrollo de recursos humanos para el sector, donde es necesario revisar los mecanismos actuales de formación, de tal manera de lograr una estandarización a los requerimientos de la industria, y por otro lado, identificar oportunidades para la innovación y generación de mano de obra especializada que permita la expansión de operaciones hacia áreas de rápido crecimiento a nivel mundial y donde las empresas petroleras puedan replantear su visión hacia convertirse en empresas de energía y fuente de adelanto tecnológico.

Sobre este último punto, la industria petrolera ha mostrado su capacidad de desarrollar nuevos productos y procesos, pero esta iniciativa no tiene por qué estar aislada. Una estrategia de creación de valor debe integrar las iniciativas de Investigación y Desarrollo con las actividades de mercadeo nacional e internacional, que identifique las oportunidades de negocio más apropiadas para el país, en función de su base de recursos y las competencias desarrolladas hasta el momento. Con esto, se busca reproducir un círculo virtuoso donde las innovaciones generan ventaja competitiva y mayor valor de marca, que a su vez identifica nuevas necesidades del mercado para posteriores innovaciones. La petroquímica y la Orimulsión son reflejo del tipo de valor que puede y debe generarse en el futuro.

## **5.2. Alternativas para el manejo eficiente de los ingresos petroleros. La potencial utilización del petróleo en la reducción de la pobreza y la diversificación productiva**

El manejo efectivo de los ingresos provenientes del petróleo representa un reto enorme, no sólo por las características particulares que tiene este

mercado y sus implicaciones sobre los precios, sino por los conflictos distributivos que el manejo de la renta petrolera impone sobre los distintos grupos de interés en la sociedad.

Un mecanismo que ha sido reconocido como capaz de mitigar los efectos que tiene la volatilidad de los ingresos de recursos minerales sobre la actividad económica ha sido la utilización de fondos de estabilización y de ahorro, que sirven distintos propósitos, pero en el primero de los casos, imponen reglas para evitar que los cambios súbitos en el ingreso se trasladen por vía de un gasto más volátil al resto de la economía, por vía de la apreciación cambiaria y una mayor incertidumbre sobre los recursos disponibles, y asegurando que los ingresos obtenidos por las exportaciones petroleras puedan ser absorbidos sin mayores distorsiones por la actividad local. Los fondos de ahorro buscan capturar la particularidad de los recursos minerales, que al no ser renovables, imponen una restricción presupuestaria intertemporal: se busca extraer y obtener valor por la venta de los productos ahora para luego con los ahorros generados, poder sostener la actividad de futuras generaciones sin mayores perturbaciones.

El reto con ambos tipos de fondos es asegurar que hay suficiente escrutinio para evitar la malversación o apropiación privada de fondos que son públicos. Salvaguardas como la regulación que imponga transparencia y rendición de cuentas, son necesarias para asegurar que los fondos son invertidos apropiadamente.

Existen diversas consideraciones sobre los objetivos y estrategias de administración de fondos de este tipo, pero la experiencia internacional permite al menos explorar algunas opciones, como por ejemplo:

- Lograr un enfoque hacia la inversión en un portafolio diversificado, que puede o no incluir opciones domésticas, vinculadas a infraestructura y otras áreas importantes, esto debido a las grandes deficiencias existentes actualmente. Aquí el reto es lograr determinar la capacidad que tiene la economía doméstica para absorber efectivamente estos influjos de



capital, tanto por la experticia para seleccionar proyectos como por el riesgo de corrupción subyacente. El riesgo de apreciación cambiaria y pérdida de competitividad del sector no petróleo, fenómeno asociado a la Enfermedad Holandesa, también es sustancial con esta estrategia. La selección de proyectos y hacia dónde estaría destinada la inversión también puede realizarse hacia regiones geográficas específicas consideradas clave para el desarrollo, aunque nuevamente la capacidad que tengan los gobiernos locales de manejar estos recursos representa un elemento a tomar en cuenta.

- Ante la debilidad institucional presente y la ausencia de contrapesos efectivos al poder, algunos autores como Rodríguez y Rodríguez (2012) sugieren que en Venezuela pudiera adoptarse un enfoque que involucre transferencias directas del ingreso petrolero, como un mecanismo complementario a la implantación de un Fondo de Estabilización y de Ahorro, lo cual ha sido utilizado con algunas variaciones en al menos 40 países a nivel mundial (McKinsey, 2013). La particularidad del mecanismo es que las contribuciones al Fondo son hechas utilizando el promedio de ingresos petroleros de los últimos 5 años, y donde parte de los intereses generados pueden ser distribuidos en forma de dividendos.
- Más allá de potencialmente proveer de un ingreso mínimo que sirva de complemento para contrarrestar problemas como los de pobreza, puede ser un estímulo para la inversión en capital humano. Por otra parte, si el dinero entregado es gravado, estos pagos directos pueden llevar a un contrato social entre los ciudadanos y el Estado que no existía previamente. Al no pagar impuestos, los ciudadanos no exigen rendición de cuentas con la misma intensidad que aquellos en donde los contribuyentes tienen una mayor carga fiscal. Esto puede significar que las autoridades tributarias deban construir instrumentos para facilitar transparencia.
- Sin embargo, hay tres retos significativos que hacen difícil que tales esquemas puedan trabajar efectivamente. Primeramente, los gobiernos ne-

cesitan tener un sistema confiable de identificar aquellas personas que reciban los fondos, es posible incluso pensar en un sistema de distribución que sea universal, para minimizar la percepción dentro de la población de que puedan ser excluidos de esas transferencias y que por tanto, se haga de manera discrecional (tal y como ocurre con las misiones). El segundo tiene que ver con las expectativas que tenga la sociedad. Puede haber el riesgo de que los gobiernos se encuentren con una situación permanente de transferencias a la sociedad que quizás no puedan atender, mientras que los ciudadanos usan el dinero para consumo, en lugar de invertirlo, al pensar que los fondos son permanentes. Dependiendo del monto transferido, es necesario considerar las implicaciones que un sistema como este puede tener en indicadores como la inflación. Aun si el gasto se hace de manera focalizada (sólo para áreas como educación y salud), puede ocurrir que ante la oferta limitada de instituciones dedicadas a estos temas, la mayor demanda pueda incrementar el costo de los servicios, por lo que las transferencias a la población terminan siendo apropiadas parcialmente por los proveedores de salud y educación.

Además de los mecanismos empleados para el manejo de los ingresos, es importante considerar algunas ideas para el gasto eficiente de los recursos provenientes de la renta petrolera, estos mecanismos son sugeridos en McKinsey (2013):

- Fijar expectativas: para contrarrestar la presión de los ciudadanos que pueda llevar a un gasto ineficiente, los gobiernos requieren lograr un acuerdo con la población sobre los principios de cómo manejar los recursos captados y anclar sus expectativas. Ello requiere una estrategia comunicacional que vaya más allá de una visión nacional general y desarrollar un entendimiento de cómo lograrlo, entendiendo la manera en que el gasto de estas rentas encaja con la visión general.
- Asegurar que el gasto sea transparente y los beneficios visibles. Esto puede lograrse a través de compromisos concretos como proveer de información a iniciativas multilaterales sobre



manejo de recursos, que permita una comparación efectiva con otros países.

- Establecer reglas para evitar grandes fluctuaciones en el gasto. Esto puede significar que se logren acuerdos para fijar el balance fiscal no petróleo en un determinado nivel, que aísle la gestión de la volatilidad del ingreso petrolero, e incluso permitir reglas para el ahorro de largo plazo.
- Lograr compromisos dentro del gobierno para mantener el alcance del sector público con una escala reducida, comparable a lo observado en las mismas dependencias para otros países en similar situación, así como parámetros salariales más claros y en línea con lo ofrecido con el sector privado, como manera de evitar el gasto excesivo y el crecimiento del aparato burocrático.
- Incentivar, a través de mecanismos institucionales, el uso de los recursos fuera de áreas vinculadas al consumo y hacia actividades de inversión. Fiscalmente, esto puede lograrse a través del establecimiento de reglas que estipulen qué porción de los recursos puede ser ahorrada e invertida, y conseguir instituciones independientes que monitoreen el destino de dichos recursos.

- Construir capacidades domésticas para el manejo eficiente de los recursos. Esto involucra el fortalecimiento de las capacidades técnicas dentro del sector público para una mejor valoración, selección, implementación y auditoría de los proyectos a los que se destinarán los recursos, y que además les permita evaluar la posibilidad que tienen las instituciones domésticas y los sectores económicos de apoyar la escala de dichos proyectos.

Las propuestas de reforma aquí incluidas tienen profundas implicaciones redistributivas y sobre la productividad del país, por lo que requieren de manera imprescindible de lograr un apoyo de la sociedad venezolana. Ello a su vez exige que la formulación de estos planes identifique las ventajas y costos asociados a los lineamientos de política, así como los mecanismos de implementación, compensación y resolución de posibles conflictos. Por ello, estos temas requieren una prolongada y exhaustiva discusión que corresponda a la dimensión que abarca la industria petrolera para el país y lo que puede significar para su eventual recuperación de la crisis económica ya esbozada en este capítulo y abordada con mayor detalle en otros trabajos de investigación dentro de esta misma serie de tres publicaciones.

## Referencias bibliográficas

Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat (2013). *Propuestas sobre Desarrollo Energético de Venezuela*.

CEPAL. Red de Reestructuración y Competitividad (2001). *La competitividad de la industria petrolera venezolana*.

González, D (2008). *El futuro del petróleo en Venezuela*. Petróleo Y&V <http://www.petroleooyv.com/website/uploads/GonzalezCruz.pdf>

Hults y Thurber (2012). *Oil and Governance: State-Owned Enterprises and the World Energy Supply*. Cambridge University Press. ISBN: 9781107438965

Mares, D. y Altamirano, N. (2007). "Venezuela's PDVSA and World Energy Markets: Corporate Strategies and Political Factors determining its Behavior and Influence". The James A. Baker III Institute for Public Policy. Rice University

Mc Kinsey Global Institute (2013). *Reverse the curse: Maximizing the potential of resource-driven economies*. [http://www.mckinsey.com/insights/energy\\_resources\\_materials/reverse\\_the\\_curse\\_maximizing\\_the\\_potential\\_of\\_resource\\_driven\\_economies](http://www.mckinsey.com/insights/energy_resources_materials/reverse_the_curse_maximizing_the_potential_of_resource_driven_economies)

Ministerio de Petróleo y Minería. *Petróleo y Otros Datos Estadísticos*. Varios años.



Párraga, M (2007). *En siete días arranca período de transición en la Faja del Orinoco*. Diario El Universal, [http://www.eluniversal.com/2007/02/28/eco\\_art\\_194537](http://www.eluniversal.com/2007/02/28/eco_art_194537)

PDVSA. *Informe de Gestión Anual*. Varios años

PDVSA. *Estados Financieros*. Varios años

Péné-Annette, A., Pirela, A., Ramousse, D (2012). *El Proyecto Socialista Orinoco: un nuevo territorio vinculado a la explotación petrolera en Venezuela*. Cuadernos del Cendes, versión ISSN 1012-2508 CDC vol.29 no.80, Caracas. [http://www.scielo.org.ve/scielo.php?pid=S1012-25082012000200002&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.org.ve/scielo.php?pid=S1012-25082012000200002&script=sci_arttext)

Rodríguez y Rodríguez (2012) *El Petróleo como instrumento de progreso: una nueva relación Ciudadano-Estado-Petróleo*, Ediciones IESA

Suárez, J. (2013). *Producción en baja*. Diario Tal Cual, <http://www.talcualdigital.com/Nota/visor.aspx?id=87123>

Tovar, E. (2013). Pdvsadmite retrasos en la producción de la Faja. El Universal, <http://www.eluniversal.com/economia/131006/pdvsadmite-retrasos-en-la-produccion-de-la-faja>

Ulmer, A. (2015). *Pirates and hold-ups: crime strikes Venezuela's oil industry*. Reuters. <http://www.reuters.com/article/2015/06/25/us-venezuela-oil-crime-insight-idUSKBN0P51G020150625>



## Anexo 1

## Transferencias de PDVSA a FONDEN, Fondespa, Misiones y Programas Sociales

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	150	157	3.459
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	1.569	1.607	7.843
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	3.463	3.781	6.581	3.888	4.321	26.739
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	240	29	11	-	-	-	-	-	-	672
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	25	9	-	-	-	-	-	-	159
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	-	17	6	156	2	-	-	1	966
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	291	28	-	-	-	-	-	-	-	319
Misión Revolución Energética	-	-	-	-	-	210	219	174	745	2.115	2.197	69	196	250	6.175
Gran Misión Vivienda Venezuela	-	-	300	500	500	476	659	221	157	1.251	4.010	-	-	-	8.074
Gran Misión AgroVenezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.140	-	-	-	1.140
Gran Misión Hijos de Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	598	-	-	598
Gran Misión en Amor Mayor Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.241	-	-	1.241
Gran Misión Barrio Tricolor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	-	325
Proyectos Agrícolas	-	-	-	600	600	423	919	848	54	14	382	109	102	17	4.047
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	w	335	623	63	799	204	2.024
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	230	89	5	733
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	72	-	50	-	-	-	-	-	162
Fondo Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	-	149	-	887
Fondo Especial de la Juventud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	40
Fondo Seguridad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455	84	-	19	-	558
Fondo Miranda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.083	4.306	5.113	4.705	687	19.894
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	-	-	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	5.760	5.817	6.854	28.889
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	1.657	50	3.746
Plan Caracas Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	170	77	10	403
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	6	180	3	1.087
Núcleos de Desarrollo Endógeno	-	-	-	-	55	47	130	46	5	-	-	-	-	-	283
Aportes Sector Eléctrico PDVSA	-	-	-	-	-	163	650	822	1.089	3.578	1.566	1.435	1.097	601	11.001
Apoyo a Emergencia por Lluvias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	219	175	103	-	534
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	585	3.808	1.430	413	8.305
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	1.680	343	131	4.485
Fondo de Ahorro de los Trabajadores	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	102	208	1.472
Otras Misiones y Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	504	162	2.801
<b>SUB-TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>549</b>	<b>2.316</b>	<b>3.762</b>	<b>5.274</b>	<b>8.048</b>	<b>4.990</b>	<b>6.006</b>	<b>22.223</b>	<b>28.657</b>	<b>28.293</b>	<b>23.341</b>	<b>15.680</b>	<b>149.187</b>
Contribuciones al FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	8.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	80.577
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	-	-	-	4.229
<b>SUB-TOTAL FONDEN Y FONDESPA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.000</b>	<b>3.525</b>	<b>7.084</b>	<b>6.761</b>	<b>12.384</b>	<b>600</b>	<b>1.334</b>	<b>14.728</b>	<b>15.572</b>	<b>10.418</b>	<b>10.400</b>	<b>84.806</b>
<b>TOTAL APORTES A MISIONES Y PROGRAMAS SOCIALES, FONDEN Y FONDESPA</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>549</b>	<b>4.316</b>	<b>7.287</b>	<b>12.358</b>	<b>14.809</b>	<b>17.374</b>	<b>6.606</b>	<b>23.557</b>	<b>43.385</b>	<b>43.865</b>	<b>33.759</b>	<b>26.080</b>	<b>223.993</b>

Fuente: Informe de Gestión de PDVSA (2014)







## **Acerca del autor**

### **Igor Hernández**

Economista (UCAB). Máster en Economía (Duke University). Director Adjunto del Centro Internacional de Energía y Ambiente del IESA. Es profesor del IESA y anteriormente ha sido profesor en la Escuela de Economía de la UCAB. También ha trabajado como consultor en proyectos para el sector energía y ha sido conferencista en temas vinculados al sector petrolero,

## **Responsable**

Hildebrand Breuer / [hildebrand.breuer@ildis.org.ve](mailto:hildebrand.breuer@ildis.org.ve)  
[www.ildis.org.ve](http://www.ildis.org.ve)

### **Friedrich Ebert Stiftung (FES)**

La Fundación Friedrich Ebert (FES), fundada en 1925 en Alemania, es una institución privada de utilidad pública comprometida con las ideas de la Democracia Social. Lleva el nombre del primer presidente de la República de Weimar elegido democráticamente, Friedrich Ebert, y es portadora de su legado en cuanto a la configuración política de la libertad, la solidaridad y la justicia social. A este mandato corresponde la Fundación en el interior y exterior de Alemania con sus programas de formación política, de cooperación internacional y de promoción de estudios e investigación.

El uso comercial de todos los materiales editados y publicados por la Fundación Friedrich Ebert (FES) está prohibido sin previa autorización escrita de la FES.

Las opiniones expresadas en esta publicación no representan necesariamente los puntos de vista de la Fundación Friedrich Ebert.

**ISBN 978-980-6077-61-4**