

LA INDUSTRIA PETROLERA

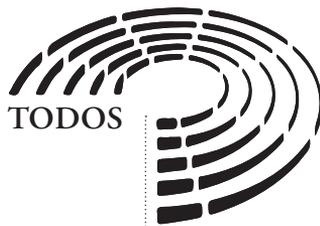
en la era chavista,
crónica de un fracaso

Luis Oliveros
coordinador

Colección
LA REPÚBLICA DE TODOS



Colección
LA REPÚBLICA DE TODOS



LA INDUSTRIA PETROLERA EN LA ERA CHAVISTA, CRÓNICA DE UN FRACASO.

Luis Oliveros
coordinador



Konrad
Adenauer
Stiftung

CARACAS, 2019

*LA INDUSTRIA PETROLERA EN LA ERA CHAVISTA,
CRÓNICA DE UN FRACASO*

Luis Oliveros (coordinador)
Universidad Católica Andrés Bello
Montalbán. Caracas (1020). Apartado 20.3323

Diseño y Producción: **ab**ediciones
Diagramación: Isabel Valdivieso
Diseño de portada: Isabel Valdivieso
Corrección: Tatiana Russián

© Instituto de Estudios Parlamentarios Fermín Toro
Universidad Católica Andrés Bello
Primera edición 2019
Hecho el Depósito de Ley
Depósito Legal: PENDIENTE
ISBN: 978-980-244-PENDIENTE

Impreso en Venezuela
Printed in Venezuela
Por: Gráfica LAUKI, C.A.

Reservados todos los derechos.
No se permite reproducir, almacenar en sistemas de recuperación de la información, ni transmitir alguna parte de esta publicación, cualquiera que sea el medio empleado –electrónico, mecánico, fotocopia, grabación, etc.–, sin el permiso previo de los titulares de los derechos de la propiedad intelectual.



PRÓLOGO

Ramón Guillermo Avelo.....7

PRESENTACIÓN

José Guerra 11

1. ADIÓS A LA POLÍTICA PETROLERA DEL CHAVISMO

José Guerra..... 13

2. CRÓNICAS DE UN AJUSTE: DEL EXCESO DE HUGO CHÁVEZ A LA VENEZUELA «POSPETROLERA» DE NICOLÁS MADURO

Asdrúbal Oliveros y Gorka Lalaguna..... 19

3. ASPECTOS JURÍDICOS DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA: HACIA UN NUEVO MARCO PARA PROMOVER LA INVERSIÓN PRIVADA

José Ignacio Hernández G. 67

4. INDUSTRIA GASÍFERA EN VENEZUELA

Antero Alvarado 97

5. CAMBIOS INSTITUCIONALES QUE DESMANTELARON Y DESTRUYERON LA ESTATAL PDVSA

Diego J. González C..... 115

6. REFLEXIONES SOBRE EL COLAPSO Y LA RECUPERACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN VENEZUELA

Ramón Key y Claudina Villarroel 153

6 LA INDUSTRIA PETROLERA EN LA ERA CHAVISTA,
CRÓNICA DE UN FRACASO

7. EL COLAPSO DE LA INDUSTRIA PETROLERA
VENEZOLANA Y SUS CONSECUENCIAS GLOBALES
Francisco Monaldi..... 173

8. DE LA BONANZA A LA HIPERINFLACIÓN:
CÓMO EL CHAVISMO GENERÓ UN COLAPSO
EN LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA
Luis Olivares 187

BIBLIOGRAFÍAS203

PRÓLOGO

RAMÓN GUILLERMO AVELEDO



PRESENTACIÓN



JOSÉ GUERRA

Este libro viene a saldar una deuda con los venezolanos. Entre 1999 y 2018 Venezuela registró, en promedio, los precios petroleros más elevados de toda su historia y, con ellos, disfrutó del mayor ingreso por concepto de exportaciones de hidrocarburos. Vivimos una especie de espejismo de riqueza y de abundancia que hizo creer a algunos que habíamos vuelto a ser aquel país catalogado de rico durante los años setenta, la llamada «Venezuela saudita». Hugo Chávez creyó, pensó y actuó como si el problema de Venezuela consistía en que no se había administrado bien los recursos petroleros y por ello intentó cambiar lo que estaba y funcionaba bien, y agravó lo que estaba y funcionaba mal. Para Chávez, el problema era de distribución de la renta petrolera, no de generar más riqueza. Los mecanismos para ese propósito fueron las transferencias masivas mediante subsidios generalizados de todo tipo y el mantenimiento de una moneda sobrevaluada que permitía importar bienes baratos. Tales mecanismos se financiaron con los elevados precios petroleros durante buena parte del lapso arriba citado para luego, cuando las cotizaciones del petróleo ya no lo permitían, hacerlo con un endeudamiento externo masivo. Ello significó debilitar sustancialmente las finanzas de PDVSA y su operación en la medida que se retrasaban los planes de inversión y la producción comenzaba a declinar sostenidamente.

Finanzas exhaustas y producción en declive averiaron pronunciadamente la capacidad de la estatal petrolera para aportar recursos para sus propios proyectos de inversión y para hacer las aportaciones fiscales al Gobierno. Recurrió entonces PDVSA al más nocivo de todos los instrumentos de financiamiento. Mediante reformas sucesivas de la Ley del Banco Central de Venezuela (BCV), ordenadas primero por Chávez y después por Maduro, el instituto emisor comenzó a generar dinero para extenderle créditos a una PDVSA que ni siquiera su nómina en bolívares estaba en condiciones de pagar, entre otras cosas, debido a un régimen cambiario absurdo que hace que la compañía venda sus divisas a una tasa de cambio excesivamente sobrevaluada mientras enfrenta costos crecientes. Ello fue el récipe para desmejorar la posición financiera de la firma. Al momento de escribir estas notas (28 de julio de 2018) al cierre de junio de este año PDVSA le debía al BCV 18.000 millones de dólares a la tasa de cambio oficial, deuda esta para financiar sus gastos internos. De esta manera, PDVSA afectó su propia producción de petróleo,

provocó un déficit fiscal del sector público y contribuyó a generar una hiperinflación. Claro, PDVSA es una entelequia. Es un ente inanimado. El problema lo causó la política petrolera que concibió Chávez y quienes lo acompañaban, y que tuvo como ejecutores a absolutamente todos los presidentes de PDVSA y los ministros del asunto petrolero. El corolario de esa política petrolera es que en 2018 PDVSA produce 50% menos petróleo que el que extraía en 1999, mantiene una deuda externa financiera mayor a los 35.000 millones de dólares, la cual está en *default*, y no tiene capacidad económica ni técnica para levantar la producción de crudos y derivados.

El esfuerzo para la materialización de este libro concluyó con las colaboraciones de venezolanos ilustres, quienes han dedicado tiempo y esfuerzo para entender el fenómeno del petróleo y la energía en Venezuela y a quienes les duele el estado calamitoso en el que actualmente se encuentra la industria de los hidrocarburos. Tienen los venezolanos en sus manos un libro que esperamos que ayude a valorar lo que nos está pasando, con la esperanza de que nunca más se cometa el error de despilfarrar los ingresos más cuantiosos que ha recibido Venezuela desde que es nación independiente.

ADIÓS A LA POLÍTICA PETROLERA DEL CHAVISMO

JOSÉ GUERRA



La política petrolera de los Gobiernos de Hugo Chávez y Nicolás Maduro entre 1999 y 2018 ha tenido un denominador común: por una parte, tratar de restringir la producción de petróleo para contribuir a apuntalar los precios y por la otra, aumentar la participación fiscal del Estado en el negocio petrolero con el objeto de fortalecer la capacidad distributiva del gasto público. Es notorio igualmente, hasta 2012, el esfuerzo por expandir el rol de PDVSA en las áreas agrícola, comercial e industrial creándose una empresa con múltiples propósitos. El petróleo ha sido la variable clave a partir de la cual se ha articulado el financiamiento del modelo sociopolítico etiquetado como socialismo del siglo XXI. Gracias a los elevados precios del petróleo y a los recursos fiscales que de ellos se derivan, el Gobierno ha podido llevar a cabo una ampliación impresionante del papel del Estado como distribuidor del ingreso, mediante transferencias directas, subsidios y la creación de una tupida, ineficiente y corrupta red de empresas públicas, todo ello como sustento de su plan político.

Sin embargo, esa política petrolera enfrentó un dilema. Maximizar el ingreso fiscal se puede obtener con diferentes combinaciones de precios y volúmenes exportados y los Gobiernos chavistas optaron por sacrificar la producción para apuntalar los precios, y ello significó un error monumental. Para que una política de restricción de las cantidades exportadas con el objeto de propiciar un alza de precios sea efectiva, tiene necesariamente que ser fruto de un acuerdo entre los miembros de la OPEP, de manera de evitar que otros productores de la organización tomen la cuota de mercado a la cual está renunciando quien individualmente reduce la producción; de otra manera, los precios podrían eventualmente disminuir.

Esa consideración es válida igualmente para el mercado como un todo, ya que en el caso de que la OPEP reduzca la producción, su participación de mercado ha mermado a favor de los productores independientes. Es decir, una acción individual de recortar la producción, para un país que no es fijador de precios, no parece aconsejable. La experiencia de 1998 y 1999 demostró que los acuerdos consensuados entre la OPEP, México, Rusia y Noruega contribuyeron al aumento de precios observado a partir del segundo trimestre de 1999, más allá del efecto de la dinamización de la economía mundial.

La gran desventaja que tiene la política de recortes de producción para Venezuela es que los impactos recesivos en la economía son inmediatos y se inhibe la expansión de la industria en un país con vastas reservas de crudos. Al contraerse la producción petrolera, digamos en 10%, la tasa de variación del PIB declina, en términos promedio, en 1,5 puntos porcentuales de forma directa, sin incluir la incidencia indirecta que se genera sobre las actividades conexas al sector. Esa incidencia indirecta vendría dada por el efecto multiplicador del gasto petrolero sobre la economía no petrolera. Adicionalmente, el menor nivel de actividad económica tiende a reducir la recaudación no petrolera, con lo cual los impuestos totales pueden disminuir. El resultado de la política petrolera aplicada por el chavismo desde 1999 hasta 2018 ha sido una declinación sostenida de la producción y una pérdida de cuota de mercado y de influencia en el proceso de toma de decisiones en el seno de la OPEP.

Entre 1999 y 2001, el Gobierno planteó una política encaminada a promover los hidrocarburos como palanca para el desarrollo de los sectores industriales y a incentivar la formación y la participación del capital nacional en el negocio petrolero. Sin embargo, esa orientación duró poco y, de hecho, no se materializaron iniciativas encaminadas a abrir espacios al capital nacional. Contrariamente, a partir de 2007, el Gobierno adoptó la estatización completa del negocio petrolero como elemento clave de su política, situación que llevó a expropiaciones de los activos de empresas socias de PDVSA en la faja petrolífera del Orinoco y de empresas nacionales que prestaban servicios a la industria petrolera, especialmente en la costa oriental del lago de Maracaibo. De igual manera, el Gobierno promovió la subasta de lotes de la faja a empresas petroleras mayormente estatales, en una política de nuevas alianzas que privilegia las asociaciones con el Gobierno, según su afinidad política.

En 2001, mediante iniciativa del Gobierno de Chávez, la Asamblea Nacional aprueba la Ley Orgánica de Hidrocarburos¹ (LOH), la cual contribuyó decisivamente a la recuperación de los ingresos fiscales petroleros toda vez que se aumenta la regalía, la cual, por definición, es más fácil de recaudar que el impuesto sobre la renta. Sin embargo, con la creación del Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden) en 2005 y, posteriormente, con la ley que crea una contribución especial por precios extraordinarios y exorbitantes en el mercado internacional de hidrocarburos, de abril de 2011, la contribución fiscal petrolera declinó sensiblemente. De acuerdo con esta ley, se creó un mecanismo que permitió transferir al Fonden los ingresos adicionales generados cuando el precio petrolero resulte mayor al contemplado en la Ley de Presupuesto. De esta manera, los ingresos que produce la industria petrolera van de

1 Conviene puntualizar que las normas establecidas en la ley se aplicarían a los nuevos acuerdos y no a los firmados antes de su entrada en vigencia, es decir, a los proyectos de la apertura petrolera de los años noventa.

igual modo al fisco, pero no se contabilizan como ingresos fiscales ordinarios, con lo cual se reduce el situado constitucional que se asigna a las gobernaciones y alcaldías.

Los elevados y crecientes precios de los hidrocarburos no han sido suficientes para proveer de recursos a PDVSA para que acometa la inversión requerida y así levantar los niveles de producción. Al analizar el comportamiento de la producción de petróleo es fundamental considerar lo ocurrido en el marco legal que rige el funcionamiento de la industria,² en particular desde 2004. A partir de ese año el Estado adoptó un conjunto de cambios en la legislación con el objeto de aumentar los ingresos fiscales, en vista del auge que experimentaban los precios del petróleo. Así, después de 2006, se aumentó la regalía de 1,0% a 16,67% para los proyectos de las asociaciones estratégicas. Esto estaba contemplado en los contratos cuando el proyecto alcanzara diez años y la tasa interna de retorno llegara a un cierto umbral. Pero ello era solo el inicio. Entre 2005 y 2008, se producen cambios fundamentales encaminados a fortalecer la capacidad fiscal del Estado con miras al financiamiento de la nueva fase del proyecto político que ya se perfilaba como socialista.

En 2005, el Seniat impone multas a las empresas socias de PDVSA en los convenios operativos argumentando que debían pagar impuestos sobre la renta a la tasa de 50,0% establecida en la LOH de 2001, en lugar de 34,0%, según los acuerdos suscritos. Posteriormente, se establecieron multas a las empresas de las asociaciones estratégicas con el argumento de que producían en exceso sobre lo autorizado, para lo cual se aumentó la regalía de 16,67% a 30,0% y, además, se estableció que el pago de la cuota parte a las empresas en el negocio se haría en bolívares y no en dólares, en un contexto en el cual se aplicaba un control de cambios. Aunque los convenios operativos ya estaban en producción desde, al menos, 1997 y siguieron su nivel productivo entre 1999 y 2005, en 2006 el Gobierno dictaminó que tales acuerdos eran ilegales porque no habían sido aprobados por el parlamento y que, por tanto, las compañías socias de PDVSA debían migrar a un esquema de empresas mixtas en el cual PDVSA tendría 60,0% del capital accionario. Igualmente, el Gobierno acordó que las asociaciones estratégicas debían integrarse como empresas mixtas, con mayoría accionaria por parte de PDVSA. En 2007, PDVSA decidió nacionalizar todas las asociaciones estratégicas y operar por sí misma esos proyectos.

En tanto se realizaban las negociaciones con las empresas petroleras asociadas con PDVSA, el Gobierno estipuló que los contratos se respetarían según las leyes vigentes. Al poco tiempo, contraviniendo lo acordado, estableció una sobretasa sobre la regalía vigente, según el comportamiento de los precios petroleros. Como resultado

2 Para un análisis exhaustivo, véase: Manzano, O. y Monaldi, F.: «The political economy of oil contracts renegotiation in Venezuela» en: Hogan, W. y Sturzenegger, F. (editores) (2010): *The Natural Resources Trap: Private Investment without Public Commitment*. Cambridge: MIT Press.

de todo este proceso, algunas empresas petroleras dejaron el negocio e iniciaron demandas contra PDVSA, como fueron los casos de ExxonMobil y ConocoPhillips. Compañías como Total y ENI llegaron a acuerdos compensatorios con PDVSA y British Petroleum y Chevron permanecieron como socios minoritarios y muy disminuidos en su capacidad negociadora.

Con una PDVSA debilitada operativamente, exhausta fiscalmente por las cargas impuestas por el Gobierno, politizada al extremo y con una extensión de sus funciones hacia el campo de la distribución del gasto público, no era posible esperar otra cosa que una declinación de la producción.

Es una hipótesis razonable suponer que este comportamiento de la producción petrolera se explica por el hecho de que PDVSA ha dejado de ser una empresa petrolera en sentido estricto para transformarse en una de múltiples propósitos, situación que la ha distraído de sus actividades fundamentales. La disminución de la producción petrolera llevó al Gobierno a lanzar el primer Plan Siembra Petrolera en 2005, cuyas principales metas fueron las siguientes: aumentar la producción total de petróleo de 2.700.000 barriles diarios en 2005 a 5.837.000 barriles diarios en 2012, de los cuales el esfuerzo propio de PDVSA significaba producir 4.019.000 barriles diarios; incrementar las reservas de petróleo con la incorporación de 8.600 millones de barriles a las reservas existentes y su correspondiente certificación; construir tres nuevas refinerías para procesar 500.000 barriles diarios, todo ello con una inversión de 56.000 millones de dólares, de los cuales 70,0% lo aportaría PDVSA. Al cerrar 2012, el nivel de la producción petrolera de Venezuela se acercó a los 3.000.000 de barriles diarios, 49% menos de lo contemplado en el Plan Siembra Petrolera y, de forma análoga, con la construcción de nuevas refinerías, el plan fue un soberano fracaso.

Al evaluar el declinante desempeño de la producción petrolera conjuntamente con el comportamiento del consumo interno y los compromisos de suministro con el Fondo Chino y Petrocaribe, el resultado es que PDVSA se ha visto forzada a aumentar sus importaciones de productos refinados, entre ellos, gasolina, para atender los requerimientos del mercado nacional. Las mayores importaciones de derivados petroleros concuerdan con la caída de la producción a partir de 2005, como se refirió anteriormente, y con la necesidad creciente de más productos petroleros de origen importado. Nunca una política petrolera en medio de un auge de precios tuvo resultados tan contradictorios.

Igualmente, conviene resaltar que entre 2007 y 2010 PDVSA fue sometida a un proceso violento de endeudamiento externo a tasas de interés confiscatorias con el objeto no de aumentar la producción de petróleo, sino de procurar sostener

un esquema cambiario de controles con una tasa oficial sobrevaluada, todo lo cual fomentó salidas masivas de capital. Así, la deuda financiera de PDVSA, que en 2006 totalizó 2.994 millones de dólares, saltó a 31.534 millones de dólares en 2012. Entre tanto, la situación financiera y de caja de PDVSA se agudizó al extremo de que el Banco Central de Venezuela (BCV) tuvo que rescatarla mediante inyecciones de dinero fresco para enjugar sus déficits operacionales. No resulta exagerado decir que la nómina de PDVSA la terminó pagando el BCV imprimiendo dinero. La síntesis de este proceso fue una caída significativa de la producción de crudos y derivados y la acumulación de una deuda externa impagable.

A partir de 2013, con Maduro en el poder, todos los problemas de la industria petrolera anteriormente comentados se agudizaron. La gerencia de PDVSA ha estado sujeta a cambios frecuentes, lo mismo que el Ministerio de Petróleo, situación esta que ha generado incertidumbre en el sector, paralización de proyectos y deterioro de la capacidad operativa de la empresa. En la medida que el precio petrolero acusó una pronunciada disminución en 2014 se hicieron evidentes los problemas financieros de PDVSA y, en mayor medida, cayó la producción y se hizo la empresa más dependiente de financiamiento monetario del BCV, no obstante que a partir de 2015 los precios del petróleo comenzaron una nueva fase de ascenso, pero PDVSA no pudo levantar la producción. De esta manera, tal como se aprecia en el cuadro que sigue, entre 2012 y 2018, la declinación de la producción petrolera se acentuó y con ello la cuota de mercado de Venezuela en el seno de la OPEP hasta convertirse en un productor marginal a pesar de tener una de las mayores porciones de las reservas probadas entre las naciones que conforman esa organización.

**Cuadro 1. Producción petrolera de Venezuela y de la OPEP
(miles de barriles diarios).**

	1998	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Venezuela	3.288	2.359	2.353	2.373	2.368	2.154	1.911	1.392
OPEP	27.200	31.132	30.179	30.771	31.846	32.643	32.372	31.869
Cuota de mercado (%)	12,1	7,7	7,7	7,7	7,4	6,6	5,9	4,3

Fuente: OPEP, Boletín Mensual y fuentes secundarias.

De los 1.392.000 barriles diarios producidos en mayo de 2018, aproximadamente, 700.000 barriles diarios (50,3%) correspondieron a PDVSA y el resto a las empresas socias; esas cifras distan sustancialmente de las de 1998, un año antes de la llegada de Chávez al Gobierno, cuando Venezuela produjo 3.288.000 barriles diarios de petróleo, de los cuales el esfuerzo propio de PDVSA aportó

2.928.000 barriles diarios, es decir 89,0% del total. Una participación de mercado de 4,3% en 2018 refleja una caída vertical con relación a la que tuvo Venezuela en 1998 cuando se cifró en 12,1%. Es decir, con la llegada de Chávez al poder en 1999, comenzó, o se acentuó, el declive la industria petrolera venezolana, y ese espacio cedido fue conquistado por otros productores tanto de la OPEP como fuera de esa organización.

Un cambio importante en la gestión de la industria petrolera se produjo a finales de 2017, cuando el 26 de noviembre fue nombrado el mayor general de la Guardia Nacional Bolivariana, Manuel Quevedo, como ministro de petróleo y presidente de PDVSA. Ello significó en los hechos la militarización de la industria petrolera y el encarcelamiento de algunos ejecutivos de empresas trasnacionales que tienen operaciones en la faja del Orinoco y otros de PDVSA acusados de sabotaje y corrupción. También fueron llevados a la cárcel Nelson Martínez, expresidente de PDVSA, y Eulogio del Pino, exministro de Energía y Petróleo. A lo largo de 2018 la producción de crudos y derivados ha exacerbado su caída, agravada la situación por la salida y emigración de personal calificado de la industria y especialmente de PDVSA. A ello se agrega el incumplimiento del pago de la deuda financiera de PDVSA por primera vez en su historia y los resultados desfavorables de los litigios con acreedores y antiguos socios, lo que llevó al cierre de las fuentes de financiamiento, vitales para cualquier plan de expansión de la producción de petróleo en Venezuela. Lo anteriormente comentado tiene un corolario: el chavismo en el poder ha significado la destrucción de capacidades técnicas y de gerencia en la industria petrolera de Venezuela, magnificó la corrupción, el nepotismo y el tráfico de influencias, hizo de PDVSA una especie de caja chica de su aparato partidista y propició un endeudamiento excesivo de la empresa que actualmente no se puede pagar.

CRÓNICAS DE UN AJUSTE: DEL EXCESO DE HUGO CHÁVEZ A LA VENEZUELA «POSPETROLERA» DE NICOLÁS MADURO

2

ASDRÚBAL OLIVEROS Y GORKA LALAGUNA*

El cambio político que sufrió Venezuela en 1998 trajo consigo una redefinición de la estructura institucional y de las bases y principios del sistema económico venezolano. La economía humanista, autogestionaria y competitiva que planteaba la «Propuesta de Hugo Chávez para transformar a Venezuela: una revolución democrática», presentada por Chávez en 1998, proponía un esquema alternativo en la conducción de la política económica y social de Venezuela partiendo de un diagnóstico relativamente simple, común en distintos procesos políticos en América Latina.

Con un énfasis particular en la dinámica de crecimiento y, en paralelo, en la distribución del ingreso, la firme creencia de que una suerte de condición especial que caracterizaba a Venezuela como un país, en líneas generales, rico, pero con importantes atrasos en materia social, nutría y guiaba la narrativa oficial hacia lo que, al menos, *ex-ante* prometía ser un proceso profundamente transformador. Una revolución.

Dieciocho años después, todos los cimientos que sostenían la economía del país han cedido en rápida sucesión. La crisis que ha sobrevenido es de carácter sistémico, avanza de manera vertiginosa y amenaza con arrastrar al país al caos propio de un Estado fallido. Los problemas que enfrenta Venezuela distan de ser exclusivamente técnicos, y difícilmente su resolución implique un mero plan de estabilización de la economía. Es necesario ir más allá.

Una de las relaciones más longevas y visibles a lo interno del imaginario cultural venezolano es la de su principal producto exportable, el petróleo, con la economía. En este sentido es imposible hacer referencia a uno sin hacer mención a su complemento, más durante los años recientes. Para entender por qué, conviene estudiar cómo llegamos hasta aquí y cuál es la magnitud de los desequilibrios más apremiantes que presenta la economía tras casi dos décadas de la génesis del chavismo como fuerza política formal.

* Los autores quisiéramos agradecer a Miguel Ángel Santos, Luis Zambrano Sequín, Carlos Miguel Álvarez, Ricardo Villasmil y María Antonia Moreno por sus aportes y comentarios a una versión preliminar del presente texto.

El presente apartado se encuentra estructurado de la siguiente manera: en primer lugar, un breve recorrido en torno a lo que ha sido el devenir del proceso y en segundo lugar, un análisis de las acciones tomadas desde el Gobierno para gerenciar PDVSA.

¿Cómo llegamos hasta aquí?

El Plan de Transición 1999-2000 formulado por el Gobierno del presidente Chávez daba cuenta de los problemas sufridos en el pasado y prometía no pasarlos por alto.¹

A partir de entonces, se han planteado diferentes instrumentos para orientar la gestión del Gobierno central en materia económica: Programa Económico 2001, Plan de Desarrollo Nacional 2002-2007, Proyecto Nacional Simón Bolívar 2007-2013 y Plan de la Patria 2013-2019. Es en estos dos últimos donde se consagra el Estado como un eje central dentro de la dinámica económica. Tendencia que ya se dejaba asomar en los planes anteriores.

A partir de ahí, se acentúa de forma significativa y se hace explícito el objetivo de conducir a Venezuela a lo que vagamente se define como el «socialismo del siglo XXI».

La adopción del nuevo modelo económico a partir de la elección de Hugo Chávez vino acompañada de un aumento sostenido en los precios del petróleo. Desde 1999, con la única excepción de 2001 y 2009, el precio promedio de la cesta petrolera venezolana (CPV) subió todos los años, pasando de un promedio de 10,6 dólares por barril (\$/bl) en 1998 a 88,6 \$/bl en 2008, y llegó a promediar cerca de 101,7 \$/bl entre 2011 y 2013.

Durante los primeros años de la bonanza, el crecimiento en Venezuela fue impulsado a través de una política fiscal, en principio, expansiva y con un sesgo esencialmente procíclico, lo que ubicó al país en una situación peligrosamente dependiente de los precios internacionales del crudo.

Desde el punto de vista del crecimiento, la orientación fundamental de la política económica residió en un papel cada vez más activo del Gobierno como propulsor de la demanda y oferente de bienes. La receta seguida resulta familiar a la propuesta en años y procesos anteriores: un incremento generalizado en los niveles del gasto público de la mano de una progresiva apreciación del tipo de cambio real que trajo consigo un aumento sostenido de las importaciones y un éxodo importante de parte del capital privado.

1 Balza, R. (2010): *Una descripción de la economía venezolana a partir de su sector público: 1999-2009*. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.

En este contexto, resulta fundamental destacar que el poder y la capacidad de la política fiscal para estimular el crecimiento de la actividad productiva y compensar los efectos reales de los ciclos económicos se han visto erosionados ante una economía que ha ido perdiendo densidad y cediendo terreno ante un rol más protagónico de las importaciones en la provisión de bienes y servicios.²

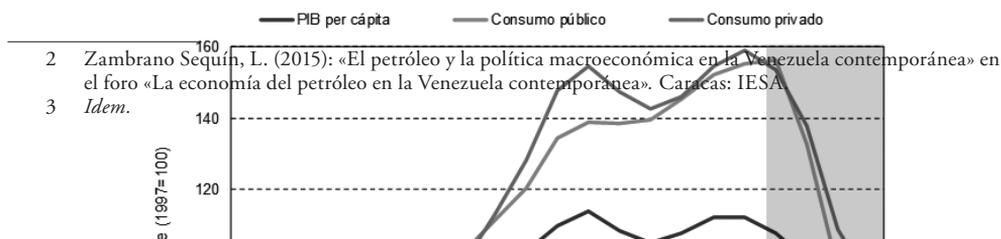
Adicionalmente, el balance fiscal se ha vuelto profundamente más sensible al acontecer del mercado petrolero, por lo que su volatilidad intrínseca ha permeado en mayor medida hacia la dinámica fiscal, elevando así el grado de exposición de la economía a choques de carácter externo y, en especial, en el ámbito del mercado petrolero global.³

La caída del petróleo en el año 2001 (5,8 \$/bl, 22,3% menos que en el año 2000) provocó un pequeño cisma, una advertencia temprana acerca de la fragilidad que ya para entonces presentaba la economía.

En el año 2002, Venezuela entró en recesión, suerte de causa y consecuencia de la inestabilidad política y los conflictos sociales que abundaron ese año. La crisis de abril y el paro general de actividades convocado en diciembre de ese año afectaron significativamente la capacidad productiva del país y condujeron a la adopción del control de cambio en abril de 2003.

A partir de entonces, el aumento persistente en los precios del petróleo y la tensa calma política que se suscitó a partir de 2004 hicieron que Venezuela registrara un elevado crecimiento en los años siguientes equivalente a 29,8% en términos per cápita entre 2004 y 2008. En ese mismo período, el consumo per cápita se incrementó por el orden de 51,0% apuntalado principalmente por el consumo privado, el cual creció cerca de 55,3%.

Gráfico 1. PIB vs. consumo (per cápita).



Fuente: BCV, INE y Ecoanalítica.

La creciente brecha entre el consumo privado y la capacidad de producción fue cubierta con un incremento sostenido de las importaciones, las cuales llegaron a triplicarse (294,2%) entre 2003 y 2008.

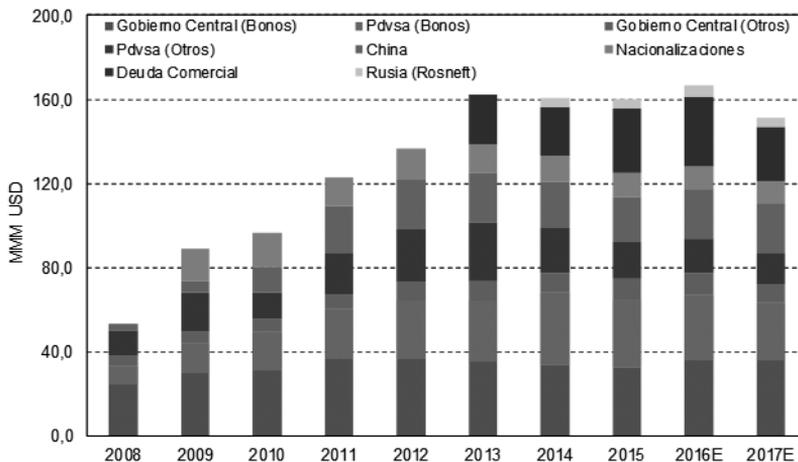
La caída de los precios del crudo en el año 2009 arrastró al producto interno bruto (PIB) ese año y el siguiente, lo que sumó un retroceso acumulado de 4,6%. En términos generales, los resultados negativos de 2009 y 2010 estuvieron enmarcados en un ambiente de incertidumbre política y social, bajos niveles de demanda, problemas para la obtención de divisas, fallas generalizadas en el sistema eléctrico, entornos de elevada conflictividad laboral, la desaparición del mercado de valores y una contracción real de importancia en el gasto público.

Para 2011, ya los precios del petróleo habían superado la cota de los 100 \$/bl, donde se mantendría por los próximos tres años (2011-2013). Ese año, el PIB registró una expansión de 4,2% sustentada, en esencia, por una política fiscal expansiva (procíclica) en un año preelectoral y por la recuperación parcial del sector eléctrico.

Durante los años siguientes, el país fue testigo del agotamiento del crecimiento venezolano, aun a pesar de los elevados precios del petróleo. Venezuela registró una de las tasas más bajas de crecimiento en América Latina, aun en medio de la bonanza petrolera. En paralelo, el país multiplicó por cinco sus niveles de endeudamiento externo entre 2006 y 2012 con el objetivo principal de financiar importaciones de bienes de consumo y una importante fuga de capitales como consecuencia.⁴

Gráfico 2. Pasivos del sector público restringido.

4 Reinhart, C., y Santos, M. (2016): «From financial repression to external distress: The case of Venezuela» en *Emerging Markets Finance & Trade* (Vol. 52). Abingdon, Virginia, USA: R. T. Group, Ed.



Fuente: BCV, PDVSA y Ecoanalítica.

Adicionalmente, la fuga de capitales entre 2003 y 2013, sin contabilizar la sobrefacturación de importaciones que caracteriza los períodos de control cambiario, superó los 155.000 millones de dólares,⁵ equivalentes a quince años de importaciones de alimentos.

El modelo de crecimiento en Venezuela, con alta incidencia de gasto público y baja inversión, está lejos de ser estable.

Los elevados ingresos en divisas, producto de la venta de crudo, y el mantenimiento del tipo de cambio fijo en un escenario de continua expansión de gasto público derivaron en un aumento sostenido de la masa monetaria que presionó el nivel de precios al alza a través de un continuo incremento de la demanda interna.

Aunado a esto, los altos precios del petróleo le permitieron al Gobierno importar los distintos productos que la economía requería, al tiempo que la industria doméstica redujo su competitividad frente a productos extranjeros más económicos debido a una importante apreciación del tipo de cambio real.

Dado que las necesidades internas eran satisfechas a través de importaciones, la industria local se fue degradando poco a poco y perdió la capacidad de generar empleo y de diversificar la matriz productiva del país.

El tipo de cambio real se ha apreciado de manera importante, especialmente desde 2008, debido a que el tipo de cambio oficial se mantuvo anclado por varios años dentro de un ambiente de alta inflación. Esta política, en la práctica, logró el

5 En dólares constantes de 2013.

poder adquisitivo en el exterior ante los bolívares que gradualmente lo perdían en Venezuela.

Esto, junto con las numerosas trabas y regulaciones impuestas sobre el aparato productivo privado, además de las numerosas expropiaciones y confiscaciones, terminó por mermar la capacidad productiva y la competitividad del país. Al cierre de 2016,⁶ el Banco Central de Venezuela (BCV) indicó que las ventas al exterior de bienes no petroleros llegaron a 1.461 millones de dólares, 80,8% menos que en 2006 (7.606 millones de dólares).

La caída de 49,7% en los precios del petróleo registrada en 2015 encontró a Venezuela en una situación extremadamente vulnerable en lo externo: con una capacidad productiva erosionada e incapaz de sustituir importaciones, con una deuda externa entre cuatro y cinco veces más grande que en 2006 y con acceso limitado a los mercados internacionales. El ajuste parecía ineludible.

Ante una necesidad importante de divisas y un recrudescimiento significativo de su restricción presupuestaria, la respuesta del Gobierno no ha sido otra que contracción sustancial del volumen de importaciones, disminución importante de la posición de activos externos de la República y renegociación de ciertos elementos puntuales en distintas cuentas por pagar con naciones como Rusia, China y otras.

A pesar de que la posición de activos externos haya sufrido un deterioro de importancia, la variable de ajuste por excelencia ha sido el nivel de importaciones. En 2015, las importaciones presentaron una caída cercana a 23,2%, a lo que se le añade una caída próxima de 50,7% en 2016, para cerrar el año en 17.977 millones de dólares, con lo que se obtiene una contracción acumulada de 62,2% entre 2014 y 2016.

Adicionalmente, en ese contexto, se acentuó una tendencia de mayor participación del Estado en las importaciones, lo que se había iniciado a mediados de la década pasada. En 2015, por primera vez, las importaciones públicas alcanzaron 52,0% del total, un máximo desde que se llevan cifras del sector externo y 16,0 puntos porcentuales (pp) por encima de lo registrado en 1998. Únicamente superado durante el año 2016, cuando el sector público se encargó de ejecutar cerca de 62,0% del total de importaciones de la economía, y el año 2017 (75,1%).

La escasa liquidación de divisas hacia el sector privado, junto con la baja efectividad de las importaciones públicas, produjo una importante contracción en la oferta de bienes y servicios finales, así como un desalineamiento importante de ciertos precios relativos ante la existencia de múltiples tipos de cambio en un entorno inflacionario.

6 Última cifra oficial disponible. contracción acumulada cercana aly PDVSA. ral.

La contracción se concentró en bienes de consumo intermedio, lo que forzó a lo que queda del aparato productivo privado a agotar sus inventarios y, con el paso del tiempo, llevó a su paralización.

Este cuadro, junto con las presiones inflacionarias derivadas del financiamiento monetario del déficit fiscal, alimentó la presión inflacionaria y, de la mano de una rápida depreciación del tipo de cambio paralelo y su peso cada vez mayor en la estructura operativa del sector privado, amplificó las presiones inflacionarias y catapultó la inflación a 180,9%⁷ en 2015 y a 525,1% en 2016 hasta empujar definitivamente a Venezuela hacia un ciclo hiperinflacionario al cierre del año 2017 (2.874,3%).

Para el año 2015, la caída en el nivel de importaciones (23,2%) fue considerablemente menor a la registrada en las exportaciones petroleras (50,2%), por lo que el Ejecutivo debió liquidar ciertos activos en aras de poder financiar el déficit en cuenta corriente y cumplir con los pagos por amortizaciones de la deuda. Así, se agotaron parcialmente los Derechos Especiales de Giro (DEG) líquidos disponibles de Venezuela en el Fondo Monetario Internacional (FMI), se incrementó la deuda de Citgo, se descontaron ciertas acreencias petroleras con Petrocaribe y se liquidaron y pignoraron un número todavía indeterminado de reservas de oro.

El año 2015 pareció marcar la pauta de lo que sería la política económica en materia externa para los próximos dos años. Ante la persistente acción negatoria de hacer frente a las distorsiones vigentes en distintos frentes de la economía (principalmente de los precios relativos), la respuesta ante una nueva desmejora de nuestros términos de intercambio y, por consiguiente, de las exportaciones, no fue otra que un recorte más profundo de las importaciones, el *roll-over* de ciertos tramos de la deuda a un costo relativamente elevado y préstamos no convencionales.

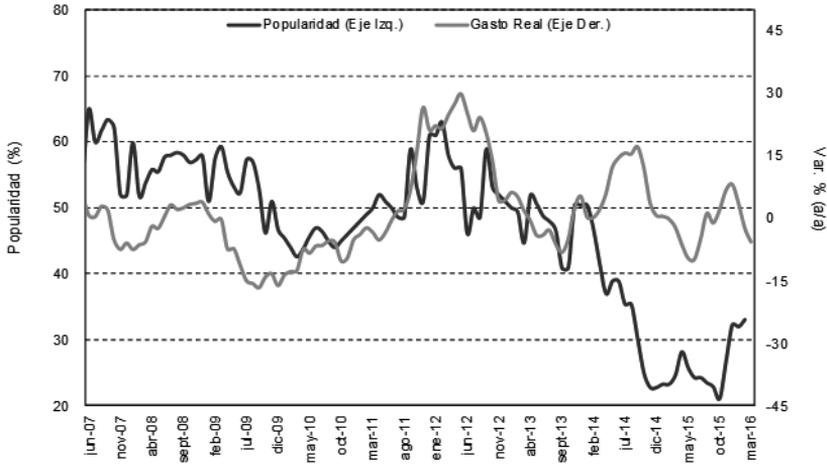
La liquidación de activos, el dramático recorte de las importaciones y un aumento no menor en nuestro nivel de endeudamiento hicieron posible que Venezuela cerrara el año 2016 sin caer en un evento de cesación de pagos o *default*, sin embargo, nada es eterno en el mundo. Ante un colapso sostenido de la producción petrolera y el rechazo de la comunidad internacional ante la dinámica de la política interna (materializado en forma de sanciones), tanto la República como PDVSA entraron en *default* al cierre del año 2017, año durante el cual la contracción acumulada del producto superaba 35,0% en tan solo cuatro años.

7 El 18 de febrero de 2016, casi un año después de haber dejado de hacerlo, el BCV volvió a publicar cifras de inflación. Pese a lo elevado de la cifra, varios analistas venezolanos consideran que la medición oficial está subestimada al suponer un cambio implícito en las ponderaciones de la canasta que nutren el indicador. Si se consideran las ponderaciones originales del Índice Nacional de Precios al Consumidor (2007), la inflación cerró en 2015 en 240,5%.

Durante la bonanza petrolera el chavismo logró construir un modelo que, sostenido por la expansión constante del gasto público, consiguió apoyo en muchos sectores de la sociedad. Esa era su marca de fábrica. Apoyado en el incremento de los precios de crudo, el Gobierno, en términos generales, destinó un gasto público cada vez mayor a financiar el consumo corriente de los sectores menos favorecidos.

Esta política le permitió estimular el crecimiento de la demanda agregada y del PIB, generando así –artificial y discrecionalmente– una situación de «bienestar» que le sirvió como plataforma para mantener elevados niveles de popularidad dentro de la población y conseguir el triunfo en veintiuna de las veintitrés elecciones llevadas a cabo hasta el año 2016.

Gráfico 3. Crecimiento real del gasto del Gobierno central vs. popularidad.



Fuente: ONT, BCV, Datanálisis y Ecoanalítica.

Por restricciones en la disponibilidad de los datos, la serie se limita hasta marzo del año 2016.

La evidencia que se observa desde finales de 2012, aun antes de la caída de los precios petroleros, es que el modelo se había agotado. El gasto público ya no tiene la fuerza para sostener el amplio apoyo del chavismo, el cual parece haberse convertido en minoría en medio de una crisis económica que ha reducido de manera dramática los supuestos avances sociales obtenidos.

El incremento del gasto ha terminado siendo, en última instancia, un círculo vicioso para el Gobierno, pues la liquidez y la inflación hacen que el gasto vaya perdiendo efectividad a la hora de generar consumo y crecimiento económico, así como bienestar para la población.

El Gobierno ha producido un ajuste dentro de su concepción limitada de la política económica. Está induciendo una fuerte caída en las importaciones que ha arrastrado al país hacia una crisis humanitaria, mientras la inflación desbocada acaba con el poder adquisitivo de los salarios.

La caída en los precios del petróleo, junto con la destrucción de la actividad económica privada y el agotamiento del crédito internacional, ha dejado al Estado sin la capacidad institucional y financiera para proveer servicios sociales básicos como salud, educación, electricidad, agua y seguridad y el abastecimiento regular del país, lo que ha producido una crisis humanitaria cuyas últimas consecuencias aún se desconocen.

PDVSA: radiografía de un colapso

Durante los años recientes PDVSA ha constituido un pilar fundamental en la generación de ingresos del Gobierno, otorgándole la capacidad –en un escenario favorable de precios del petróleo– para llevar a cabo un conjunto de políticas sociales que terminaron siendo su principal bandera política, tanto en lo interno como en el plano internacional.

Al mismo tiempo que la industria se ha desempeñado como «la gallina de los huevos de oro», el Gobierno ha optado por otorgarle un mayor papel dentro de la ejecución de dicho gasto social y la ha cargado de aspectos poco ligados a su principal negocio: exploración, producción y exportación de petróleo. A manera introductoria, es importante destacar una serie de elementos que, de acuerdo con Hernández y Monaldi,⁸ han venido aquejando a la industria petrolera, incluso antes de la caída de los precios del petróleo en el año 2014.

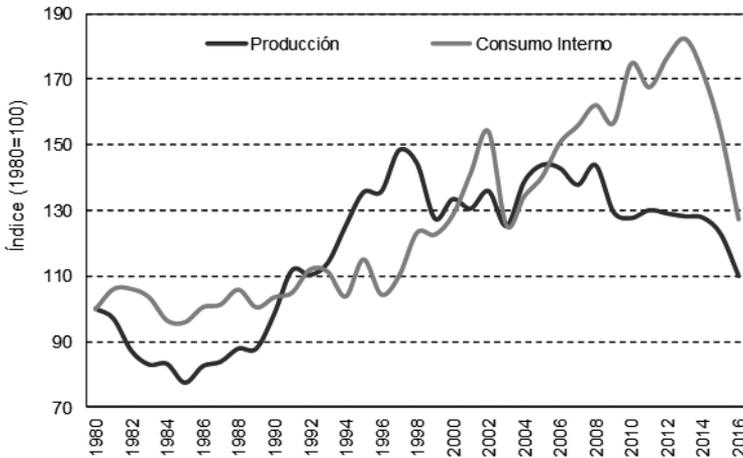
Por el lado de los ingresos:

En términos generales, durante el período 2000-2014, el total de las exportaciones ha caído a una tasa más acelerada que la producción y, recientemente, las exportaciones netas han presentado una caída superior a la del nivel total de exportaciones.

Un subsidio generalizado en el mercado doméstico de hidrocarburos ha derivado en un persistente incremento en su consumo hasta el año 2013 (año en el que comenzó a descender producto de las presiones recesivas que enfrenta la economía venezolana).

Gráfico 4. Evolución de la producción y del consumo de hidrocarburos.

8 Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An Assessment of the Financial and Operational Situation of the Venezuelan Oil Industry». CID Working Paper n.º 327. Cambridge: Working Papers - Center for International Development at Harvard University.



Fuente: PDVSA, PODE y Ecoanalítica.

1. La importación de productos y demás derivados se ha incrementado de manera sostenida desde el año 2012.
2. El mercado doméstico no solo genera un impacto negativo sobre el flujo de caja de PDVSA, sino que, adicionalmente, su expansión generalizada supone menos barriles disponibles para la exportación.
3. Un incremento relevante en lo que es la importación de crudos más livianos y nafta como diluyentes para el crudo extrapesado producido.
4. La cesta de producción venezolana se ha vuelto más pesada y la producción no convencional que, por lo general, es menos rentable, se ha incrementado.
5. La proporción de la producción ejecutada exclusivamente por PDVSA se ha venido deteriorando en contraposición a un persistente incremento de la producción por parte de las empresas mixtas.
6. Una proporción importante de las exportaciones hacia América Latina está suscrita a diversos acuerdos que suponen un subsidio importante sobre el volumen exportado.
7. Una parte de las exportaciones petroleras se encuentra comprometida al pago de ciertas deudas de PDVSA y el Estado venezolano, lo que limita el flujo de caja de la compañía.

Por el lado de los egresos:

1. En términos generales, PDVSA ha adquirido una serie de responsabilidades desligadas del aspecto estrictamente operativo de la industria que implican

el uso de recursos internos para promulgar distintos avances en materia social a costa de la realización de inversiones necesarias para mantener, o incrementar, los niveles de producción.

2. Inestabilidad en el régimen fiscal con un incremento en las obligaciones para con el Estado durante los años recientes ante varias modificaciones del marco legal.

Hacer sentido de lo que ha sido la dinámica de la industria petrolera venezolana en los años recientes es una tarea, aunque compleja, ineludible. En este sentido, el presente apartado busca aterrizar varios de los elementos operativos claves a lo interno de la industria petrolera con miras a desglosar su incidencia sobre el entramado macroeconómico venezolano, con un énfasis particular en el período 2014-2018.

En cuanto a los ingresos: crónica de un colapso anunciado

Durante los once años que transcurrieron entre 2005 y 2016 la producción de la industria petrolera pasó de 3,27 millones de barriles por día (mb/d) a 2,46 mb/d, una caída de 808.000 barriles diarios (kb/d) según las cifras oficiales que ha presentado la estatal petrolera durante los años recientes. Al momento de escribir estas líneas, el colapso en los niveles de producción pareciera tornarse protagonista en lo que es un abrupto recrudescimiento de la restricción presupuestaria del Estado, y ha hecho a la industria petrolera incapaz de capitalizar cualquier tipo de mejoría en el precio del crudo.

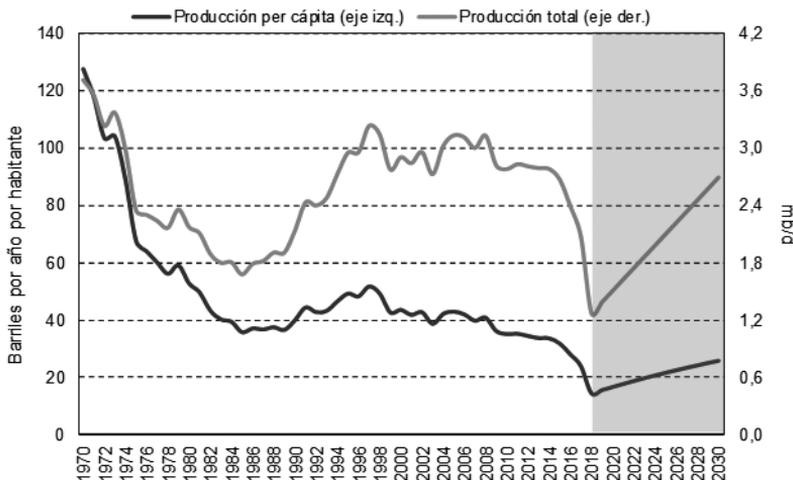
El panorama se oscurece al observar que el deterioro no se limita exclusivamente al volumen producido y exportado, sino también a su distribución entre PDVSA y sus socios. En otras palabras, la contracción no ha sido simétrica. Ante una caída sistemática en la producción de crudos convencionales y livianos, el rol de los crudos más pesados se ha tornado más protagónico y ha derivado en una cesta de exportables cada vez más pesada.

La falta de inversión y la inadecuada gestión de los yacimientos en campos de crudos convencionales surgen como los principales responsables de esta situación. La carencia de inversión en los campos convencionales ha llevado al Gobierno al extremo de importar crudos livianos para poder transportar y comercializar los crudos pesados de la faja petrolífera del Orinoco (FPO). Así, el país con las mayores reservas petroleras del planeta, en medio de una fuerte restricción de divisas, viene importando diluyentes de países con reservas muy inferiores por su propia incapacidad para invertir. El panorama es grave.

Al considerar las cifras que PDVSA presenta a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), el panorama tiende a recrudecerse. Luego de haber alcanzado un máximo de 3,20 mb/d en septiembre de 2008, la producción de crudo empezó a declinar, y para diciembre de 2017 había perdido 1,58 mb/d para ubicarse en 1,62 mb/d. A partir de ese nivel, la producción perdió cerca de 172 kb/d en nueve meses de 2018.

El escenario es crítico. Si tomamos como punto de partida una producción petrolera promedio estimada en torno a 1,27 mb/d en 2018, de darse una eventual recuperación, partiríamos de un registro similar al del año 1948 (1927 en términos per cápita) y de 1,51 mb/d por debajo de lo promediado en 2014. En este sentido, de lograr una recuperación marcada por un incremento similar al promedio registrado entre 1985 y 1998 (118 kb/d), tomaría alrededor de doce años retornar a niveles de 2014; aproximadamente nueve años, si pensamos en una recuperación similar a la tasa de crecimiento promedio alcanzada entre 1944 y 1970; y un poco más de diez años, en un escenario optimista, asumiendo el máximo registro del promedio móvil (10 años) del incremento en la producción petrolera desde 1920 (156 kb/d).

Gráfico 5. Evolución de la producción petrolera venezolana.

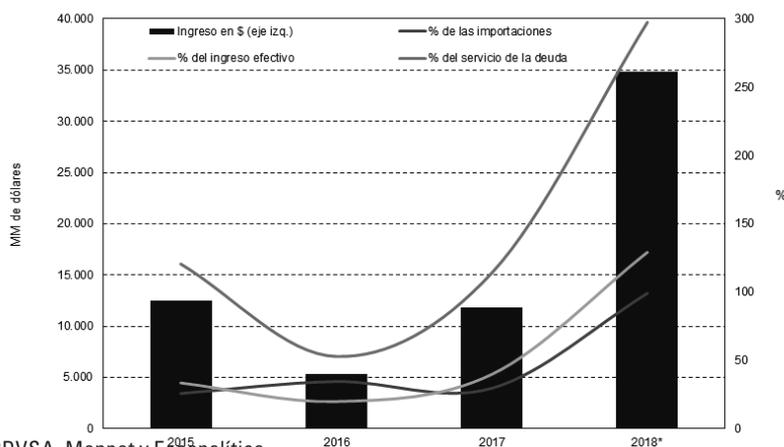


Fuente: PODE, PDVSA y Ecoanalítica.

El impacto sobre el flujo de divisas no es menor. En definitiva, a pesar de que los precios del petróleo tiendan a recuperarse, la caída sostenida en el volumen exportable registrada durante los años recientes apunta a una neutralización del efecto precio sobre los ingresos en divisas que percibe Venezuela.

Por ejemplo, si asumimos un escenario en el que hubiéramos logrado mantener el número de barriles generadores de caja⁹ registrado en el año 2016 (1,82 mb/d) y consideramos el valor promedio de la cesta petrolera venezolana (CPV) en 2017 (46,7 \$/bl), notamos que dejamos de percibir cerca de 4.869 millones de dólares el año anterior, mientras que, si tomamos como referencia 2012 (2,22 mb/d), el costo de oportunidad asciende a 11.814 millones de dólares, 99,3% de las importaciones de bienes en 2017 y 113,6% del servicio de la deuda propuesto para dicho año.

Gráfico 6. Costo de oportunidad de la caída en las exportaciones petroleras.*



Fuente: PDVSA, Menpet y Ecoanalítica.

* Tomando como referencia 2012 y el promedio de la CPV esperado para 2018.

Ahora, si tomamos como referencia los mismos años (2016 y 2012) y asumimos el valor promedio de la CPV en septiembre del presente año (2018) como

9 El cálculo de los barriles generadores de caja busca ofrecer un *proxy* de cuántos barriles exportables efectivamente generan caja a PDVSA. Se calcula al descontar lo enviado por concepto de los distintos convenios energéticos a los cuales está suscrito Venezuela y el número de barriles enviados como parte del servicio de la deuda propuesto, año a año, con China y Rusia (Rosneft).

la referencia anual (de la mano de nuestro estimado en materia de exportaciones para el año 2018¹⁰), estaríamos dejando de percibir cerca de 27.608 millones de dólares y 38.137 millones de dólares respectivamente, este último llegando a representar cerca de 325,9% del servicio de deuda propuesto para el presente año y casi 3,2 veces el nivel de importaciones registrado en 2017.

El cálculo de los barriles generadores de caja merece especial atención. A lo largo de los años recientes, el chavismo optó por comprometer una parte importante de la producción de crudo en contrapartida a un mayor apoyo geopolítico a lo interno de la región y un mayor nivel de endeudamiento con jugadores claves como China y Rusia.

Cooperación energética en Latinoamérica y el Caribe

Los acuerdos energéticos suscritos por la República (Petrocaribe, Acuerdo Energético de Caracas, etc.) han representado una carga significativa durante los años recientes. Cuba, por ejemplo, recibió, en promedio, cerca de 94 kb/d de petróleo los ocho años anteriores, a cambio de los cuales Venezuela obtuvo médicos, educación y servicios de inteligencia; ningún pago en efectivo. A esta lista de países se suman Jamaica, Nicaragua y República Dominicana, entre otros.

No obstante, ante un fuerte recrudescimiento de la restricción externa, el Ejecutivo ha optado por un recorte parcial y asimétrico de los diferentes envíos para contar con mayores grados de libertad en el frente externo. En 2016,¹¹ el suministro de barriles por convenios energéticos con América Latina y el Caribe (ACEC, CIC y Petrocaribe) se ubicó en 123 kb/d, 62 kb/d menos que lo registrado en 2015 y 131 kb/d por debajo del máximo registrado en 2010.

China y Rosneft

China y Rusia (a través de Rosneft) merecen una mención aparte. A lo largo de ocho años, el Gobierno chino habría otorgado a Venezuela y PDVSA cerca de 54.000 millones de dólares a través de diferentes esquemas¹² y bajo el paraguas de lo que pasaría a conocerse como el Fondo Conjunto Chino Venezolano (FCCV).

10 Con base en lo que ha sido la dinámica interna de la industria, el mercado local y el panorama internacional en torno al tema petrolero, estimamos que los barriles generadores de caja promedien cerca de 746 kb/d en 2018.

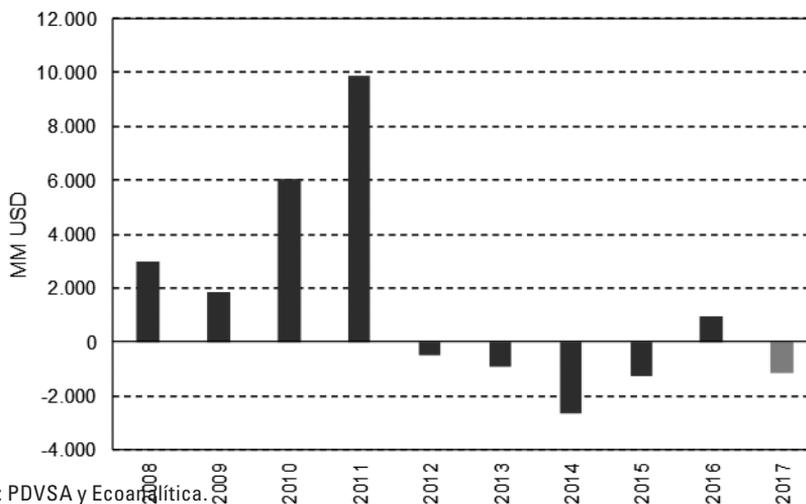
11 Última cifra disponible al momento de escribir estas líneas.

12 Al día de hoy, existen tres esquemas de financiamiento vigentes entre el Gobierno chino y su contraparte venezolana. Los tramos A, B y C (corto plazo) del FCCV, Gran Volumen y Largo Plazo y una línea de crédito directa con PDVSA.

A cambio, Venezuela se comprometía a enviar una cierta cantidad de barriles (dependiendo de la dinámica del precio petrolero) como parte del servicio de la deuda propuesto a través de PDVSA.

Hasta la fecha, Venezuela habría amortizado cerca de 56,2% de la deuda agregada al pagar cerca de 38.768 millones de dólares entre capital e intereses desde el año 2008 hasta el año 2016 (alrededor de 158 kb/d en promedio), año durante el cual, producto de los fuertes problemas de caja que atravesaba el Gobierno, China optó por otorgar un período de gracia sobre los pagos de capital propuestos para los próximos dos años (2016-2018). Es importante resaltar la voluntad de la nación asiática de refinanciar de manera continua a Venezuela, al renovar, de manera automática, los diferentes tramos a corto plazo al ser amortizados a su totalidad, hecho que ha logrado que el monto adeudado a China se estabilice en torno a los 22.000 millones de dólares entre 2011 y 2017.

Gráfico 7. Flujo neto con China.

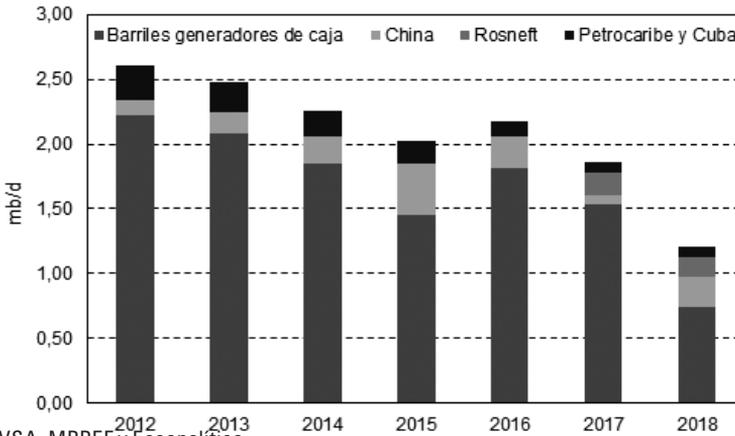


Fuente: PDVSA y Ecoanalítica.

Por su parte, la estatal petrolera rusa, Rosneft, ha optado por asistir a PDVSA a través de la compra anticipada de crudo venezolano por el orden de los 6.000 millones de dólares en cuestión de tres años, lo que genera una deuda pagadera en

barriles (superior a los 140 kb/d a partir de 2017) que se estima que sea cancelada en su totalidad a finales del año 2019.

Gráfico 8. Composición de las exportaciones petroleras.



Fuente: PDVSA, MPPEF y Ecoanalítica.

En cuanto a los egresos: el socialismo como principal rector de la política petrolera

Ahora, los problemas de PDVSA no se encuentran limitados exclusivamente al lado de los ingresos. La estructura de costos inherente al esquema mantenido durante los años recientes juega un rol central. De acuerdo con Hernández y Monaldi,¹³ este hecho es atribuible a factores como:

1. Una importante apreciación del tipo de cambio real.
2. Cambios en el tipo de crudo que está siendo extraído.
3. Una apropiación importante de los excedentes generados por la industria por parte del Gobierno nacional.
4. Una proporción creciente de recursos destinados al mantenimiento de subsidiarias no relacionadas con la industria.
5. Un persistente incremento de la fuerza laboral.

Como mencionamos anteriormente, la dinámica de los egresos merece un análisis particular. Debido al limitado alcance del presente texto, resaltaremos únicamente tres elementos:¹⁴ la dinámica tributaria y fiscal, el peso de la nómina de trabajadores y, con una importancia central, el problema de la apreciación real del tipo de cambio.

13 Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An...», *art. cit.*

14 Para obtener más detalles, revisar Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An...», *art. cit.*

En primer lugar, una de las principales causas se encuentra en el crecimiento en la nómina de PDVSA, que pasó de 50.000 empleados en 2005 a más de 140.000 en 2016, cerca de cinco veces más que lo registrado en 2003 y tres veces superior a lo alcanzado en años previos al paro general de actividades llevado a cabo durante 2002.

De este número, la propia empresa ha reconocido que cerca de 21,2% se dedica a actividades ajenas a la industria. En este sentido, la combinación entre la caída en la producción y el aumento de nómina provocó una caída de importancia en los niveles de productividad, registrando los niveles más bajos de los ochenta años pasados.

En segundo lugar, el grado de apropiación de los recursos por parte del Estado es alto, en términos generales, hecho que repercute directamente sobre los grados de libertad que tiene la industria para reinvertir en sus actividades principales.

Hernández y Monaldi destacan que, según los estimados de la empresa Rystad Energy, el peso de la estructura impositiva representa cerca de 38,0% de los costos de producción, liderado por Rusia cuando consideramos exclusivamente el porcentaje, y liderado por Venezuela si tomamos como referencia el valor absoluto de la recaudación a lo largo de su muestra escogida.

Adicionalmente, otros estimados del efecto de la estructura fiscal sobre la operación petrolera en Venezuela corroboran lo expuesto anteriormente. Por ejemplo, de acuerdo a los estimados de Wood Mackenzie, cerca de 1,72 mb/d (62,0% de la producción promedio para el año 2015) mantienen un *breakeven*¹⁵ próximo a los 35,0 \$/bl. En otras palabras, cerca de 40,0% de la producción venezolana generaría un flujo de caja negativo si los precios del Brent caen por debajo de los 35,0 \$/bl de acuerdo a la estructura fiscal vigente, hecho que presenta restricciones importantes para lo que es la operatividad de la industria.

Por último, el problema del tipo de cambio mantiene un rol protagónico innegable. Si bien PDVSA es una empresa que percibe sus ingresos en dólares, hay varios gastos y costos que necesariamente tiene que cubrir con bolívares, lo que hace que el tipo de cambio al cual la petrolera cambia sus dólares tenga una importancia capital.

Tomando el año 2015 como referencia, según los estados financieros propuestos por PDVSA, el tipo de cambio implícito al cual se cubrieron los gastos operativos del sector fue de VEF 68,7/\$, una variación de 230,5% con respecto a la tasa de VEF 20,8/\$ de 2013. Sin embargo, el crecimiento de los costos en moneda nacional ha sido tal que, incluso con la depreciación implícita en el tipo de cambio

15 Precio a partir del cual el flujo de caja se vuelve negativo (precio mínimo para cubrir los costos de la operación).

de estos años recientes, la necesidad de producir más dólares para cubrirlos se ha incrementado dramáticamente.

En definitiva, ocurren dos fenómenos en simultáneo que han incrementado las necesidades en bolívares de la industria para cubrir sus operaciones.¹⁶ En un primer plano, operar en un contexto altamente inflacionario (208.858% entre 2012 y 2017) como lo es el caso venezolano, eleva, naturalmente, los compromisos en moneda local de aquellas empresas que hacen vida en el país, y, en un segundo plano, con un rol no menor, se encuentra el incremento generalizado de los compromisos sociales de PDVSA en el ámbito nacional.

Por lo general, la sensibilidad de los proyectos ante variaciones en el tipo de cambio nominal es distinta, dependiendo del tipo de proyecto. Aquellos proyectos de expansión en campos maduros y las empresas mixtas ya constituidas en las áreas desarrolladas de la FPO tienden a ser más sensibles al tipo de cambio vigente.

Por su parte, el componente ligado al tipo de cambio de los nuevos proyectos desarrollados en la FPO es menor, en términos generales, ya que una proporción importante de sus costos operativos se encuentra ligada a elementos tecnológicos y de infraestructura, así como la importación de diluyentes como la nafta que suelen ser cubiertos en divisas.¹⁷

En cuanto a la totalidad de la operación de PDVSA, los informes oficiales sugieren un costo promedio de producción por barril cercano a los 15,1 \$/bl cuando excluimos a las empresas mixtas del análisis, costo que asciende a 18,1 \$/bl al incorporarlas, hecho que representa un incremento sustancial cuanto tomamos como referencia el año 2010.

Sin embargo, cuando consideramos el año 2015 (tomando en cuenta una depreciación del tipo de cambio implícito cercana a 69,7%) el costo promedio de producción cae dramáticamente a 3,9 \$/bl cuando excluimos de la muestra a las empresas mixtas, y a 10,7 \$/bl al incorporarlas. Con este breve ejemplo en mente, se evidencia que una parte importante de los cambios dramáticos en la estructura de costos presentada por PDVSA es atribuible a las variaciones en el tipo de cambio nominal y a la metodología contable.

La participación de PDVSA en mecanismos complementarios o alternativos es una situación ganar-ganar. Por un lado, en la medida que PDVSA cambie parte de sus dólares a una tasa de cambio mayor tendrá que destinar menos dólares para cubrir sus gastos en bolívares. Así, podrá destinar más recursos para el desarrollo

16 Vale la pena destacar que la sensibilidad que pueda mantener un sector de la industria con respecto al tipo de cambio dependerá, principalmente, de la proporción de sus costos que esté denominada en moneda local (VEF).

17 Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An...», *art. cit.*

de actividades medulares como la exploración y la explotación. Por otro lado, una mayor oferta de divisas a través de los mecanismos alternativos ayudaría a reducir la liquidez y contendría la constante depreciación del dólar paralelo.

Sin embargo, es fundamental que la dinámica del tipo de cambio vaya en consonancia con lo evidenciado en los precios relativos y el proceso inflacionario. Si no, a pesar de obtener una ganancia puntal en el momento en el que se migre de un esquema a otro, el anclaje del tipo de cambio, con el paso del tiempo, nos retornará al momento cero.

Todo parece indicar que PDVSA sigue una estrategia operativa inviable e insostenible. En teoría, una empresa que ve mermados sus ingresos debería ser capaz de racionalizar sus gastos operativos para tratar de mantener sus márgenes de ganancia, sobre todo tomando en cuenta que no se puede influir en el precio del crudo.

La falta de inversión y la caída en la producción contrastan con el crecimiento exponencial registrado en la deuda de PDVSA. Entre 2005 y 2016, la deuda financiera de PDVSA pasó de 5.385 millones de dólares a 36.268 millones de dólares, más de 500,0% en once años que, en general, registraron precios petroleros muy favorables. A la deuda financiera habría que agregar la deuda con proveedores y demás empresas mixtas que asciende a un monto cercano a los 21.914 millones de dólares al cierre de 2017.

Las diferentes restricciones mencionadas anteriormente han contribuido a incrementar de manera considerable la percepción de riesgo en torno a Venezuela. El costo de reputación asociado a la expropiación de las diferentes empresas petroleras, los constantes cambios en el régimen fiscal y la baja capacidad institucional y transparencia surgen como otros factores que se encuentran afectando la operación y la inversión a largo plazo.¹⁸

De acuerdo con el Frasier Institute, el cual provee un *ranking* agregado de las diferentes jurisdicciones petroleras con base en el riesgo asociado a invertir en ellas, Venezuela se ha situado de última en cinco de los siete años recientes y, cuando no ha sido así, no ha logrado escapar de los dos escalones finales.

Venezuela es un país petrolero, y seguramente lo seguirá siendo en el mediano plazo, y nuestra principal industria no escapa de los diferentes problemas de carácter endémico que enfrenta nuestra economía. El potencial existe y el llamado a no desaprovecharlo se mantiene.

18 Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An...», *art. cit.*.

Desequilibrio fiscal: caminante no hay camino

Introducción

En términos generales, tanto el resultado como la incidencia de la dinámica fiscal son factores centrales para lo que es la explicación y comprensión del acontecer macroeconómico de un país. Más aún cuando hacemos referencia a una economía esencialmente petrolera donde el gasto público tiende a ser la principal vía de transmisión de los choques externos hacia el resto de la economía.¹⁹

Siguiendo a Zambrano Sequín, los principales efectos de la gestión fiscal residen sobre la demanda agregada, el mercado monetario y financiero y, por último, el sector externo de la economía. No obstante, la manera en que el gasto público y el déficit son financiados determina en gran medida estos efectos.

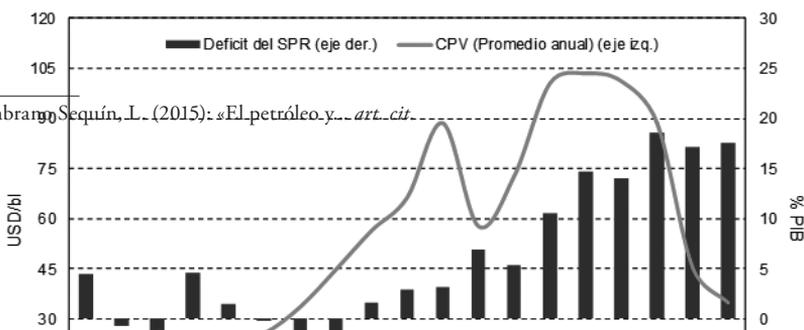
En este orden de ideas, las implicaciones para la economía, tanto a corto como a largo plazo, variarán dependiendo de si el financiamiento supone un incremento del endeudamiento, tanto interno como externo, y de si trae consigo una expansión monetaria asociada. Implicaciones que, a su vez, dependen de la fase del ciclo económico sobre el cual se encuentre transitando la economía.

Con esto en mente, pasar revista a lo que ha sido el desenvolvimiento de la política fiscal es fundamental. Más aún cuando consideramos sus efectos dominantes sobre la política monetaria y cambiaria y, por ende, sobre el resto de la economía durante los años recientes.

Para el período comprendido por los nueve años pasados (2009-2017) el Gobierno ha venido registrando un déficit fiscal, en promedio, de dos dígitos al considerarlo como porcentaje del PIB.

Si desagregamos la serie, los excesos fiscales se ubicaron entre 10% y 15% del PIB durante 2009 y 2011, y, a partir de 2012, entre 15% y 20% del PIB. Hecho que ha derivado en un agotamiento extensivo de los distintos mecanismos de financiamiento disponibles, haciéndose necesario el uso de diversas fuentes, desde deuda externa hasta deuda interna, y, de allí, a financiamiento directo a través del BCV.

Gráfico 9. Cesta petrolera venezolana vs. resultado del SPC.



19 Zambrano Sequín, L. (2015): «El petróleo y... art... cit.»

Fuente: Menpet, MPPEF y Ecoanalítica.

* Déficit (+), superávit (-) del sector público consolidado (SPC). Cifras estimadas a partir de 2012.

Para el cierre de 2016, el déficit estimado del sector público consolidado (SPC) se ubicó cerca de 20,3% del PIB. Cabe destacar que la misma es una estadística alrededor de la cual existe mucha incertidumbre debido a la fragmentación del presupuesto de la nación que viene ocurriendo desde mediados de la década anterior.

Los ingresos y gastos públicos se encuentran repartidos, además de entre el Gobierno central (GC) y PDVSA, en un conjunto de entidades parafiscales tales como el Fondo de Desarrollo Nacional (el Fonden, recibió entre 2005 y 2015 135.129 millones del dólares), el FCCV, a través del cual han circulado 54.000 millones de dólares, y otros fondos menores que escapan del escrutinio de la Asamblea Nacional (AN) y no están sujetos a ningún otro mecanismo formal de rendición de cuentas.

Adicionalmente, existe un gran número de empresas públicas en déficit gracias a años de nóminas abultadas, precios artificialmente bajos e inversión mínima sobre las cuales no existe ninguna fuente de información autorizada que permita estimar la magnitud de las pérdidas ni cómo han sido financiadas.

¿Cuál es la foto hoy?

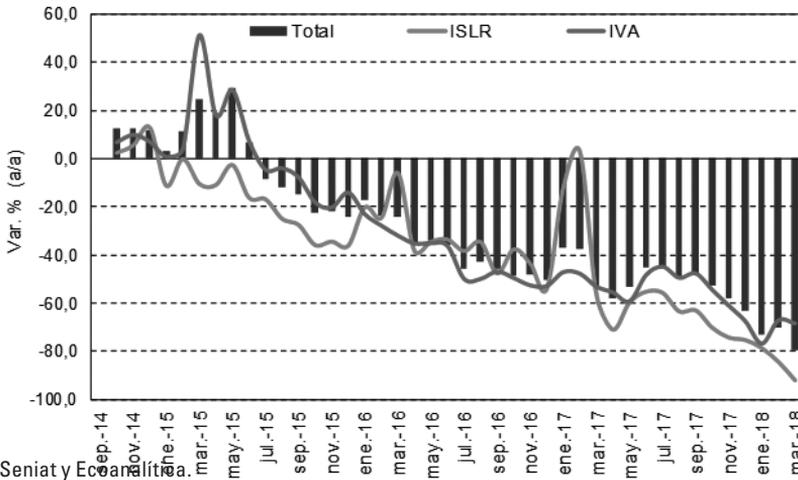
Analizar lo que es la foto al día de hoy de los principales desequilibrios macroeconómicos producto de la política económica de los años recientes creemos que es la mejor manera de representar lo que ha sido la conclusión de un modelo que ha pecado de insostenible desde su génesis. Para ello, es necesario partir del análisis de lo que es el cuadro fiscal venezolano hoy.

Una mirada por encima de la línea: el colapso de los ingresos

El año 2018 pareciera continuar el sendero iniciado en 2016 en lo que a ingresos fiscales se refiere. Principalmente, la profundización del ciclo recesivo, de la mano del descalabro hiperinflacionario, ha derivado en una contracción aguda de los ingresos tributarios no petroleros.

Al cierre de marzo, las cifras presentadas por el Servicio Nacional Integrado de Administración Aduanera y Tributaria (Seniat) reflejan una contracción acumulada cercana a 79,7% en términos reales (92,2% del Impuesto sobre la Renta [ISLR] y 69,7% del Impuesto al Valor Agregado [IVA]). En otras palabras, hoy en día, el Gobierno central recauda tan solo 21,9% de lo que percibía en el mismo período del año anterior y 17,4% del promedio de los diez años anteriores.

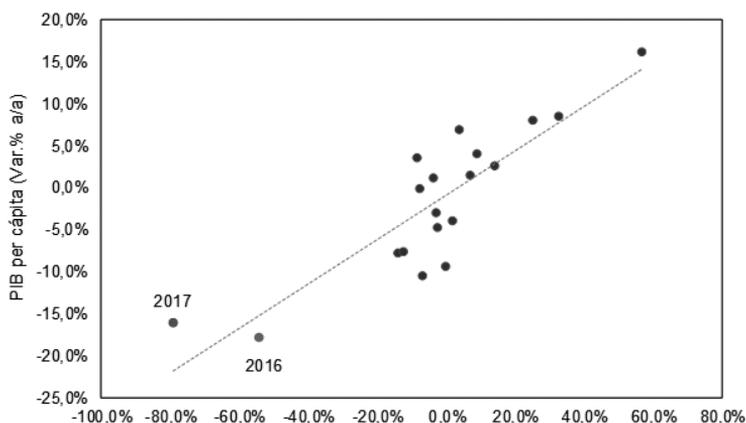
Gráfico 10. Evolución de los ingresos no petroleros (Seniat).



Fuente: Seniat y Ecovisa.

El hecho de que la recaudación proveniente de la actividad no petrolera pierda relevancia conforme la crisis se agudiza obedece a múltiples causas. Una de ellas es la dramática contracción de la actividad económica y los elevados niveles de informalidad vigentes en el entramado económico venezolano. En líneas generales, conforme la economía se hace más pequeña y la población opta por migrar a sectores menos formales (tanto en términos de consumo como en el mercado laboral) los tributos devengados tenderán a caer. Al momento de escribir estas líneas, partimos de una contracción estimada de 15,2% para el presente año (46,8% en términos per cápita desde 2014) y un incremento de la tasa de desempleo en torno a 11,8 puntos porcentuales (pp).

Gráfico 11. Recaudación tributaria no petrolera vs. PIB per cápita.



Fuente: BCV, Seniat y Ecoanalítica. Recaudación tributaria no petrolera (Var. % a/a)

Adicionalmente, el hecho de que la recaudación nominal haya sido superada por los niveles de inflación impone complicaciones a medida que esta última tiende a acelerarse. Partamos del siguiente ejemplo: supongamos que el tributo es causado el día de hoy a una base específica y asumamos que el ente recaudador percibe ese dinero quince días después. Eso significaría que percibirá una pérdida en términos reales, ya que ese dinero equivaldrá a un menor número de bienes conforme pasa el tiempo. Dicho efecto, característico de las hiperinflaciones, se conoce como Efecto Olivera-Tanzi.²⁰

Efecto Olivera-Tanzi	Inflación mensual (%)		
	50	100	150

20 Tanzi, V. (1977): «Inflation, Lags in Collection, and the Real Value of Tax Revenue» en *Economic Review*. FMI; Olivera, J. H. G. (1967): «Money, Prices and Fiscal Lags: A Note on the Dynamics of Inflation» en *Banca Nazionale del Lavoro Quarterly Review*. Banca Nazionale del Lavoro, vol. 20(82).

Días de rezago	10	-12,6%	-20,6%	-26,3%
(días)	15	-18,4%	-29,3%	-36,8%
	20	-23,7%	-37,0%	-45,7%

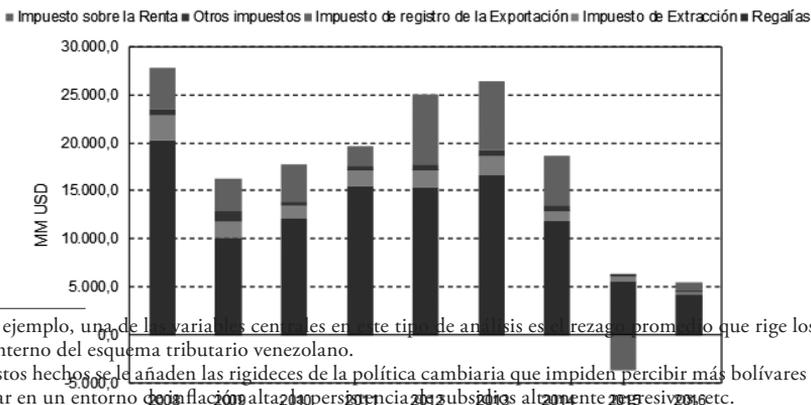
Fuente: Ecoanalítica.

A pesar de que las pérdidas por Olivera-Tanzi sean complejas de calcular dada la falta de información oficial,²¹ nada impide realizar un ejercicio teórico que nos permita ilustrar la idea. En un escenario en el cual un contribuyente se tome cerca de diez días en cancelar un tributo y asumiendo un escenario donde la inflación oscile en torno a 50,0% mensual, el dinero percibido por el GC perdería cerca de 12,6% (o podría adquirir 12,6% menos de bienes) con respecto al momento en el que el pago fue calculado.

Naturalmente, el fenómeno se recrudece conforme el rezago sea mayor o la inflación se acelere. En este sentido, a pesar de que la pérdida en términos reales pudiera ser de 12,6%, podría ascender a 18,4% partiendo de un rezago cercano a los quince días y, en un escenario más dramático, se expandiría a 37,0%, si asumimos un rezago de veinte días con una tasa de inflación cercana al 100,0% mensual.

Los ingresos provenientes de la actividad no petrolera no son los únicos afectados. El colapso de los precios del petróleo, además del desplome reciente de la producción de PDVSA, ha derivado en un menor aporte de este sector al fisco durante los años recientes; ha pasado de 26.404 millones de dólares en 2012 a tan solo 5.441 millones de dólares en 2016 (-79,3%), tendencia que no prevemos que se revierta dado el continuo deterioro de la industria.²²

Gráfico 12. Aportes de PDVSA al fisco.



21 Por ejemplo, una de las variables censales en este tipo de análisis es el rezago promedio que rige los pagos a lo interno del esquema tributario venezolano.

22 A estos hechos se le añaden las rigideces de la política cambiaria que impiden percibir más bolívares por cada dólar en un entorno de alta inflación, alta persistencia de los subsidios al consumidor y otros factores.

Fuente: Estados Financieros de PDVSA y Ecoanalítica.

En este sentido, estimamos que ambos efectos se traduzcan en una contracción cercana en términos de los ingresos fiscales de cara al corto plazo.

Una mirada por encima de la línea: un ajuste regido por lo inevitable

La dinámica del gasto merece mención aparte. Probablemente, algunas de las variables más afectadas por el ocultamiento sistemático de las cifras oficiales son aquellas relacionadas con la evolución del gasto público. Tras la opacidad característica de las cifras de PDVSA y el cese de la publicación del gasto del GC por parte de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), la tarea de explicar la dinámica fiscal en Venezuela se torna más compleja conforme pasan los meses.

Ante una fuerte merma de los ingresos y el agotamiento de fuentes de financiamiento, el Ejecutivo ha optado por una contracción significativa del gasto primario a partir de un rezago del salario promedio vigente en el sector público con respecto a la dinámica hiperinflacionaria.

El problema del financiamiento

Venezuela es un caso clásico de dominación fiscal sobre la política monetaria. Es decir, la dirección de la política monetaria está esencialmente supeditada al objetivo de contribuir con el financiamiento de la gestión presupuestaria del Gobierno o de asistirlo.

En términos generales, los esquemas de dominación fiscal sobre la política monetaria tienden a exacerbarse en regímenes de tipo de cambio fijo, sobre todo si estos van acompañados por controles que procuran limitar la libre convertibilidad de la moneda nacional.²³

Adicionalmente, la progresiva pérdida de independencia del BCV, a través del control político de su directorio y de un set de modificaciones correspondientes del marco legal que han llegado a fortalecer la dominación fiscal,²⁴ lo ha alejado del logro de sus objetivos fundamentales: la estabilidad de precios y del tipo de cambio nominal. Ahora, si en el marco de un contexto de este estilo la gestión fiscal no es

23 Zambrano Sequín, L. (2015): «El petróleo y...», *art. cit.*

24 Concretamente, en los años 2005, 2009 y 2010 se aprobaron reformas puntuales a la Ley del Banco Central de Venezuela que abrieron las puertas al financiamiento monetario del gasto público.

sostenible (como es el caso venezolano), suele concretarse un escenario marcado por tasas de inflación elevadas y con un grado de volatilidad importante.²⁵

En este orden de ideas, el análisis del cuadro fiscal quedaría incompleto si omitimos lo que ha sido la dinámica del financiamiento. En definitiva, gran parte de la incidencia de la gestión fiscal sobre el agregado de la economía está relacionada con los mecanismos escogidos para financiarse.

En términos generales, lo que ha venido ocurriendo en esta esfera del espectro fiscal es un agotamiento sucesivo de las fuentes de financiamiento, comenzando por la emisión de deuda externa, seguido por la emisión de títulos en moneda local que fue forzada sobre el sistema financiero y, por último, la monetización del déficit o, de manera análoga, el impuesto inflacionario y el señoreaje.

A pesar de que ambos, desde un punto de vista estrictamente fiscal, mantengan una serie de beneficios,²⁶ suelen ser fuentes de financiamiento altamente distorsionantes y con un componente regresivo importante desde el punto de vista distributivo.²⁷

A modo de resumen, cuando el Gobierno recurre a la impresión de dinero para financiar sus gastos ocurren dos sucesos simultáneos, centrales en lo que es el financiamiento de la gestión fiscal.

Por un lado, ocurre lo que se denomina como señoreaje puro, el cual deriva, principalmente, de los ingresos que recibe el Gobierno a partir de las variaciones en la demanda de saldos monetarios reales por parte de los agentes económicos que necesitan de un medio de pago para satisfacer sus necesidades de liquidez por razones tanto transaccionales como especulativas.²⁸

Mientras que, en un segundo plano, surge el denominado impuesto inflacionario, el cual se refiere a las pérdidas de capital que sufre el sector privado no financiero como consecuencia de la vorágine inflacionaria que perciben los agentes económicos que mantienen saldos monetarios como activos.

En este sentido, el impuesto inflacionario supone la redistribución de la riqueza desde los tenedores de dinero hacia los emisores del mismo, ya que la inflación beneficiará a quienes tienen billetes y monedas en su pasivo, por ejemplo, el Banco Central.²⁹

25 Zambrano Sequín, L. (2015): «El petróleo y...», *art. cit.*

26 Entre ellos, que son ingresos que no están sometidos a mecanismos relativamente formales de rendición de cuentas (AN), que la recaudación es rápida y a bajo costo y, por último, que los contribuyentes difícilmente pueden eludir el tributo en cuestión.

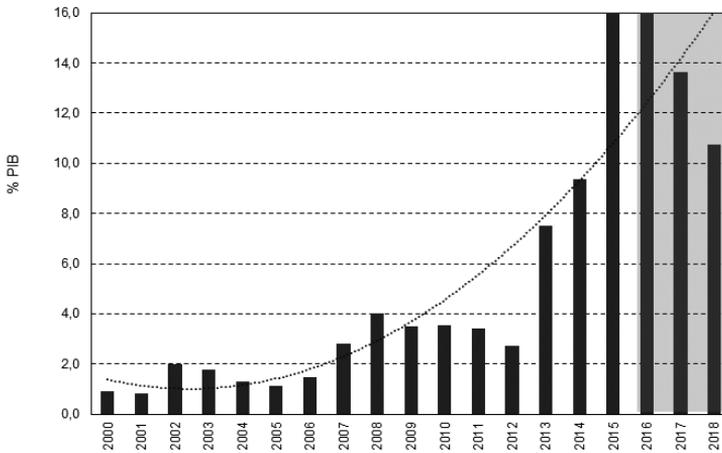
27 Zambrano Sequín, L. (2015): «El petróleo y...», *art. cit.*

28 *Idem.*

29 *Idem.*

En otras palabras, el impuesto inflacionario es una medida alternativa que nos permite entender cuánto ha sido el financiamiento del déficit del SPR a través de la autoridad monetaria, o lo que se conoce como monetización del déficit.

Gráfico 13. Evolución del impuesto inflacionario.



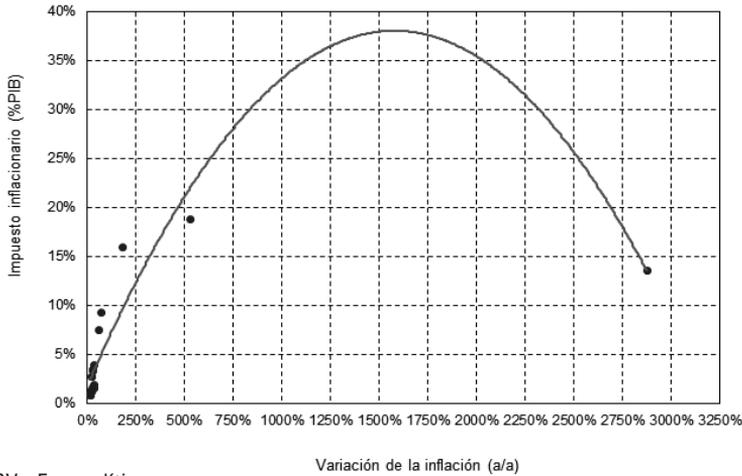
Fuente: BCV y Ecoanalítica.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, el impuesto inflacionario refleja un nivel de financiamiento mayor al calculado en la partida de autoridad monetaria. Para el período 2008-2011, el promedio del primero alcanzó 3,6% del PIB, mientras que, durante el lapso 2012-2016, saltó a 10,6% del PIB, registrando su máximo en 2016 (18,8% del PIB). Visto desde otra perspectiva, la recaudación fiscal por impuesto inflacionario supera las recaudaciones tributarias registradas para los diferentes impuestos por el Servicio Nacional Integrado de Administración Aduanera y Tributaria (Seniat).

El impuesto inflacionario pasó de 25,6% en 2009, como proporción de los ingresos tributarios no petroleros, a 64,1% en 2014, 251,8% en 2016 y cerca de 750,6% en 2017.

No obstante, la recaudación proveniente del impuesto inflacionario, como cualquier tributo, está sujeta a la dinámica de su base imponible.

Gráfico 14. Recaudación por impuesto inflacionario vs. inflación.



Fuente: BCV y Ecoanalítica.

En la medida que la inflación continúe ascendiendo, la base imponible del impuesto tiende a erosionarse ante una persistente caída en la demanda de saldos monetarios reales, hecho que obliga a la recaudación a caer, ubicándonos en el lado «negativo» de la curva de Laffer (escenario característico de economías en hiperinflación), donde incrementos en la tasa de inflación tienden a reducir el monto real recabado por el Gobierno.³⁰ Por lo que, de mantenerse la tendencia, a una tasa de inflación cercana a 2.800% en 2017, el impuesto inflacionario presentaría una caída interanual de 38,1%, llegando a representar cerca de 13,6 del PIB al cierre del año, 5,2 puntos menos que en 2016.

Adicionalmente, vale la pena destacar que, al acelerarse la inflación, suele erosionarse el ingreso fiscal percibido por el Gobierno en términos reales debido al rezago temporal existente entre el momento en el que se generan los títulos y el momento en el que efectivamente se perciben (Efecto Olivera-Tanzi).

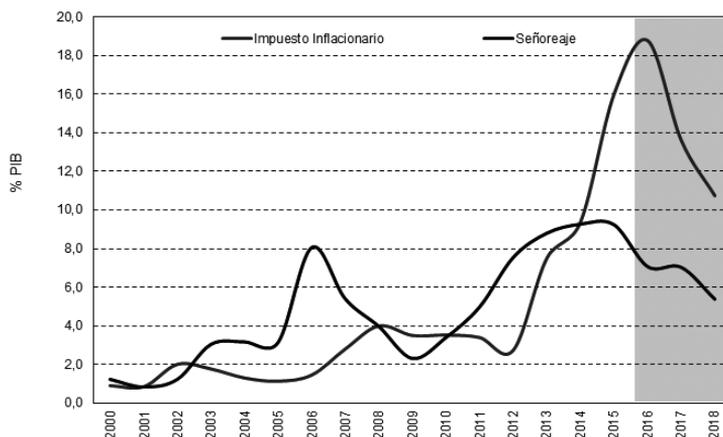
Con esto en mente, es de esperar que la efectividad del impuesto inflacionario tienda a disminuir en los períodos por venir e imponga restricciones adicionales a la gestión fiscal tanto ahora como en el mediano plazo.

Sin embargo, enfocarnos exclusivamente en el impuesto inflacionario limitaría el análisis a un solo componente del financiamiento percibido por el Gobierno a través de la expansión de la base monetaria.

30 Zambrano Sequín, L. (2015): «El petróleo y...», *art. cit.*

En este sentido, hemos de añadirle lo que recibe el Gobierno por concepto de señoreaje puro que, en definitiva, depende de lo que percibe el Gobierno a partir de variaciones en la demanda de saldos monetarios reales, es decir, la demanda de dinero.

Gráfico 15. Impuesto inflacionario vs. señoreaje.



Fuente: BCV y Ecoanalítica.

En este sentido, tal como se expresa en el gráfico anterior, desde al año 2015 la dinámica inflacionaria, así como una caída generalizada en la demanda de dinero, han mermado el agregado de los ingresos recibidos por el Gobierno. Los mismos pasaron de promediar un ingreso cercano a los 4,8 puntos del PIB entre 2006 y 2012, a 9,2 puntos entre 2013 y 2016 para cerrar, bajo los mismos supuestos de inflación, en 8,23 puntos del PIB en 2017.³¹

Es importante recalcar que, en la medida que los agentes económicos apunten a sustituir el bolívar a una velocidad que supera la que el Gobierno alcanza para generar más, la economía seguirá operando del lado derecho de la curva de Laffer del impuesto inflacionario: una región donde el colapso de la demanda de dinero (principal promotor de la hiperinflación) le resta poder de compra a cada bolívar adicional creado por el Estado.

La evidencia refleja que no hay reforma tributaria que le permita al Estado cerrar el déficit fiscal por sí solo y de manera inmediata. Por lo tanto, la situación fiscal plantea varios dilemas de política. Al igual que ha ocurrido con la drástica reducción de importaciones, la caída en el poder adquisitivo del salario no puede

31 Los cálculos expresados en este apartado contemplan la sumatoria entre lo percibido por concepto de impuesto inflacionario y aquellos percibidos exclusivamente por señoreaje puro. Para obtener más detalles, consultar Zambrano Sequín, L. (2015): «El petróleo y...», *art. cit.*

considerarse un equilibrio. La emisión monetaria que cubre el déficit ha provocado la pérdida de control de la política monetaria y una aceleración de la inflación sin precedentes en el país, única en un contexto mundial de baja inflación.

Por último, uno de los problemas centrales que actualmente enfrenta la política fiscal de cara al mediano plazo es la importante erosión de sus capacidades para inducir el crecimiento de la actividad productiva y compensar los efectos del ciclo económico. Siguiendo a Zambrano Sequín, entre las causas, algunas ya indicadas anteriormente, pudiéramos mencionar:

- Una alta volatilidad de los ingresos fiscales que se transmite a los gastos y al resto de la economía, lo que genera inestabilidad e incertidumbre e inhibe la inversión y el crecimiento.
- Una reducción del multiplicador y el acelerador del gasto público, a medida que el tejido sectorial de la economía venezolana ha ido perdiendo densidad y las importaciones han sustituido e impedido la producción nacional.
- Un debilitamiento institucional del sector público que ha afectado considerablemente su eficiencia.
- Una reducción relativa de la inversión pública, especialmente la destinada a generar economías externas y de aglomeración, lo que afecta la acumulación tanto de capital humano como físico.
- Un endeudamiento público que sigue absorbiendo una proporción importante del gasto fiscal.
- Una reducción paulatina pero creciente de las fuentes de financiamiento de origen externo, que ha hecho incrementar la tributación interna sobre una economía privada cada vez más endeble y dependiente del gasto público para funcionar.
- El diseño de un marco legal y la generalización de controles que impiden el desarrollo de la economía privada y el eficiente desenvolvimiento de los mercados internos, factores que reducen la eficiencia general de la política económica y, en particular, de la política fiscal.
- Finalmente, pero no por ello menos importante, un financiamiento creciente del gasto fiscal mediante mecanismos inflacionarios, muy vinculados a la manipulación de la materia cambiaria y a la gestión de la política monetaria.

El cuadro externo: una carrera con uno mismo

Introducción

Recientemente, una serie de analistas advertían acerca del proceso de aprendizaje (algo forzoso) que atravesaron distintas economías emergentes a través del cual se percataron de que un persistente déficit en la cuenta corriente puede ser igual, o hasta más peligroso, que un déficit fiscal de importancia, dependiendo de las restricciones externas. Una vez más, Venezuela no se queda atrás, y, poco a poco, la dinámica externa adquiere un rol más protagónico en los resultados agregados de la economía.³²

En un país con un entramado institucional como el que posee Venezuela, los precios del crudo han servido como una suerte de oxígeno para la restricción presupuestaria de la República. Sin embargo, bajo la gestión actual, e incluso antes de su estrepitosa caída en septiembre de 2014, la economía, para el año 2013, ya comenzaba a contraerse y las necesidades de financiamiento comenzaban a pesar.

En este sentido, la economía entró a una persistente carrera consigo misma para cubrir las necesidades de divisas que se presentaban año tras año incurriendo en costos cada vez más elevados.

Tras la caída generalizada de los precios del petróleo desde mediados del año 2014, Venezuela se vio obligada a hacerle frente a dicha carrera sin acudir a los mercados internacionales, y en el marco de un deterioro importante del aparato económico local. El panorama supone un reto significativo en términos de la planificación y ejecución de la política económica apropiada para maniobrar ante un cambio, probablemente estructural, en el mercado petrolero y, por ende, en la fuente presente y futura de ingresos para el país. Sin embargo, el camino escogido ha supuesto una serie de costos en términos de eficiencia y de carácter distributivo que comprometen la economía en el corto y en el mediano plazo.

¿Cuál es la foto hoy?

En este contexto, la teoría económica sugeriría un ajuste de importancia en el cual los precios relativos jugarían un papel fundamental, sin embargo, el ajuste

32 *The Economist*: «Emerging markets' Trump tantrum abates, except in Turkey». Extraído de <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21716049-turkeys-policymakers-have-not-learnt-lessons-past-emerging-market>

se realizó principalmente en términos de las cantidades ante una persistente brecha externa durante los años recientes.

Tabla 1. Flujo de divisas.

Concepto	2014	2015	2016	2017
Ingresos				
Exportaciones efectivas (mb/d) ¹	2,1	1,8	2,1	1,8
CPV (USD/bl)*	95,7	52,9	34,0	43,7
Ingresos petroleros (MMM USD)	71,9	35,8	25,5	28,0
Ingresos no petroleros (MMM USD)	3,0	2,1	1,3	1,8
Ingresos Totales	74,9	37,7	26,8	29,8
Egresos				
Importaciones totales (USD MMM)	47,5	38,5	18,0	11,9
Importaciones petroleras (Productos y diluyentes)	10,8	7,8	6,4	5,4
Importaciones no petroleras	36,7	28,7	11,6	6,5
Servicios y Rentas y Transferencias Corrientes	17,9	15,3	11,0	8,4
Servicio de deuda externa (USD MMM)	10,3	10,4	10,9	11,4
Salida de capitales privados (Neto)	9,7	-4,1	-2,4	-1,8
Egresos totales	85,4	58,1	37,5	29,9
Resultado	-10,5	-20,5	-10,7	-0,1
Financiamiento (MM USD)				
Flujo Neto con China	-2,6	-1,3	1,0	-1,2
Flujo Neto con Rusia (Rosneft)	-4,0	-	1,5	-1,9
Resultado Neto	-17,2	-21,7	-8,2	-3,1

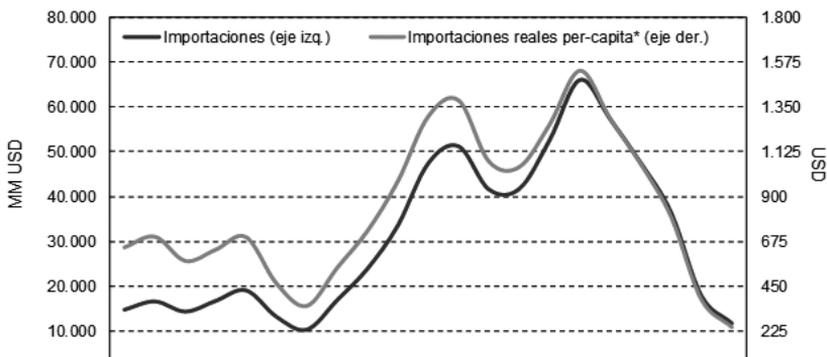
Fuente: BGV, Menpet, PDVSA y Ecoanalítica.

* Se considera un rezago de 90 días de acuerdo a la dinámica del mercado petrolero.

¹ Se considera un efecto de reexportación de una proporción de los barriles importados.

Pasando de 47.508 millones de dólares en 2014 a 36.496 millones de dólares en 2015 (-23,2%) y a 17.977 millones de dólares en 2016 (-50,7%) acorde a ciertas estimaciones, las mismas han servido para otorgarle cierta liberación de caja al Estado para hacer frente a sus compromisos tanto en lo externo como en lo interno. Ahora, los costos no han sido menores: un incremento de importancia en los niveles de escasez (con su respectiva incidencia en el proceso de formación de precios) y un mayor deterioro del entramado productivo, entre otros.

Gráfico 16. Evolución de las importaciones.



Fuente: BCV, Bureau of Labor Statistics y Ecoanalítica.

* Serie deflactada a través del Consumers Price Index (1996=100) de Estados Unidos.

Cuando lo evaluamos en términos per cápita, el panorama se recrudece. En este sentido, pasamos de importar cerca de 1.528 dólares de 1996 por habitante en 2012 a tan solo 244 dólares en 2017 (una caída cercana a 84,0%), los niveles más bajos registrados desde el arranque de nuestra serie en 1996.

Este no es un dato que se pueda pasar de largo, ya que los contextos difieren. A pesar de que los niveles sean considerablemente inferiores, el incremento agregado del consumo en años pasados y una fuerte contracción en el aparato productivo son ingredientes fundamentales para obtener niveles de escasez dramáticamente elevados a partir de una incapacidad generalizada de sustituir importaciones. Adicionalmente, en una economía tan sensible en términos de importaciones, una contracción del rubro incide directamente en la actividad económica tras un número importante de años cuando las mismas acompañaron, con un rol cada vez más significativo, a la industria local en la provisión de bienes y servicios, gracias a una profunda apreciación del tipo de cambio real.

Este hecho, sumado a una serie de distorsiones importantes en el mercado doméstico, generó una persistente contracción de la actividad económica cónsona con el ajuste en el nivel de importaciones.³³

Por otra parte, se liquidaron activos externos de la nación. Dentro de esta última categoría se destaca la caída en las reservas internacionales líquidas del BCV, varias operaciones comerciales con el oro monetario (que no han sido presentadas de manera oficial por el ente emisor), el agotamiento de los Derechos Especiales de Giro (DEG) de Venezuela en el Fondo Monetario Internacional (FMI), además de ventas de ciertos activos de la nación en el exterior (venta de acreencias de Petrocaribe a grandes descuentos, refinería Chalmette, entre otros). Por último, Venezuela recurrió a operaciones de endeudamiento con los activos de Citgo, subsidiaria de PDVSA, en

33 En términos generales, las importaciones han mantenido una íntima relación con el nivel de la actividad económica durante la historia reciente de Venezuela, por lo que es fundamental incorporar su comportamiento en cualquier análisis en torno a la capacidad de reacción de la economía o su senda de crecimiento.

garantía, y se recibieron 9.000 millones de dólares de renovaciones correspondientes a los tramos dos y cuatro del FCCV.

Para 2016, la estrategia se profundizó. La caída en las importaciones cerró cerca de 50,7% y la venta y liquidación de ciertos activos sobrevivientes al año 2015, de la mano de la adquisición de nuevas deudas y el reperfilamiento de otras, marcaron el devenir del sector externo para el año pasado.

Ante una nueva caída de los precios del petróleo (21,3%) se optó por hacer uso de las reservas internacionales (-34,2% con respecto a 2015), ir a una renegociación de ciertas deudas vigentes (con la nación china principalmente³⁴), el reperfilamiento de un tramo de la deuda de PDVSA a un costo relativamente elevado y la adquisición de préstamos no convencionales con naciones como Rusia.

El año 2017 no fue distinto. El acelerado deterioro de las condiciones de vida y la agudización de la crisis pusieron fin al continuo debate que mantenía el Ejecutivo en torno al servicio de la deuda y al nivel de importaciones. A partir de unas necesidades de financiamiento superiores a los 10.000 millones de dólares, los reducidos grados de libertad del Gobierno en lo externo llevaron a un nuevo recorte de importaciones, a la adopción de nuevos esquemas de endeudamiento y a la liquidación de diferentes activos de la República.

Gráfico 17. Distribución de las fuentes de financiamiento.

■ Liberación de caja vía importaciones bienes/servicios ■ Nuevo endeudamiento ■ Uso de las RRII



34 A comienzos del año pasado, China le permitió hacer una pausa en el pago de capital pautado para los próximos dos años al Gobierno venezolano.

Fuente: BCV, PDVSA y Ecoanalítica.

El ejercicio no fue sencillo: al cierre de 2017, las importaciones de bienes y servicios se contrajeron en 29,5% (para una liberación de caja cercana a 8.635 millones de dólares), se utilizaron 1.330 millones de dólares de las reservas internacionales (291 millones de dólares de las reservas operativas) así como 700 millones de dólares de fondos extrapresupuestarios³⁵ y se expandió nuestro endeudamiento neto en 1.196 millones de dólares gracias a la venta en el mercado secundario del bono PDVSA 22 (6,0%) y a la operación concretada con Fintech. Vale destacar que previo al vencimiento de los pagos pautados para el mes de abril, Rosneft concretó un anticipo de crudo y demás productos a PDVSA por el orden de los 1.015 millones de dólares.

El carácter insostenible de esta estrategia salta a la vista. Por ello, a finales del año 2017, Nicolás Maduro reconocía el fuerte peso del servicio de la deuda y su rol en el tránsito de Venezuela hacia la insolvencia y la profundización de la crisis. El endurecimiento de la restricción externa y del cuadro político hacía inviable permanecer en una senda que, curiosamente, llevó ese mismo mes a Venezuela hacia su primer proceso hiperinflacionario.

Al momento de escribir estas líneas, tanto la República como PDVSA acumulan 3.614 millones de dólares en pagos atrasados (3.012 millones de dólares formalmente en cesación de pagos) distribuidos en veintiún títulos, entre los cuales algunos acumulan más de ciento cuarenta días de atraso. Adicionalmente, la presencia de sanciones sobre la industria y la República por parte de Estados Unidos (EE. UU.) y la entrada formal en un evento de cesación de pagos o *default* impone nuevas y fuertes rigideces de cara al cuadro externo en el corto plazo.

Una mirada al corto plazo

El cuadro es dramático: al día de hoy la producción petrolera cae a un ritmo superior a los 80.000 barriles diarios al mes y sirve de freno a cualquier tipo de beneficio por el lado del precio petrolero; los mercados internacionales permanecen cerrados, incluso, asumiendo algún tipo de voluntad de los mismos de apoyar un intento por refinanciar (o reestructurar); y las sanciones impuestas por Estados Unidos

³⁵ Principalmente, el Fondo Nacional para el Desarrollo Nacional (Fonden), Bandes, la Tesorería Nacional y demás fondos a nombre de PDVSA.

impiden taxativamente la emisión de cualquier tipo de bono o papel, imposibilitando cualquiera de estas alternativas (al menos en el mercado norteamericano).

La foto de 2018 sirve para desglosar el drama inherente a los abultados compromisos externos que le corresponde honrar tanto a PDVSA como a la República durante los próximos años.

A pesar de que la deuda con el mercado ocupe el grueso de nuestros compromisos de corto plazo existen otras responsabilidades que, dependiendo de la voluntad de ciertos aliados clave y de la percepción del Gobierno en torno a su importancia relativa, pueden representar una carga significativa para el cuadro externo en el corto plazo. No obstante, el cuadro no deja de ser dramático.

En este sentido, hemos dividido el servicio de la deuda en cuatro partes: los compromisos con el mercado de PDVSA y la República; otros compromisos que mantienen (deuda bilateral, comercial, multilateral del Gobierno central y arrendamientos financieros, facilidades de crédito y otros compromisos por parte de PDVSA, entre otros); los pagos correspondientes a China; y, por último, los envíos a Rosneft.

1. Compromisos de PDVSA y el Gobierno central

A lo largo de 2018, tanto Venezuela como PDVSA han de cancelar, por concepto de bonos, cerca de 9.182 millones de dólares (6.078 millones y 3.102 millones, respectivamente), de los cuales 5.638 millones de dólares corresponden a pago de intereses y 3.544 millones dólares a capital (2.702 millones por concepto de bonos soberanos y 842 millones correspondientes a la estatal petrolera).³⁶

No obstante, tanto el GC como PDVSA cuentan con otros compromisos. Con base en la última publicación hecha por el Ministerio del Poder Popular de Economía y Finanzas (MPPEF), el GC debe cancelar cerca de 1.219 millones de dólares por concepto de deuda bilateral (capital e intereses) en 2018, 664 millones de dólares en compromisos multilaterales y 174 millones de dólares a la banca comercial, para un total de 2.057 millones de dólares.

Vale la pena destacar el peso de la deuda bilateral en este tramo. De acuerdo con la última información disponible (marzo del presente año), el acreedor principal a lo interno del rubro (74,2%) es Rusia. Deuda que fue reestructurada por ambas partes en aras de ofrecer cierto alivio de caja a Venezuela. A pesar de que los términos no sean publicados, el acuerdo propone «pagos mínimos» por los próximos seis años, siendo saldada la deuda en un lapso de diez años.

36 Considera los pagos de ELECAR18 (Gobierno central) y CITHOL20 Y CITPET22 (PDVSA).

A pesar de que el acuerdo libere de manera parcial la caja del Gobierno de cara a 2018, el monto no es significativo, dado su peso con respecto a los demás pagos propuestos para el año entrante e, incluso, a lo interno de la deuda con Rosneft y el Gobierno ruso en conjunto.

De esta manera, los compromisos por ambas vías, tanto para el GC como para PDVSA, ascienden en torno a los 11.736 millones de dólares (6.918 millones y 4.818 millones, respectivamente).

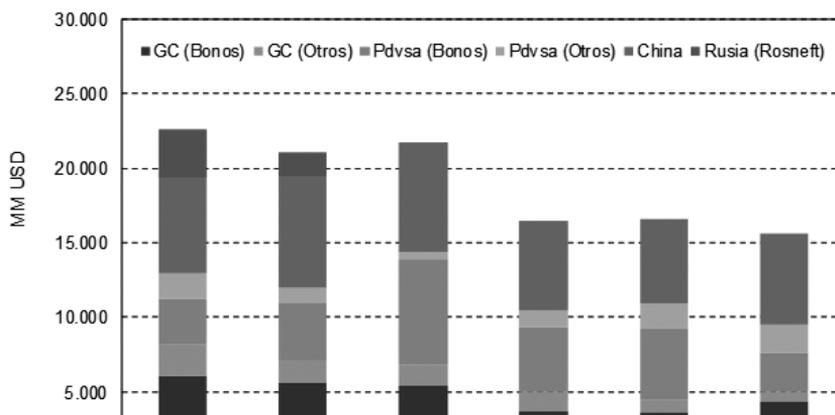
2. Compromisos con China y Rosneft

El hecho de que tanto Rusia como China sean aliados clave del Gobierno hace que merezcan una mención aparte.

A finales de marzo de 2018 culminaría el período de gracia otorgado por China a Venezuela. Bajo dicho acuerdo, desde marzo de 2016 hasta la fecha, Venezuela ha pagado exclusivamente los intereses de la deuda vigente. No obstante, dada la fuerte restricción externa que enfrenta la economía venezolana, no es descabellado pensar que China decida extender dicho período. De hacerlo, el año que viene corresponderá pagar 1.169 millones de dólares por concepto de intereses. Sin embargo, de no ser renovado el período de gracia, Venezuela el año que viene deberá pagar 6.403 millones de dólares por concepto de capital e intereses a China.

En cuanto a Rosneft, PDVSA ha de enviar cerca de 140 kb/d el año entrante, tal como se estima que lo ha venido haciendo a lo largo de la segunda mitad de 2017. Esto representaría un desembolso cercano a los 3.212 millones de dólares para el año entrante. En este sentido, considerando lo descrito anteriormente, el servicio de la deuda para el año entrante podría oscilar entre 13.504 millones de dólares y 21.351 millones de dólares, un monto superior a 90% de los ingresos en divisas estimados para el año 2018, porcentaje que tenderá a subir durante los próximos años producto del colapso en el nivel de ingresos (en especial de los niveles de producción petrolera) en la medida que el servicio agregado de la deuda se mantenga estable en torno a los 20.000 millones de dólares.

Gráfico 18. Servicio de la deuda (2018-2024).*



Fuente: PDVSA, MPPEF, BCV y Ecoanalítica.

* Considera un vencimiento del período de gracia con China en 2018.

Ante un deteriorado cuadro externo, producto de la inacción en materia de política económica, sanciones y un colapso sin precedentes de la industria petrolera, no es posible para Venezuela generar los diferentes recursos necesarios para elevar sus importaciones per cápita, restablecer la provisión de ciertos bienes y servicios y hacer frente a sus compromisos externos. La situación es dramática y difícil de revertir de no darse un cambio radical en la conducción de la política económica y petrolera.

El problema inflacionario: cuando la tarea se torna en tragedia

Históricamente, el problema inflacionario ha surgido como una de las grandes tareas pendientes a ser resuelta por la política económica, gestión tras gestión. En este sentido, el camino escogido desde el año 1998 no ha sido la excepción. Desde 1999 la inflación se ha comportado volátilmente y nunca ha estado por debajo de dos dígitos. Ante este escenario de presiones inflacionarias, el Ejecutivo marcó la pauta a seguir: luchar contra la especulación y profundizar la política de control de precios y de incremento de subsidios públicos.

A partir de enero de 2007, el Instituto Nacional de Estadística (INE) participa en el cálculo de un índice de precios de alcance nacional (INPC – Índice Nacional de Precios al Consumidor), del cual no se tienen cifras históricas, pero para fines analíticos se utiliza el Índice de Precios al Consumidor del Área Metropolitana de Caracas (IPC-AMC). La inflación promedio más baja que se registró en Venezuela durante el Gobierno de Hugo Chávez fue de 14,4% en 2005. Entre 2005 y 2007 la inflación promedio anual estuvo por debajo de 20,0%. Sin embargo, para 2008, en medio del *boom* petrolero, la inflación saltó a 30,9%. Ahora, el proceso inflacionario

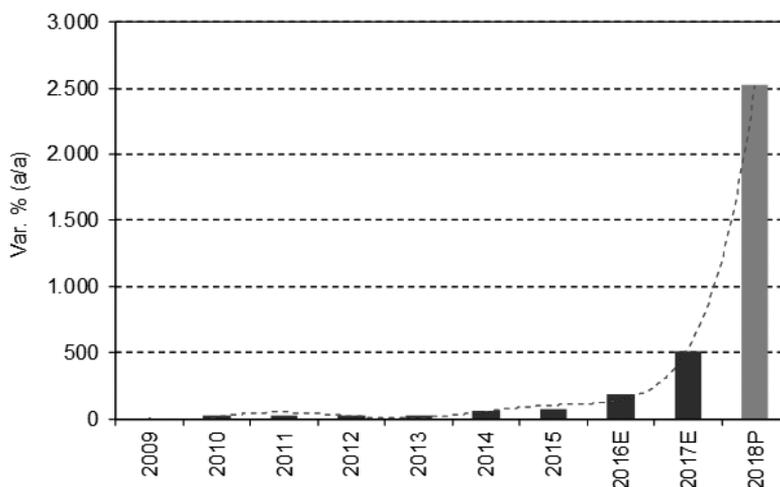
posee un antes y un después del año 2013 y mantiene un vínculo elemental con lo que han sido las decisiones en materia cambiaria y la política fiscal.

Partiendo de ese punto, el proceso inflacionario pareciera haber ingresado en una senda exponencial, acelerándose año tras año en medio de un proceso recesivo de importancia. En el año 2013, la inflación acumulada ascendió a 56,2%, 2,8 veces la inflación del año anterior. Durante el año 2014, la inflación se ubicó en 68,5%, un incremento de 12,3 pp con respecto al cierre del año previo.

Durante el año 2016, Venezuela siguió rompiendo récords registrando una inflación cercana a 525,1%, 344,2 pp por encima que lo registrado durante el año 2015. Es decir, desde comienzos del año hasta el mes de diciembre, los precios se multiplicaron por un factor de 5,2 veces. Algo inédito en un contexto mundial caracterizado por bajos niveles de inflación en promedio.

Sin embargo, el año 2017 fue el año del quiebre. Ante un deterioro acelerado de la restricción presupuestaria del Estado, el agotamiento del impuesto inflacionario como opción protagónica ante una persistente situación de déficit y el colapso en la demanda de saldos monetarios reales, Venezuela entró en el primer ciclo hiperinflacionario durante el mes de noviembre al superar la cota de 50,0% para cerrar el año con una tasa de inflación superior a 2.500%.

Gráfico 19 Inflación interanual



Fuente: BCV y Ecoanalítica.

El problema inflacionario que sufre Venezuela se debe a varias razones que dependen del momento histórico, una de estas es la presión monetaria que, a su vez, es suerte de causa y efecto de la política cambiaria.

En términos generales, y más en un país petrolero como Venezuela, la incidencia del tipo de cambio sobre la política fiscal y la inflación es central al momento de hacer cualquier tipo de análisis. En definitiva, si el grueso principal de los ingresos que recibe el país está denominado en dólares –producto de la venta de crudo en el mercado internacional–, el tipo de cambio determinará el monto en bolívares con los que cuentan los hacedores de política para hacer frente al ciclo económico y orientar la política fiscal.

Sin embargo, a manera sencilla, el tipo de cambio debería orientarse en gran medida a partir de tres aspectos: el flujo de ingresos del país, el proceso de formación y la política fiscal. No obstante, a pesar de que esta premisa básica resulte sencilla, en la práctica, el desentendimiento del tipo de cambio con el acontecer de esas tres variables ha derivado en una serie de distorsiones de importancia alterando por completo el proceso de formación de precios.

Por lo general, si anclamos el tipo de cambio, pero en paralelo mantenemos una política fiscal, en términos generales, expansiva, las necesidades de financiamiento en moneda local se incrementan conforme lo hace el déficit fiscal. Esto, aunado a una erosión institucional de importancia, derivó en un incremento persistente de la base monetaria para poder cubrir las necesidades de financiamiento de un Estado cada vez más grande.

Ahora, el proceso deriva en un ciclo vicioso: si la inflación comienza a ascender, en aras de procurar cierta indexación en los salarios y cubrir los diferentes costos operativos del sector, las necesidades de financiamiento se incrementan, hecho que puede empeorar ante una acción negatoria de ajustar el tipo de cambio (percibir más bolívares por cada dólar generado) o una caída generalizada en los ingresos que el país recibe en divisas (tal como lo ocurrido tras la caída de los precios del petróleo).³⁷

En este sentido, la base monetaria llegó a incrementarse, en promedio, cerca de 43,6% al año entre 2004 y 2012 para luego promediar 444,1% entre 2013 y 2017, años donde la base monetaria presentó un incremento agregado de 1.737,1%.

37 En general, la devaluación del tipo de cambio, como mencionamos anteriormente, sí llegó a servir como un mecanismo importante de ajuste por el lado fiscal. Sin embargo, las necesidades de financiamiento se incrementaban persistentemente por una política fiscal orientada a expandir de manera importante el gasto público. No obstante, este mecanismo ha perdido el poder de generar mayores ingresos.

En definitiva, si más dinero persigue el mismo número de bienes, los precios tienden a ascender. Es de destacar que el crecimiento de la base monetaria tendió a incrementarse justamente tras la caída en los precios del petróleo por dos razones principales: no realizar ningún tipo de ajuste en términos fiscales y dejar de lado el tipo de cambio como herramienta de ajuste y de absorción de un choque de ese estilo.

Sin embargo, la inflación en Venezuela, como mencionábamos anteriormente, es un fenómeno multifactorial, por lo que aislar el fenómeno tan solo al comportamiento de los agregados monetarios, a pesar de que mantengan un rol protagónico, nos restaría grados de libertad en el análisis.

La continua expansión de la demanda agregada empujada por mayores niveles de consumo, de la mano de una expansión del crédito, ante mayores niveles de liquidez y la presencia de tasas de interés reales negativas que hacían atractivo el endeudamiento tendieron a generar ciertas presiones sobre el proceso de formación de precios.

Adicionalmente, ante la idea de que la manera más eficaz de frenar la escalada inflacionaria es el fortalecimiento de los controles, el Estado procuró fijar el nivel de ciertos precios en un entorno inflacionario, lo que derivó en el surgimiento de mercados paralelos donde, naturalmente, los precios tienden a ser mayores en promedio.

A este cuadro faltaría añadirle la falta de incentivos a la producción y a la inversión, lo que ha reducido la oferta de productos. Expropiaciones, intervenciones, controles de precios, restricciones en la adquisición de divisas, inseguridad jurídica y las continuas amenazas al sector privado se han unido al impacto causado por la sobrevaluación del bolívar. Según el Observatorio de Derechos de Propiedad (ODP), integrado por investigadores del Centro de Divulgación del Conocimiento Económico (Cedice) y de Liderazgo y Visión, se registraron 2.549 casos de violación a la propiedad privada en Venezuela entre noviembre de 2005 y noviembre de 2011.³⁸

En otro orden de ideas, en un entorno donde los precios relativos han perdido la capacidad de brindar información y el tipo de cambio no refleja la dinámica inflacionaria en un contexto donde la asignación de divisas es baja, el tipo de cambio paralelo ha adquirido un rol cada vez mayor en el proceso de formación de precios.

No obstante, al entrar en un proceso hiperinflacionario el análisis se torna más lineal. De acuerdo con Rudiger Dornbusch³⁹ los procesos hiperinflacionarios

38 Observatorio de Derechos de Propiedad (2011): Estadísticas. «Casos de violaciones a la propiedad privada en Venezuela Noviembre 2005 - Noviembre 2011». Extraído de http://paisdepropietarios.org/home/wp-content/uploads/2014/08/PDP_Estadisticas_Final1.pdf

39 Dornbusch, R. (1985): «Stopping Hiperinflation: Lessons from the German Inflation Experience of the 1920s». Working Paper n.º 1675. Cambridge: National Bureau of Economic Research. Extraído de <http://>

sirven como laboratorio para la economía monetaria: solo en estos períodos de extrema inestabilidad, la relación entre el nivel de precios y la cantidad de dinero es reivindicada sin polémica ni controversia.

La mayoría de la literatura vigente sobre este tipo de procesos apunta a que, en última instancia, la variable que dispara un proceso hiperinflacionario es la demanda de dinero, en otras palabras, la falta de confianza que mantengan los ciudadanos en que el bolívar logre cumplir las tres funciones básicas del dinero: medio de pago, reserva de valor y medio transaccional.

En la medida que los agentes anticipen mayores niveles de inflación percibirán cómo se diluye el valor de sus saldos en moneda nacional, obligándolos a deshacerse de ella y resguardarse en activos-refugio ante el embate inflacionario (divisas, bienes durables, etc.).

El descalabro fiscal (al migrar al lado derecho de la curva de Laffer del impuesto inflacionario) a la par de un incremento exponencial de los agregados monetarios en un entorno de alta incertidumbre política llevaron a Venezuela a convertirse en el segundo país en el siglo XXI en enfrentarse a una hiperinflación y, dado el norte vigente en la política económica, se perpetúa el fenómeno en el corto plazo en la medida que no haya un cambio drástico en las expectativas de los agentes, hecho que pasa, en esencia, por un cambio estructural en el sentido de la política económica.

Las rigideces en el esquema cambiario: la lógica política de la política económica

El tipo de cambio, y toda la dinámica que lo envuelve, ha permanecido en el eje de la discusión político-económica durante los catorce años pasados; tras seis devaluaciones del tipo de cambio oficial y cuatro intentos fallidos en ofrecer una ventana alternativa en materia de asignación de divisas, la unificación cambiaria permanece como una quimera, al menos en el corto plazo.

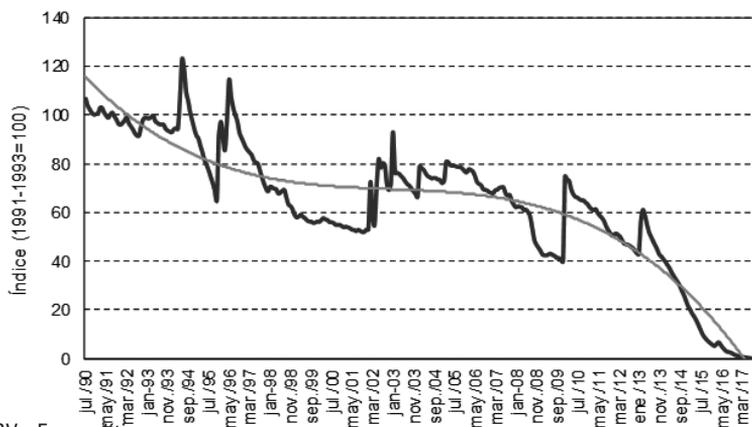
En vista de que el tipo de cambio ha surgido con regularidad en el presente trabajo, el objetivo de este apartado será ahondar en lo que ha sido su dinámica durante los años recientes.

Tras el paro general de actividades propuesto para el año 2002, el Ejecutivo decide fijar el tipo de cambio y adoptar un control cambiario. Sin embargo, la estabilidad de un esquema de estas características requiere, cuando menos, tres elementos fundamentales: una política monetaria prudente, una *stock* de divisas lo

suficientemente amplio que permita cubrir los excedentes de demanda de divisas que puedan surgir ante choques particulares y estabilidad del nivel de precios.

En este sentido, en una época caracterizada por altos ingresos en divisas, Venezuela mantuvo anclado el tipo de cambio en un contexto en el cual las presiones fiscales jugaban un papel fundamental y la inflación, a pesar de mantenerse estable alrededor de 15,0%-30,0% en base interanual, permanecía en niveles relativamente elevados. Lo que derivó en una profunda apreciación del tipo de cambio real. Es decir, el bolívar incrementaba su poder adquisitivo en el exterior mientras la dinámica inflacionaria disminuía su valor dentro del país, hecho que derivó en un incremento sostenido de las importaciones a expensas del desarrollo productivo en el ámbito nacional.

Gráfico 20. Índice de tipo de cambio real.*



Fuente: BCV y Ecoanálitica.

* En la medida que el índice se ubique por debajo de 100, estaremos hablando de una apreciación del tipo de cambio real.

El persistente incremento en la demanda de divisas era manejable en la medida que los ingresos en divisas fueran suficientemente altos, previsible en un contexto marcado por elevados precios del petróleo.

Sin embargo, las ineficiencias inherentes al mantenimiento de un esquema de este tipo en un contexto con un entramado institucional débil y elevada inflación, los cuellos de botella no tardaron en aparecer y el surgimiento de un mercado paralelo de divisas no tardó en llegar.

En este sentido, el marcador del tipo de cambio paralelo se convirtió en la válvula de escape de la economía, aglomerando las distintas distorsiones que hacen vida en los distintos mercados y descontando los errores cometidos en materia de política económica. Hecho que tiende a profundizarse a partir del año 2014 con la caída generalizada de los precios del petróleo y la acción negatoria de hacer los ajustes pertinentes.

La teoría económica sugiere que, en una coyuntura marcada por fuertes rigideces nominales y un flujo de divisas restringido, el tipo de cambio tendería a surgir como una variable central en el proceso de transición hacia un nuevo panorama marcado por ingresos relativamente bajos tras la caída de los precios del petróleo.

No obstante, desde 2014, el Gobierno optó por un ajuste cambiario parcial y se enfocó en un ajuste externo principalmente a través de las cantidades, es decir, ajustó los volúmenes de importaciones dejando de lado el proceso de formación de precios de la economía. Sin embargo, es fundamental centrarnos en el cuadro cambiario vigente para la fecha:

Caída sostenida en las liquidaciones de divisas hacia el sector privado con un fuerte efecto recesivo y sobre la formación de precios. Durante el año 2017, el sector privado percibió cerca de 8,0 millones de dólares al día, en promedio. Esto representa una contracción cercana a 55,3% con respecto al año 2016 (17,9 millones de dólares) y de 93,7% con respecto al año 2014 (126,8 millones de dólares).

Fuertes rigideces en la dinámica del tipo de cambio nominal oficial, profundizándose la apreciación del tipo de cambio real oficial.

Incremento sostenido en la participación del sector público sobre el nivel agregado de importaciones, pasando de 23,7% en 2003 a cerca de 75,0% en 2017.

Reducción generalizada del subsidio cambiario.

Depreciación sostenida del tipo de cambio no oficial producto del colapso en la demanda de dinero y la dinámica inflacionaria.

El mercado no oficial ha pasado a mantener un rol central en el agregado de las importaciones y en el proceso de formación de precios.

Como mencionamos anteriormente, las importaciones han sido el mecanismo predilecto de ajuste que ha empleado el Gobierno para enfrentar la crisis que atraviesa el país. Según el BCV, en 2014 el nivel de importaciones se ubicó en 47,508 millones de dólares, una diferencia de 7.598 millones de dólares con respecto a nuestro estimado al cierre de 2017 (35.613 millones de dólares).

En este sentido, para 2017, de acuerdo a nuestras proyecciones en materia de asignaciones de divisas, a las relaciones comerciales que sostiene Venezuela con sus socios y los movimientos financieros y a la producción de PDVSA estimamos que las importaciones totales de bienes alcanzaron un valor de 11.994 millones de dólares.

Cuando se extrae de este total de importaciones las realizadas por PDVSA (5.413 millones de dólares), nos queda que para la importación de bienes se destinaron 6.581 millones de dólares. De ese monto, 674 millones se importaron a través del Dipro y 717 millones a través del Dicom, en lo que al sector privado se refiere. Del restante, 3.599 millones de dólares fueron asignados a las importaciones públicas y 1.596 millones de dólares fueron importados a través del mercado paralelo.

En resumen, nos queda que las importaciones públicas representaron 75,1% de las importaciones totales, mientras que el sector privado solo ocupó 24,9%. Sin embargo, lo relevante es que estos números revelan que al cierre del 2017 el paralelo ocupó 53,4% del total de las importaciones privadas y 13,3% del total de las importaciones totales de la economía.

En este orden de ideas, estimamos que en 2017 el tipo de cambio ponderado de las importaciones promedió alrededor de los VEF 3.444/\$, lo que representa una depreciación de 91,2% con respecto a 2016 y de 97,6% con respecto a 2015.

Tabla 2. Tipo de cambio ponderado de la economía (VEF/\$).*

Tipos de cambio	2015	Peso	2016E	Peso	2017E	Peso
Importaciones Públicas	33,4	49,9%	64,8	62,0%	127,1	75,1%
Cencoex - Dipro	6,3	33,0%	9,3	13,1%	10,0	5,6%
Simadi - Dicom	196,5	2,3%	500	11,8%	2.145	6,0%
No Oficial	517,4	11,3%	1.560	13,1%	24.196	13,3%
TC ponderado importaciones	82,1		304,6		3.444	
Variación	363,6%		271%		1031%	
Devaluación	78,4%		73,0%		91,2%	

Fuente: BCV, Cadivi/Cencoex, Dicom y Ecoanalítica.

* Promedio anual

Ahora, si colocamos la lupa en ambos sectores, obtenemos que el peso del ajuste ha sido trasladado fundamentalmente por el sector privado y los consumidores

venezolanos. En este sentido, el tipo de cambio ponderado de las importaciones del sector privado (a qué tipo de cambio importa el sector) se ubicó en VEF 13.620/\$, una depreciación superior a 90,0%.

Por su parte, el tipo de cambio ponderado de las importaciones del sector público se ubicó en VEF 127,1/\$ (tan solo 0,9% del registrado por el sector privado), el cual, con una incidencia fundamental, es una rigidez de peso en el aparato cambiario, disociando la dinámica cambiaria de la inflacionaria con un costo de importancia en términos fiscales y alterando de manera importante la trayectoria de los precios relativos de la economía.

El reto adaptativo que enfrenta la economía venezolana es de envergadura y el esquema cambiario tiene un papel fundamental que jugar en él. Al prevalecer la lógica política, bajo este esquema, los costos económicos serán trasladados continuamente a los consumidores sin ningún tipo de beneficios en materia fiscal y en el ordenamiento y rescate de ciertos equilibrios fundamentales.

Reflexión final

Durante las dos décadas pasadas, la economía venezolana ha sufrido un cambio profundo en su estructura haciéndola más vulnerable a choques de carácter externo, más dependiente del nivel de importaciones, menos densa y con una participación cada vez más representativa del sector público. Este hecho amerita una ampliación del horizonte temporal del proceso de reforma; buscando, no solo recuperar ciertos precios relativos fundamentales y retomar una senda de crecimiento en materia económica, sino superar los importantes retos adaptativos que enfrenta la sociedad venezolana y, por ende, su economía.

ASPECTOS JURÍDICOS DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA: HACIA UN NUEVO MARCO PARA PROMOVER LA INVERSIÓN PRIVADA



JOSÉ IGNACIO HERNÁNDEZ G.*

Resumen

El colapso de la industria petrolera venezolana fue causado por políticas públicas adoptadas por Hugo Chávez con el propósito de dismantlar el Estado de derecho a través del diseño de un «Estado comunal». Esas políticas se basaban en las instituciones del petro-Estado. En consecuencia, para promover la recuperación de la industria petrolera es necesario desarmar las instituciones del petro-Estado, lo que es también una condición para reconstruir el Estado de derecho. A tal efecto, será necesario abolir el monopolio público sobre las actividades de exploración y explotación (o actividades aguas arriba) y reconocer el derecho de los inversores privados a emprender directamente tales actividades. Además, será necesario restringir el poder discrecional del Gobierno para recaudar y distribuir los ingresos petroleros.

Introducción

El colapso de la industria petrolera venezolana es consecuencia de un conjunto de políticas públicas orientadas a dismantlar el Estado de derecho con el propósito de construir un régimen político autoritario simulado tras la apariencia de una nueva organización política, a saber, el llamado «Estado comunal». Tales políticas se basaron en la imposición de controles centralizados sobre la economía que desnaturalizaron los derechos de propiedad privada, libertad económica y libertad contractual.

En especial, tales políticas fueron desarrolladas dentro del sector de los hidrocarburos. Así, entre las medidas adoptadas para dismantlar el principio de

* Profesor de Derecho Administrativo en la Universidad Central de Venezuela y la Universidad Católica Andrés Bello Investigador del Centro Internacional para el Desarrollo Harvard Kennedy School”

** Este trabajo se basa en las investigaciones adelantadas desde el Centro Internacional para el Desarrollo de la Universidad de Harvard sobre la reforma de la regulación de hidrocarburos en Venezuela. Para este trabajo deseo agradecer los comentarios de Carlos Bellorín y Gustavo Tarre, así como el material bibliográfico suministrado por Sheraldine Pinto. Las opiniones aquí expresadas son mías, y no comprometen necesariamente a quienes me han ayudado en la presente investigación.

separación de poderes, el Gobierno eliminó la autonomía política de Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), la cual fue transformada en un mero instrumento de ejecución del modelo socialista. Asimismo, el Gobierno implementó su arbitraria política de expropiaciones en el sector de hidrocarburos, específicamente, para desconocer los contratos suscritos durante la apertura petrolera.

El resultado final de esas políticas públicas fue el progresivo deterioro de la capacidad de producción, lo que ha llevado al colapso de la industria petrolera venezolana. Así, diversos analistas han resumido las posibles causas de ese colapso: (i) reducción de inversiones en exploración y producción (EyP) ante la preferencia a la inversión orientada a cumplir con programas del modelo socialista; (ii) ampliación de los cometidos de PDVSA a actividades ajenas al sector petrolero; (iii) política de expropiaciones y nacionalizaciones; (iv) producción de PDVSA comprometida por el pago de deudas y el cumplimiento de acuerdos internacionales; y (v) problemas de flujo de caja que han afectado a proveedores y contratistas de PDVSA, y con ello, a su producción.¹

La recuperación de la industria petrolera venezolana –como parte de las medidas orientadas a reconstruir la economía– precisa de inversiones en capital que el Gobierno no va a poder enfrentar vista la dimensión del colapso de la economía venezolana.² Es por lo anterior que todo plan para la recuperación de la industria petrolera pasa por promover la inversión privada, en especial, en actividades de EyP o actividades aguas arriba.³ A tales efectos, es indispensable reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos a los fines de reconocer el derecho de la inversión privada a emprender actividades de EyP de acuerdo con las garantías básicas del Estado de derecho.

Empero, la reforma de la regulación de hidrocarburos no puede valorarse como una condición suficiente para la recuperación de la industria petrolera. Junto con esa reforma será necesario diseñar e implementar políticas públicas que regeneren la confianza de los inversionistas privados, todo lo cual supone reconstruir el Estado de derecho a través de garantías específicas de que las políticas públicas que llevaron al colapso de la industria no volverán a implementarse. Esto quiere decir que la reforma de la regulación de hidrocarburos debe ser valorada como parte de una política de mayor alcance orientada a reconstruir el Estado de derecho, todo lo cual

-
- 1 Véase: Espinasa, R. y Sucre, C. (2007): *The Fall and Collapse of the Venezuelan Oil Sector*; Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An Assessment of the Financial and Operational Situation of the Venezuelan Oil Industry». CID Working Paper n.º 327. Cambridge: Working Papers - Center for International Development at Harvard University; y Monaldi, F., «El colapso de la industria petrolera venezolana y sus consecuencias globales», capítulo 7 de esta publicación.
 - 2 Santos, M. A. y Barrios, D. (2018): «Anatomía de un colapso». Cambridge: Center for International Development at Harvard University.
 - 3 Half, A. *et al.* (2018): «Code red: Venezuela's oil and debt crisis». Columbia: Columbia University Center for Energy Policy.

precisa desmontar los arreglos formales del petro-Estado en Venezuela, tal y como se expone en el presente trabajo.

El marco regulativo actual de los hidrocarburos en Venezuela

1. El camino hacia el petro-Estado

Aun cuando desde el siglo XIX existen antecedentes de la explotación de yacimientos de asfalto en Venezuela, la historiografía señala como fecha del inicio de la industria petrolera venezolana el año 1914. Para ese entonces, las empresas petroleras internacionales –primero la empresa angloholandesa Shell y luego la Standard Oil of New Jersey– comenzaron a interesarse por las reservas de petróleo en Venezuela.⁴

El marco regulativo correspondiente y el entorno político eran favorables para la inversión extranjera. En cuanto a lo primero, las actividades iniciales de exploración y explotación de hidrocarburos se regían por la legislación minera, la cual partió del principio de que los yacimientos son propiedad del Estado, razón por la cual las actividades de exploración y explotación quedaban sujetas a *concesión*. Sin embargo, tal concesión era considerada como un contrato regido por el derecho privado que otorgaba «derechos de propiedad» sobre los yacimientos con pocas restricciones estatales. Por lo anterior, el marco regulativo era claramente liberal: salvo la asignación de concesiones y algunos controles administrativos menores, el Estado no tenía injerencia en el sector.⁵ En cuanto al modelo político, Venezuela transcurría por el régimen dictatorial de Juan Vicente Gómez, quien procuró crear

4 Sobre ello pueden verse las obras colectivas: Konrad Adenauer Stiftung (2014): *Venezuela 1914-2014: cien años de industria petrolera*. Caracas: UCAB; y Tablante, C. y Jiménez Guanipa, H. (editores) (2014): *Petróleo: bendición o maldición. 100 años del Zumaque I*. Caracas: La Hoja del Norte. Una interesante narración de los orígenes de la industria de los hidrocarburos en Venezuela puede encontrarse en Arnold, R. *et al.* (2008): *Venezuela petrolera. Primeros pasos. 1911-1916*. Caracas: Andrés Duarte Vivas Editor. Es igualmente fundamental el trabajo de Kornblith, M. (1978): *La participación del Estado en los orígenes de la industria petrolera en Venezuela (1869-1910)*. Caracas: CENDES, p. 6 y ss.

5 El decreto de Simón Bolívar del 24 de octubre de 1829 asumió las Ordenanzas de Minería para la Nueva España del 27 de abril de 1784. A partir de esa decisión, rige en Venezuela el llamado *sistema regaliano*, conforme al cual el Estado es dueño del subsuelo. Por ello, los yacimientos, al ser propiedad del Estado, podían ser explotados por la iniciativa privada mediante concesión. Véase lo que hemos analizado sobre esta primera etapa en: Hernández G., J. I. (2016): *El pensamiento jurídico venezolano en el derecho de los hidrocarburos*. Caracas: Academia de Ciencias Políticas y Sociales, p. 5 y ss. Llamamos a esta primera etapa «propietarista», pues la relación entre el Estado y el sector de hidrocarburos se basó en la propiedad pública de los yacimientos. Se trató de una «nuda propiedad», en el sentido de que el Estado no ejerció los derechos de uso y goce de su propiedad sobre el subsuelo, limitándose a asignar derechos de uso a la inversión privada.

condiciones institucionales adecuadas para el desarrollo de actividades económicas desde el sector privado.⁶

El avance de la industria petrolera forzó un cambio en cuanto al rol del Estado. Así, el crecimiento de la industria, y de los ingresos públicos que esta generaba, impulsó al Estado a interesarse más en el control del sector. En 1920, bajo iniciativa de Gumersindo Torres, se dictó la primera ley sobre el sector de hidrocarburos, reformada en sucesivas ocasiones. A pesar de que el control público sobre las actividades de exploración y explotación se incrementó, el Estado se abstuvo de intervenir directamente en esas actividades y confió su gestión a la iniciativa privada.⁷

De esa manera, el crecimiento de la industria supuso para el Estado nuevas fuentes de ingresos, principalmente, a título de regalía por los derechos de uso sobre los yacimientos e impuestos. Para la década de los veinte del siglo pasado los ingresos petroleros pasaron a ocupar el primer lugar dentro del presupuesto público. El Estado venezolano, cuyas finanzas públicas se habían desarrollado moderadamente, experimentó un súbito incremento de sus entradas monetarias.⁸

Esto llevó a una importante transformación en el Estado.⁹ A finales de la década de los treinta, ante el incremento de sus ingresos, el Estado decidió asumir la realización de ciertas actividades económicas a través de empresas públicas creadas para apoyar a los trabajadores y al sector agrícola. Con ello, se inició en Venezuela la era del *Estado empresario*, esto es, la técnica de intervención del Estado en la economía mediante la creación de empresas de su exclusiva propiedad.¹⁰ Luego, en 1939, el Estado decidió ampliar su rol de regulador en la economía, principalmente, por medio de controles de precios y controles en la tasa de cambio. Surgió entonces el *Estado regulador*.¹¹ Todos estos cambios, impulsados por el auge de los ingresos públicos derivados del petróleo, estuvieron acompañados de un debate crítico orientado a promover una mayor participación del Estado sobre el sector petrolero.¹²

6 McBeth, B. S. (1983): *Juan Vicente Gómez and the Oil companies in Venezuela, 1908-1935*. Cambridge: Cambridge University Press, p. 5 y ss.

7 Hernández G., J. I. (2016): *El pensamiento jurídico...*, op. cit.

8 Kornblith, M. y Quintana, L. (1976): «Gestión fiscal y centralización del poder político en los gobiernos de Cipriano Castro y de Juan Vicente Gómez», en *Politeia*, n.º 10. Caracas: UCV, p. 143 y ss.

9 En general, véase: González Miranda, R. (1958): *Estudios acerca del régimen legal del petróleo en Venezuela*. Caracas: UCV, Facultad de Derecho, p. 127 y ss.

10 Caballero Ortiz, J. (1982): *Las empresas públicas en el derecho venezolano*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 53 y ss.

11 Brewer-Carías, A. (1980): *Evolución del régimen legal de la economía 1939-1979*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 36 y ss.

12 El cambio del rol del Estado en el sector ha estado notablemente influenciado por el pensamiento de Rómulo Betancourt, quien estuvo al frente del Gobierno entre 1945 y 1948, y luego, entre 1959 y 1964. La propuesta de Betancourt consistía, en apretada síntesis, en aumentar el rol del Estado sobre el sector, especialmente

Todo lo anterior marcó el fin del modelo económico liberal, basado en el principio según el cual la intervención del Estado en la economía debía ser mínima. Ahora, el Estado comenzó a asumir nuevos y crecientes cometidos por medio del Estado empresario y el Estado regulador. Este cambio se trasladó al sector de hidrocarburos ante la necesidad de ampliar la participación del Estado sobre el sector, no solo en cuanto a sus ingresos, sino, en especial, en cuanto a su control y explotación. El mejor reflejo de este progresivo cambio lo encontramos en la Ley de Hidrocarburos de 1943 que, aun cuando mantuvo el modelo de concesiones, reconoció mayores responsabilidades al Estado.¹³

La evolución del sector en las décadas siguientes, especialmente luego del impulso a la política de otorgamiento de concesiones dado por el régimen dictatorial implantado en 1948, llevó a un cambio importante con el retorno de la democracia en 1958, luego plasmado en la Constitución de 1961. Venezuela no solo se organizó como un Estado democrático de derecho, sino además como un Estado social, asumiendo nuevos cometidos en el orden socioeconómico financiados con los crecientes ingresos fiscales derivados del sector petrolero. Junto con lo anterior, el Estado decidió suspender el otorgamiento de nuevas concesiones, con lo que se incrementaron los controles sobre el sector e, incluso, se reconoció la figura del Estado empresario para la gestión directa de actividades extractivas.¹⁴

El punto culminante de esta evolución fue la *nacionalización petrolera* ordenada mediante ley en 1975 con vigencia a partir del 1.º de enero de 1976.¹⁵ Todas las concesiones fueron extinguidas en virtud de la ley, con lo cual, los bienes afectos a esas concesiones se revirtieron a favor del Estado. Para explotar esos activos empresariales el Estado creó empresas públicas operadoras que asumieron

mediante el incremento de su participación en los ingresos petroleros, a los fines de apalancar con ello el desarrollo del país. Betancourt fue particularmente crítico con la política de concesiones. Por ello, cuando llegó al poder en 1945, implementó una política de «no más concesiones», que luego retomaría a partir de 1959. Sobre su pensamiento, véase: Betancourt, R. (1999): *Venezuela, política y petróleo*. Caracas: Monte Ávila Editores Latinoamericana, p. 17 y ss.

- 13 Urbaneja, D. B. (2013): *La renta y el reclamo, ensayo sobre petróleo y economía política en Venezuela*. Caracas: Editorial Alfa, p. 47 y ss. Hemos calificado antes la ley de 1943 como una ley de transición entre el modelo centrado en la iniciativa privada a través de la concesión y el modelo centrado en el rol del Estado. Véase: Hernández G., J. I. (2016): *El pensamiento jurídico...*, *op. cit.*
- 14 En general, véase: Lieuwen, E. (1954): *Petroleum in Venezuela. A history*. California: University of California Press, Berkeley and Los Angeles, p. 103 y ss.
- 15 El instrumento técnico de esa nacionalización fue la extinción de las concesiones a partir del 1.º de enero de 1976 a través de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos de 1975. Sobre la nacionalización, entre otros trabajos, puede consultarse a Duque Corredor, R. (1978): *El derecho de la nacionalización petrolera*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 71 y ss.; y González Berti, L. (1982): *La nacionalización de la industria petrolera*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 25 y ss. Con esa ley se puso fin a la etapa propietarista y se inició la etapa estatista, o sea, la etapa en la cual el sector de hidrocarburos operó bajo el control absoluto del Estado.

las actividades gestionadas por los antiguos concesionarios. Para el control de esas empresas públicas operadoras se creó a una empresa *holding* del Estado: PDVSA. La intención fue asegurar el carácter técnico de esas empresas, las cuales siguieron cumpliendo el mismo régimen fiscal aplicado a las concesionarias privadas, preservándose incluso su cultura gerencial. Este cambio estuvo en armonía con la transformación derivada de la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1960. Al asumir los Estados exportadores el control sobre la exportación y, por ende, sobre el precio internacional del petróleo anticiparon la necesidad de ampliar el control estatal sobre la industria doméstica.¹⁶

La nacionalización petrolera coincidió con un cambio político y con un cambio económico. Así, el Gobierno no solo decidió nacionalizar la industria y el comercio de los hidrocarburos, sino que además decidió fortalecer un modelo de desarrollo centrado en el Estado, al cual llamó la «Gran Venezuela». La premisa básica era que el crecimiento económico de Venezuela debía apoyarse principalmente en el Estado empresario y en el Estado regulador.¹⁷

A su vez, el cambio económico devino por el incremento de los precios del petróleo y, por ende, de los ingresos petroleros que ahora el Estado captaba enteramente. El aumento de esos ingresos influenció el incremento del rol del Estado venezolano en la economía. Venezuela quedaba así configurada como un petro-Estado.¹⁸

El instrumento de ejecución de este nuevo rol del Estado fue PDVSA y sus empresas filiales. Debido a la peculiar instrumentación del proceso de nacionalización, por medio del cual el Estado asumió como empresas en marcha los activos y el personal de las antiguas concesionarias, el complejo de empresas públicas petroleras fue definido y concebido para actuar con autonomía técnica en la ejecución de las políticas públicas petroleras definidas por el Gobierno. Tal autonomía, se advierte, era claramente instrumental, pues el rol de PDVSA se circunscribió a ejecutar las políticas públicas petroleras derivadas de la nacionalización. De allí la naturaleza jurídica única de PDVSA y sus empresas filiales: pese a ser formalmente sociedades mercantiles, fueron creadas para cumplir con políticas públicas del Gobierno.¹⁹

16 Tugwell, F. (1975): *The politics of Oil in Venezuela*. Stanford: Stanford University Press, p. 50 y ss.

17 Hernández Delfino, C. (2009): «Carlos Andrés Pérez (primer gobierno)», en Atencio Bello, H. (editor) (2009): *Tierra nuestra: 1498-2009*. Caracas: Fundación Venezuela Positiva, p. 335 y ss.

18 En general, véase: Urbaneja, D. B. (2013): *La renta y...*, *op. cit.*, p. 274 y ss. En cuanto a la figura del petro-Estado, véase: Karl, T. L. (1997): *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States*. California: University of California Press, p. 44 y ss., así como lo que expondremos más adelante.

19 Boscán de Ruesta, I. (1982): «Consideraciones sobre la naturaleza legal de Petróleos de Venezuela, S. A.», en *Revista de Derecho Público*, n.º 9. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 60 y ss.; y Brewer-Carías, A.: «Aspectos organizativos de la industria petrolera nacional en Venezuela», en Brewer-Carías, A. (director)

La nacionalización petrolera influyó, además, las finanzas públicas, pues el Estado —a través de PDVSA— captó todos los ingresos petroleros, básicamente, mediante tres títulos: la regalía, los impuestos y los dividendos. La regalía —y otras figuras afines— es el derecho que pagan las empresas operadoras a la República por los derechos de uso de los yacimientos. Los impuestos son creados por la República en ejercicio de su poder tributario, muy especialmente, a través del impuesto sobre la renta. Por último, los dividendos son pagados por PDVSA a su único accionista, la República, sobre utilidades líquidas y recaudadas.²⁰ Inevitablemente, el incremento de los ingresos públicos derivados de los ingresos petroleros fortaleció al Gobierno nacional, y por ende, al sistema presidencialista de Gobierno.²¹

Para la década de los ochenta, la economía comenzó a evidenciar los signos del agotamiento de ese modelo económico estatista, el cual había degenerado, además, en la centralización del Estado y el crecimiento de la Administración Pública, en el marco de mayores controles que desembocaron en corrupción. Entre 1989 y 1993 se intentó un ambicioso proceso de reforma económica y política que procuró reducir el rol del Estado en la economía al ampliar los cauces de la inversión privada y fortalecer, además, la descentralización política. Sin embargo, la crisis económica y social se proyectó también sobre la crisis política, interrumpiéndose el programa de reformas que logró avanzar, en todo caso, en la configuración de la descentralización política que favoreció a un cierto reequilibrio en la separación de poderes.²²

(1981): *Archivo de derecho público y ciencias de la administración. Vol III, 1972-1979. Régimen jurídico de las nacionalizaciones en Venezuela. Homenaje del Instituto de Derecho Público al Prof. Antonio Morales Caubet, Tomo I.* Caracas: Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la UCV, p. 407 y ss.

20 Véase: Baptista, A. (2012): *Itinerario por la economía política.* Caracas: Ediciones IESA, p. 303 y ss. En cuanto a la calificación jurídica del ingreso petrolero, véase: Carmona, J. C. (2016): *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela.* Caracas: Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario, p. 49 y ss.

21 Es importante aclarar algunos aspectos de la organización jurídica de la Administración Pública petrolera. En Venezuela, existen tres grandes niveles político-territoriales: el nivel nacional, el estatal y el municipal, cada uno de los cuales cuenta con su propia organización administrativa. Todo lo relacionado con el sector de los hidrocarburos es competencia del nivel nacional, con lo cual, la Administración Pública petrolera es una administración del poder nacional. Por ello, si bien el propietario de los yacimientos y de los ingresos petroleros es la República (persona jurídica del nivel nacional), el administrador de los yacimientos y de los ingresos es el Gobierno nacional. Es por lo anterior que el petro-Estado promueve la centralización y el fortalecimiento del Gobierno nacional, dado el poder que este adquirió como administrador de la riqueza petrolera. Véase: Rachadell, M. (2015): *Evolución del Estado venezolano 1958-2015. De la conciliación al populismo autoritario.* Caracas: Editorial Jurídica Venezolana-FUNEDA, p. 120 y ss.

22 Nos remitimos a nuestro análisis previo en Hernández G., J. I. (2012): *Administración Pública, desarrollo y libertad en Venezuela.* Caracas: FUNEDA, p. 61 y ss. Si bien el programa de reformas económicas se frustró, sí se logró avanzar en la descentralización política, fortaleciéndose las competencias del nivel regional (con los estados) y del nivel local (con los municipios). Empero, desde entonces ha quedado una tarea pendiente: procurar la distribución equitativa del ingreso entre estados y municipios para fortalecer sus competencias para generar ingresos propios.

A mediados de los noventa, el Gobierno implementó un programa denominado «apertura petrolera», cuyo propósito fue reconocer nuevos cauces a la inversión privada de acuerdo al limitado marco permitido por la Ley de Nacionalización del Petróleo. Para ello, se suscribieron nuevos contratos con inversionistas privados para la operación de ciertos pozos y la explotación conjunta de actividades en asociaciones estratégicas.²³ Aun dentro del limitado marco legal entonces vigente, la «apertura petrolera» constituyó la primera política pública diseñada para ampliar los cauces de la inversión privada dentro del sector.

Este apretado resumen de la evolución institucional del sector de hidrocarburos durante el siglo XX permite comprender que luego de la nacionalización de 1975 Venezuela quedó formalmente organizada como un petro-Estado, es decir, como un Estado cuya principal fuente de ingreso deviene de la industria petrolera bajo su control. En concreto, la formación del petro-Estado en Venezuela es resultado de cuatro arreglos institucionales:

- En *primer* lugar, encontramos la propiedad pública sobre los yacimientos de hidrocarburos, lo que le permite a la República –a través del poder ejecutivo nacional– asignar derechos de uso sobre esos yacimientos.
- La *segunda* institución es el monopolio público sobre las actividades de EyP. Desde la nacionalización, solo la República –por medio del poder ejecutivo nacional– puede llevar a cabo actividades de EyP, las cuales constituyen, por ende, un monopolio público.
- En *tercer* lugar, encontramos la propiedad pública sobre la industria petrolera. De esa manera, la República tiene el derecho exclusivo de realizar actividades de EyP a través de empresas públicas gestionadas por el poder ejecutivo nacional.
- Finalmente, la República –a través del poder ejecutivo nacional– capta el ingreso petrolero y lo distribuye, típicamente, por medio del sector público nacional. Tal ingreso petrolero ha constituido no solo la principal fuente de ingresos públicos, sino además la principal fuente de ingresos –y de divisas– de la economía.

El petro-Estado que se consolidó en Venezuela luego de la nacionalización de 1975 derivó en un régimen político central. Tal y como se ha estudiado, los fundamentos económicos del petro-Estado tienen importantes implicaciones en las instituciones políticas, como lo evidencia el caso venezolano: la naturaleza única de los ingresos petroleros promovió la centralización y el presidencialismo y estimuló la

23 Véase: AA. VV. (1997): *La apertura petrolera. I Jornadas de Derecho de Oriente*. Caracas: FUNEDA, p. 37 y ss.

búsqueda de rentas y, por ende, la corrupción, especialmente como resultado de un debilitado sistema de pesos y contrapesos.²⁴

Por ello, puede concluirse que los arreglos institucionales del petro-Estado son contrarios a las bases constitucionales del Estado de derecho en Venezuela, tal y como estas comenzaron a organizarse desde 1811. Mientras que esas bases propenden a la existencia de un poder ejecutivo nacional limitado bajo el equilibrio de la separación de poderes, el petro-Estado propende al fortalecimiento del poder ejecutivo nacional en un debilitado entorno de separación de poderes. Además, mientras que el Estado de derecho se basa en el poder tributario como fuente de ingresos fiscales –lo que crea vínculos con el ciudadano que tienden a reforzar la democracia y la rendición de cuentas– el petro-Estado promueve la independencia económica del Estado debilitando los vínculos democráticos con el ciudadano.

En pocas palabras: el sistema de pesos y contrapesos diseñado para contener el abuso del poder dentro de las bases constitucionales del Estado de derecho en Venezuela no fue diseñado para el petro-Estado, de lo cual resulta que ese sistema de controles es inadecuado y, por ende, insuficiente.

2. El petro-Estado en la regulación vigente de hidrocarburos

La Constitución de 1999, la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001 –reformada en 2006– delimitan actualmente las bases del petro-Estado. Su estudio es fundamental, por ello, a los fines de explicar por qué ese marco regulativo crea limitaciones indebidas a la inversión privada como condición necesaria –no suficiente– para la recuperación de la industria.

A. El marco constitucional de los hidrocarburos

La Constitución de 1999 preservó los principios básicos del Estado de derecho en Venezuela, aun cuando introdujo reformas indebidas que auspiciaron el presidencialismo y el estatismo.²⁵ En todo caso, respecto del sector de hidrocarburos, el marco constitucional asumió tres principios generales:

24 Karl, T. L.: *The paradox of...* op. cit., pp. 58-64; y Ross, M. (2012): *The oil curse: How petroleum wealth shapes the development of nations*. Princeton: Princeton University Press, pp. 86-93.

25 Véase la crítica en Brewer-Carías, A. (2004): *La Constitución de 1999. Derecho constitucional venezolano, Tomo II*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 818 y ss. En su momento, nos correspondió formular una crítica similar: Hernández G., J. I. (2004): *La libertad de empresa y sus garantías jurídicas. Estudio comparado del derecho español y venezolano*. Caracas: IESA-FUNEDA, p. 47 y ss.

- .- En primer lugar, el artículo 12 de la Constitución de 1999 establece que todos los yacimientos (incluidos los de hidrocarburos) son propiedad del Estado y que, además, quedan sometidos al régimen del dominio público, lo que excluye a esos yacimientos de transacciones comerciales. Únicamente se le permite al Estado asignar derechos reales administrativos de uso sobre tales yacimientos a través de la concesión del dominio público.²⁶
- .- En segundo lugar, el artículo 302 de la Constitución regula la figura de la «reserva», esto es, la potestad del poder legislativo de asumir para el Estado la titularidad de determinada actividad económica, la cual no podrá ser gestionada en virtud del derecho de libertad de empresa. Las actividades reservadas al Estado solo podrán ser gestionadas por este de manera directa –a través de empresas públicas– mediante la llamada concesión de servicio público.²⁷

En nuestra opinión,²⁸ ninguna norma en la Constitución de 1999 permite concluir que esta le otorgó rango constitucional a la nacionalización petrolera. En realidad, lo único que el artículo 302 dispone es que la ley orgánica *podrá reservarse* actividades económicas, incluido el sector de hidrocarburos. Esto quiere decir que es al poder legislativo a quien le corresponde decidir si reserva ciertas actividades del sector al Estado.

- .- En *tercer* lugar, es preciso tomar en cuenta el contenido del artículo 303:

Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conservará la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S. A., o del ente creado para el manejo de la industria petrolera, exceptuando las de las filiales, asociaciones estratégicas, empresas y cualquier otra que se haya constituido o se constituya como consecuencia del desarrollo de negocios de Petróleos de Venezuela, S. A.

26 Véase lo que exponemos en Hernández G., J. I. (2006): *Derecho administrativo y regulación económica*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 541 y ss. En general, sobre la tesis del dominio público en Venezuela, véase: Turuhpial, H. (2008): *Teoría general y régimen jurídico del dominio público en Venezuela*. Caracas: FUNEDA, p. 134 y ss.

27 La reserva de una actividad al Estado excluye el derecho de libertad de empresa, en el sentido de que la iniciativa privada no será libre de acceder al sector que ha sido reservado. Véase: Gómez-Ferrer Morant, R.: «La reserva al sector público de recursos o servicios esenciales», en Martín-Retortillo Baquer, S. (coordinador) (1991): *Estudios sobre la Constitución española. Homenaje al profesor Eduardo García de Enterría, Tomo V*. Madrid: Civitas, p. 3.831 y ss.; y Martín-Retortillo Baquer, S. (1991): *Derecho administrativo económico, Tomo I*. Madrid: La Ley, p. 251 y ss.

28 Esta ha sido nuestra conclusión, sostenida antes en Hernández G., J. I. (2006): *Derecho administrativo y... op. cit.*, p. 502 y ss.

Esta norma establece que el capital social de PDVSA deberá ser, en su totalidad, del Estado, esto es, de la República. Ello no implica, se advierte, la «constitucionalización» de PDVSA, pues la norma alude a esa empresa del Estado o en general, al «ente creado para el manejo de la industria petrolera». Con lo cual, del citado artículo 303 se desprende que la República debe controlar, exclusivamente, el ente creado para manejar la industria petrolera. De allí surgen dos conclusiones: (i) que debe existir un ente de la exclusiva propiedad de República, que podrá ser PDVSA o cualquier otro; y (ii) que ese ente debe controlar la «industria petrolera», la cual, en consecuencia, debe ser una industria del Estado.

Sin embargo, de inmediato la norma excluye de esta regla a las filiales de PDVSA, asociaciones estratégicas, empresas y «cualquier otra que se haya constituido o se constituya como consecuencia del desarrollo de negocios de Petróleos de Venezuela». Esto quiere decir que el control exclusivo del Estado solo se exige respecto de PDVSA como empresa de control de la industria petrolera, pero ello en modo alguno excluye la participación privada en empresas distintas a PDVSA, en especial, empresas operadoras, o sea, encargadas de las actividades primarias. En esas empresas, por el contrario, sí puede participar la inversión privada.

B. Esquema regulativo básico de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos

Los hidrocarburos gaseosos no asociados a yacimientos de petróleo se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de 1999. Tal ley, como en su momento lo explicamos, se inspiró en la reforma de la regulación del gas natural en Europa.²⁹ Como resultado de lo anterior, la ley no declaró la reserva sobre las actividades regidas por ella, las cuales pueden ser directamente gestionadas por la inversión privada a través de *licencias*. Ciertamente, las empresas públicas –filiales de PDVSA– pueden gestionar esas actividades, como en efecto ocurre,³⁰ pero no hay en la ley ninguna norma que reserve esas actividades al Estado, lo que quiere decir que se trata de actividades que pueden ser libremente emprendidas por la iniciativa

29 Véase: Hernández G., J. I.: «Reflexiones sobre la nueva ordenación de los hidrocarburos gaseosos en Venezuela», en Parra Aranguren, F. (editor) (2002): *Temas de derecho administrativo. Libro homenaje a Gonzalo Pérez Luciani*, Colección Libros Homenaje, n.º 7. Caracas: Tribunal Supremo de Justicia, p. 907 y ss. Sobre el modelo europeo, entre otros, véase: Ariño Ortiz, G. y Del Guayo, I.: «La nueva regulación de las instalaciones en la Ley de Hidrocarburos y en la Directiva Europea del Gas», en AA. VV. (1999): *Privatización y liberalización de servicios*. Madrid: Universidad Autónoma de Madrid, p. 209 y ss.

30 Sobre la concurrencia de filiales de PDVSA y empresas privadas bajo régimen de licencia, véase: Informe de gestión anual de PDVSA 2016, p. 60.

privada. Por ello, en la evolución de la regulación de los hidrocarburos en Venezuela, esta ley representa un hito importante, pues el Estado asumió la ordenación jurídica de hidrocarburos a partir de un modelo que no está basado en la reserva estatal.

C. Esquema regulativo básico de la Ley Orgánica de Hidrocarburos

La Ley Orgánica de Hidrocarburos parte de la división entre actividades aguas arriba y actividades aguas abajo. Respecto de las primeras, la ley estableció la reserva rígida al Estado, al disponer que esas actividades (que incluyen el gas asociado) solo pueden ser efectuadas por el Estado directamente o a través de entes por él controlados, lo que incluye las empresas mixtas, que son sociedades mercantiles cuyo capital social debe pertenecer mayoritariamente al Estado. Respecto de las actividades aguas abajo, la ley sí reconoció el derecho de la iniciativa privada a emprender tales actividades. Esto supuso una importante modificación del marco regulativo de la nacionalización, pues mientras la nacionalización de 1975 se basó en la reserva en bloque de todo el sector, la Ley Orgánica de Hidrocarburos limitó esa reserva a las actividades aguas arriba, aun cuando reformas posteriores ampliaron la reserva sobre ciertas actividades aguas abajo.³¹

La norma básica en este sentido es el artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, de acuerdo con el cual «las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de los hidrocarburos comprendidos en este Decreto Ley, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento iniciales, se denominan actividades primarias a los efectos de este Decreto Ley». Tales actividades primarias *están reservadas al Estado* de acuerdo con el citado artículo 9.

Esto quiere decir que las actividades primarias o actividades de EyP no pueden ser realizadas libremente por la iniciativa privada. Por el contrario, de acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, esas actividades únicamente podrán ser realizadas por el Estado a través de tres vehículos: (i) el poder ejecutivo nacional; (ii) empresas públicas de la exclusiva propiedad de la República; y (iii) empresas mixtas, en las cuales el Estado debe tener una participación accionarial mayoritaria. Esto quiere decir que, conforme al artículo 22, las empresas que pueden realizar actividades primarias, o sea, las *empresas operadoras*, solo pueden ser de dos tipos: (a) empresas de propiedad exclusiva del Estado; y (b) empresas mixtas bajo el control accionarial mayoritario del Estado.³²

31 Seguimos aquí lo tratado en Hernández G., J. I. (2006): *Derecho administrativo y...*, op. cit., p. 463 y ss.

32 Según PDVSA, existen actualmente cincuenta y siete empresas mixtas concentradas fundamentalmente en la faja petrolífera del Orinoco, en la cual se extrae petróleo extrapesado. Una parte de esas empresas fueron

Esto quiere decir que la iniciativa privada no puede gestionar directamente las actividades primarias, en tanto solo podrá participar como accionista minoritario de las empresas mixtas creadas por el poder ejecutivo.³³ La participación accionarial de la inversión privada no puede, por ello, desvirtuar los dos principios que se derivan del artículo 22 de la ley, esto es, (i) que la administración debe tener control de las decisiones de las empresas operadoras; y (ii) que la administración debe mantener «una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social».

Al tenor de estas disposiciones debe concluirse que la gestión de las empresas mixtas será siempre una gestión pública, pues la administración deberá tener el control sobre las decisiones de la empresa y la titularidad de más de cincuenta por ciento (50%) de sus acciones. Esto, además, permite concluir que en realidad, *las empresas mixtas son empresas públicas*, sometidas por ello a todo el bloque normativo que rige al sector público, lo que incluye los procesos de procura regulados en la Ley de Contrataciones Públicas.³⁴

3. El avance del modelo estatista sobre el sector: las reservas y expropiaciones ejecutadas a partir de 2006 y el colapso de la industria petrolera

En el año 2005 el Gobierno de Hugo Chávez decidió adoptar como modelo económico el llamado *socialismo del siglo XXI*, caracterizado por la hegemonía del Estado en la economía, tanto en su rol de regulador como en el de empresario. Asimismo, se fortaleció la iniciativa económica comunitaria, desarrollada a través

creadas en 2006, en el marco de la política que el Gobierno implementó para obligar a contratistas privados a «migrar» a la condición de accionistas minoritarios de PDVSA, política a la cual nos referimos más adelante. Véase: Informe de gestión anual de PDVSA 2016, p. 55 y ss.

33 Lo anterior corrobora que la gestión de las actividades primarias a través de empresas mixtas puede reconducirse a las formas de gestión directa, en tanto se trata en realidad de empresas públicas. José Manuel Sala Arquer, al estudiar las empresas mixtas, alude a los casos en los cuales la participación del sector privado es minoritaria –denominando a los accionistas privados *sleeping partners*– de forma tal que la gestión llevada a cabo por esas empresas puede ser reputada como gestión pública (Sala Arquer, J. M. (1996): «La empresa mixta como modo de gestión de los servicios públicos en la nueva Ley de Contratos de las Administraciones Públicas», en *Revista Española de Derecho Administrativo*, n.º 90. Madrid: Civitas, p. 233 y ss.).

34 Las llamadas empresas mixtas son, en realidad, empresas públicas. En efecto, dispone el artículo 103 de la Ley Orgánica de la Administración Pública que son empresas públicas (o empresas del Estado) las sociedades mercantiles «en las cuales la República, los estados, los distritos metropolitanos y los municipios, o alguno de los entes descentralizados funcionalmente (...), solos o conjuntamente, tengan una participación mayor al cincuenta por ciento del capital social». Si la administración debe tener, al menos, más del cincuenta por ciento (50%) del capital social de las empresas mixtas, puede afirmarse que estas son empresas del Estado. Con lo cual, ellas se rigen por las leyes administrativas que regulan al sector público, incluida la Ley de Contrataciones Públicas que, entre otras materias, rige al procedimiento de procura.

de formas asociativas dirigidas y controladas por el Estado, en lo que se llamó «sistema económico comunal», parte del «Estado comunal» que Chávez comenzó a edificar en sustitución del Estado constitucional. Junto con lo anterior, el Gobierno organizó un conjunto de programas sociales directamente dependientes de la Presidencia de la República, denominados «misiones». Estos cambios afectaron la iniciativa económica privada, cuya libertad se vio cercenada no solo por la creciente regulación implementada, sino además por una errática política de ocupaciones y expropiaciones arbitrarias.³⁵

Este modelo del socialismo del siglo XXI incidió en el sector de hidrocarburos desde dos perspectivas distintas: (i) la eliminación de la autonomía técnica de PDVSA y sus empresas filiales, las cuales fueron empleadas como instrumentos políticos del Gobierno; y (ii) la ejecución de una arbitraria política de expropiaciones dentro del sector.

Así, por un lado, el Gobierno eliminó toda autonomía técnica de PDVSA, al punto de convertir a esta en mero instrumento para la consecución de los objetivos políticos del socialismo del siglo XXI.³⁶ Para ello, el Gobierno acudió a cuatro políticas: (a) asignó a PDVSA obligaciones enmarcadas en acuerdos internacionales suscritos por la República;³⁷ (b) asignó a PDVSA obligaciones relacionadas con «aportes sociales» para los programas del Gobierno que incluyeron la realización de actividades no petroleras por medio de filiales de PDVSA,³⁸ (c) se crearon mecanismos poco transparentes para desviar los ingresos petroleros generados por PDVSA a

35 Antes hemos analizado críticamente ese modelo en Hernández G., J. I. (2008): *Reflexiones sobre la Constitución y el modelo socioeconómico en Venezuela*. Caracas: FUNEDA.

36 Para ello, el Gobierno aludió a la «nueva PDVSA» para justificar la eliminación de la autonomía técnica de esa empresa y su completa subordinación a las políticas del socialismo del siglo XXI. Véase: Rondón de Sansó, H. (2008): *El régimen jurídico de los hidrocarburos: el impacto del petróleo en Venezuela*. Caracas: Epsilon Libros, p. 379 y ss.

37 El modelo del socialismo del siglo XXI llevó al Gobierno a proponer una «nueva geopolítica», lo que se tradujo en acuerdos internacionales de cooperación económica, por ejemplo, suscritos en especial con países del Caribe y de Sudamérica y China. Dentro de esos acuerdos, que fueron celebrados por la República, se incluyeron convenios de cooperación energética y contratos de financiamiento en el marco de los cuales PDVSA —mediante sus filiales— fue obligada a suministrar petróleo a terceras partes, bajo las condiciones definidas en esos acuerdos internacionales. Véase: Carmona, J. C. (2016): *Régimen jurídico de la actividad petrolera en Venezuela*. Caracas: Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario, p. 177 y ss.

38 De esa manera, PDVSA fue obligada a realizar aportes económicos a favor de esos programas sociales del Gobierno y, además, fue obligada a crear filiales para atender actividades no petroleras, como la dotación de vivienda. Véase: Rondón de Sansó, H. (2008): *El régimen jurídico...*, op. cit. Para 2016, PDVSA anunció que transferiría las acciones de esas filiales no petroleras a otros órganos o entes del sector público, lo que puede entenderse como un reconocimiento de la ineficiencia de esta política, que dispersó los objetivos de PDVSA. Véase: Informe de gestión anual de PDVSA 2016, p. 22.

fondos extrapresupuestarios controlados discrecionalmente por el Gobierno;³⁹ y (d) en general, el Gobierno nacional asumió la gestión de PDVSA, la cual quedó integrada políticamente al Gobierno sin ningún tipo de autonomía.

Por el otro lado, el Gobierno redujo los cauces de la inversión privada en el sector a través de una arbitraria política de expropiaciones. De esa manera, los contratos suscritos durante la «apertura petrolera» fueron convertidos, forzosamente, en contratos de sociedad para la constitución de empresas mixtas. Los inversionistas que no lograron un acuerdo con el Gobierno para suscribir esos contratos fueron sometidos a procedimientos arbitrarios de expropiación de sus activos.⁴⁰ Además, mediante leyes orgánicas, se reservaron al Estado actividades aguas abajo, lo que derivó, en algunos casos, en expropiaciones igualmente arbitrarias.⁴¹

Estas políticas fueron ejecutadas durante un *boom* de los precios del petróleo, lo que permitió al Gobierno manejar cuantiosos recursos a través de los fondos extrapresupuestarios creados al efecto. Al mismo tiempo, el Gobierno incrementó la deuda pública, incluida la deuda de PDVSA, para poder atender el creciente gasto público. Asimismo, debido al control de precios instaurado en 2003, la bonanza

39 El modelo del socialismo del siglo XXI se caracterizó por la ruptura del principio de unidad del tesoro, al crearse fondos extrapresupuestarios, o sea, fondos patrimoniales separados del presupuesto de la Nación, en violación al principio de unidad del tesoro. El mejor ejemplo es el Fondo Nacional para el Desarrollo Nacional (Fonden), el cual actúa como un fondo presupuestario independiente, al cual PDVSA fue obligada a aportar porciones importantes de los ingresos en divisas derivados de las exportaciones petroleras. Véase: Carmona, J. C. (2016): *Régimen jurídico de...*, *op. cit.* Véase en general: Rachadell, M. (2005): *Evolución del Estado...*, *op. cit.*, p. 438 y ss. Véase en especial: Rodríguez, P. L. y Rodríguez, L. R. (2013): *El petróleo como instrumento del progreso*. Caracas: IESA, pp. 87-122. Cabe destacar que, además de desviar el ingreso petrolero, el Gobierno de Chávez dismanteló el fondo de estabilización macroeconómica previsto en la Constitución.

40 Esto se logró a través del llamado proceso de «migración», a través del cual los contratistas privados de los acuerdos suscritos durante la «apertura petrolera» fueron obligados a «migrar» al esquema de empresas mixtas, mediante la celebración del correspondiente contrato de sociedad y la creación de la sociedad mercantil, en la cual PDVSA –por medio de sus filiales– asumió la participación accionarial mayoritaria. Véase: Brewer-Carías, A. (2007): «La terminación anticipada y unilateral mediante leyes de 2006 y 2007 de los convenios operativos y de asociación petroleros que permitan la participación del capital privado en las actividades primarias suscritos antes de 2002», en *Revista de Derecho Público*, n.º 109, Caracas: Editorial Jurídica Venezolana. Véanse igualmente nuestros comentarios en Hernández G., J. I. (2006): «Reflexiones en torno a la migración de los convenios operativos al modelo de empresas mixtas», en *Trabajos jurídicos II*. Caracas: Venamcham, p. 41 y ss. La justificación de esta política en: Rondón de Sansó, H. (2008): *El régimen jurídico...*, *op. cit.*, p. 352 y ss.; y Rondón de Sansó, H. (2014): *Empresas mixtas en el ámbito del régimen de los hidrocarburos en Venezuela*. Caracas, p. 17 y ss. Más recientemente, véase: Brewer-Carías A. (2018): *Crónica de una destrucción*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, p. 111 y ss.

41 En 2008 se dictó la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos y en 2009 se dictó la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos. En esos casos se reservaron actividades del sector al Estado y, particularmente, en el segundo caso, se adelantó una errática y arbitraria política de expropiación.

petrolera permitió subsidiar las importaciones mediante la asignación de dólares preferenciales.⁴²

La caída de los precios del petróleo, para 2014, evidenció los estragos de este modelo. Así, la gobernanza de PDVSA fue notablemente deteriorada, lo que se tradujo en la caída de la producción petrolera. Esto afectó todavía más los ingresos petroleros, todo lo cual degeneró en el drástico recorte de las divisas asignadas al pago de las importaciones y, consecuentemente, en una crisis económica signada por el desabastecimiento, la escasez y la inflación, que a partir de finales de 2017, pasó a ser hiperinflación debido al financiamiento monetario del déficit, principalmente, por medio de PDVSA.⁴³

4. Recapitulación

A partir de 1920 se inició un largo proceso de reformas regulativas que ampliaron el control del Estado sobre la industria petrolera y que llevaron, en 1975, a asumir la decisión de nacionalizar el petróleo. Se trató de una decisión que se adoptó al margen de polémicas relevantes. La nacionalización petrolera contó con un amplio consenso político, como parte de la narrativa que se fue formando desde las primeras décadas del siglo pasado que insistían en la necesaria «venezolanización» del petróleo.

El resultado de ello fue la organización de Venezuela como un petro-Estado, en función de cuatro arreglos institucionales: (i) la propiedad pública sobre los yacimientos; (ii) la propiedad pública sobre las actividades; (iii) la propiedad pública sobre la industria; y (iv) el derecho a captar y distribuir el ingreso petrolero. Esos arreglos contradijeron los fundamentos constitucionales del Estado de derecho, al socavar las bases del principio de separación de poderes.

A partir de 2002, Hugo Chávez usó esos arreglos institucionales para destruir el Estado de derecho, en un intento por crear el Estado comunal como una suerte de Estado paralelo. Ello se tradujo en la concentración de funciones en torno a la Presidencia, dentro de un modelo centralista que eliminó –*de facto*– la separación de poderes.⁴⁴ En lo económico, el modelo socialista destruyó el marco institucional de la economía de mercado, especialmente al desnaturalizar la propiedad privada, la

42 Oliveros, L. y Rodríguez Grille, J. M. (2017): «Transformaciones del sistema político venezolano en el siglo XXI: la política petrolera», en Urbaneja, D. B. (coordinador) (2017): *Desarmando el modelo: las transformaciones del sistema político venezolano desde 1999*. Caracas: Fundación Konrad Adenauer – AB Ediciones – Instituto de Estudios Parlamentarios Fermín Toro, p. 259 y ss.

43 Véase: Half, A. *et al.* (2017): *Apocalypse Now Venezuela. Oil and Reconstruction*. Columbia: Columbia SIPA, Center of Global Energy Policy; y Espinasa, R. y Sucre, C. (2007): *The Fall and...*, *op. cit.*

44 Seguimos lo expuesto en: Hernández G., J. I. (1999): «La estructura jurídico-estatal del sistema político venezolano en el siglo XXI», en Urbaneja, D. B. (coordinador) (2017): *Desarmando el modelo...*, *op. cit.*, p. 151 y ss.

libertad económica y la libertad contractual. Ese mismo modelo fue llevado al sector de hidrocarburos, desconociéndose los limitados mecanismos de inversión privada reconocidos durante la apertura petrolera y promoviéndose, además, expropiaciones arbitrarias en actividades conexas y aguas abajo. En especial, la ausencia de separación de poderes le permitió a Chávez capturar a PDVSA para transformarla en una herramienta de financiamiento del modelo socialista.

El colapso de la industria petrolera en Venezuela es causa de las políticas públicas que se orientaron a desmontar el Estado de derecho a los fines de imponer un régimen autoritario. Se insiste en que una condición que resultó determinante para ese objetivo fue los arreglos formales del petro-Estado, pues ellos le permitieron a Chávez disponer del ingreso petrolero para el financiamiento de su modelo político clientelar, populista y autoritario. Por ello, no creemos exagerado calificar al régimen de Chávez como una *petroautocracia*, es decir, un régimen autocrático fundado en el petro-Estado.

La reforma institucional para ampliar la inversión privada y desmontar el petro-Estado

La recuperación de la industria petrolera venezolana, por las razones expuestas en la sección anterior, precisa de inversión privada, siendo que el marco regulativo actual contiene diversas limitaciones institucionales para canalizar tal inversión. Por ello, la recuperación de la industria pasa por eliminar esas limitaciones institucionales, lo que puede lograrse a través de tres herramientas: *(i)* derogar la reserva sobre el sector para reconocer el derecho de la inversión privada a emprender directamente actividades primarias; *(ii)* regular al contrato de exploración y producción (contrato de EyP) como el contrato a través del cual la inversión privada podrá asumir directamente actividades primarias; y *(iii)* reformar el régimen de los contratos que las empresas públicas operadoras podrán suscribir con la inversión privada.

Ahora bien, como vimos, el colapso de la economía venezolana en general, y de la industria petrolera en especial, es resultado de las políticas públicas adoptadas en violación al Estado de derecho. Luego, para promover la inversión privada en el sector no basta con eliminar las trabas regulativas: es preciso, además, crear un ambiente propicio para incentivar esas inversiones, todo lo cual requiere restablecer el Estado de derecho en Venezuela. Algo que solo es posible desmontando el petro-Estado.

Ya hemos visto que los arreglos institucionales del petro-Estado contradicen los fundamentos constitucionales del Estado de derecho. Explicamos, también, cómo esos arreglos facilitaron la adopción de políticas socialistas autoritarias que desmantelaron el Estado de derecho. Por lo tanto, una condición necesaria para

restablecer el Estado de derecho en Venezuela es desmontar las instituciones del petro-Estado. Se requerirán, obviamente, muchas otras acciones de mayor complejidad. Pero mientras Venezuela siga siendo un petro-Estado, tendrá un debilitado Estado de derecho.

Precisamente, el reconocimiento de la inversión privada en el sector de hidrocarburos, derogando el monopolio público existente desde 1975, es uno de los pasos a través de los cuales se podrá desmontar el petro-Estado. Pero además, y considerando las limitaciones constitucionales existentes, es necesario adoptar otras tres reformas: (i) reducir el poder del Gobierno nacional derivado de la propiedad pública sobre los yacimientos; (ii) reducir el poder del Gobierno nacional derivado de la propiedad pública sobre la industria; y (iii) lo más importante, eliminar el poder discrecional del Gobierno de captar y administrar el ingreso petrolero.

Desmontar el petro-Estado no requiere necesariamente la privatización de los yacimientos y de PDVSA, algo que está prohibido por la Constitución. Tampoco requiere eliminar la dependencia de la economía al petróleo, pues ello se logra con la diversificación de la economía. En realidad, cuando hablamos de «desmontar el petro-Estado», estamos refiriéndonos principalmente a modificar los arreglos institucionales que le permiten al Gobierno nacional, discrecionalmente, capturar y distribuir el ingreso petrolero, en el sentido de que ese poder fortalece económicamente al Gobierno nacional creando condiciones adversas para el funcionamiento del Estado de derecho.

1. El punto de inicio: la derogatoria de la reserva al Estado de las actividades de hidrocarburos

El punto de inicio de la reforma propuesta es la derogatoria de la reserva de las actividades primarias al Estado de conformidad con lo establecido en el artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. La derogatoria de esa reserva le permitirá a la iniciativa privada emprender directamente actividades primarias sin necesidad de asociarse con el Estado, todo ello, en ejercicio del derecho de libertad de empresa reconocido en el artículo 112 constitucional.

Ahora bien, la realización de actividades primarias por la inversión privada requerirá usar bienes del dominio público, a saber, los yacimientos de hidrocarburos, de acuerdo a lo previsto en el artículo 12 constitucional. Ello justifica que la gestión directa de actividades primarias por la inversión privada se realice en el marco de un contrato suscrito con la República para la realización de actividades de exploración y explotación.⁴⁵

45 De conformidad con el artículo 12 constitucional, todos los yacimientos son bienes del dominio público. Esto implica que los yacimientos son bienes propiedad de la República que no pueden ser enajenados ni

Que los yacimientos de hidrocarburos sean bienes del dominio público no implica que las actividades primarias estén reservadas al Estado, como ya fue explicado. Al respecto, debe insistirse en que la reserva es la potestad del Estado de excluir a la iniciativa privada de determinada actividad de conformidad con el citado artículo 302 constitucional. Sin embargo, que una actividad económica requiera usar bienes del dominio público no implica que esté reservada al Estado, como, por ejemplo, sucede en materia minera. Luego, el artículo 12 de la Constitución solo obliga al Estado a transferir el derecho real administrativo de explorar y explotar yacimientos de hidrocarburos, lo que no impide que ese derecho sea ejercido directamente por la iniciativa privada. Tal es, por lo demás, el modelo regulativo adoptado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.⁴⁶

La diferencia con el régimen actual es sustancial. De acuerdo a la ley vigente, solo el Estado puede gestionar actividades primarias, lo que reduce la inversión privada al rol de accionista minoritario en actividades primarias, o en su caso, al rol de contratista actuando por nombre y cuenta de las empresas públicas operadoras. De acuerdo a la reforma propuesta, sin embargo, la inversión privada realizará actividades primarias a nombre propio pudiendo, por ello, asumir todas las fases de exploración y explotación.⁴⁷

Esto quiere decir que en la reforma propuesta la propiedad pública sobre los yacimientos solo le permitirá a la Administración Pública nacional adjudicar derechos de uso sobre los yacimientos a través de procedimientos licitatorios, considerando así los yacimientos como recursos escasos o limitados, tal y como luego ampliaremos.

Cabe en todo caso aclarar que la eliminación de la reserva sobre el sector no implicará excluir a las empresas públicas operadoras. Tomando en cuenta la comentada disposición del artículo 303 constitucional, la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos le permitirá al Estado decidir gestionar actividades primarias por medio de empresas públicas e incluso, a través de empresas mixtas. Sin embargo, en virtud de los principios de menor intervención y subsidiariedad, esa decisión tendrá carácter excepcional, en el sentido de que como regla, todo nuevo derecho sobre yacimientos deberá ser asignado a la inversión privada.

gravados. Con lo cual, el uso de esos yacimientos por terceros requiere de un acto que traslade el derecho de uso, que puede ser un contrato. Véase: Turuhpial, H. (2008): *Teoría general y..., op. cit.*

46 Véase: Hernández G., J. I. (2006): *Derecho administrativo y..., op. cit.*

47 Ello diferencia al contrato de EyP propuesto de los contratos suscritos al amparo de la apertura petrolera, pues esos contratos no podían transferir a la iniciativa privada el derecho a realizar, por cuenta propia, actividades primarias, debido a la reserva establecida entonces en la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos. Así, la reserva de las actividades primarias supone una limitación, pues la inversión privada solo podrá gestionar, por contrato, parte de las tareas propias de las actividades de exploración y explotación, de manera individual o en asociación con el Estado.

2. La inversión privada en las actividades primarias y el contrato de exploración y producción

De acuerdo a la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la inversión privada podrá realizar directamente actividades primarias a través del *contrato de EyP* suscrito con la República. A tales efectos, es preciso establecer la relación entre *el contrato de EyP* y el *título habilitante*. En términos generales, el título habilitante es la decisión de la Administración Pública por medio de la cual controla el emprendimiento de determinada actividad económica. Según el tipo de actividad, puede tratarse de una concesión o de una autorización: en el primer caso la Administración Pública le otorga a la empresa privada un derecho que le es propio, mientras que en el segundo caso admite el ejercicio de un derecho propio de la empresa privada. La concesión, básicamente, puede abarcar dos supuestos: (i) la concesión de bienes del dominio público, si la actividad requiere usar tales bienes; o (ii) la concesión de servicio público, que únicamente aplica para realizar actividades reservadas al Estado. A su vez, el título habilitante puede ser unilateral (acto administrativo) o bilateral, o sea, contractual.⁴⁸

De acuerdo a la reforma propuesta, las actividades primarias no estarían reservadas al Estado, con lo cual, podrían ser emprendidas en ejercicio del derecho de libertad de empresa. Empero, como se ha explicado, los yacimientos de hidrocarburos son bienes del dominio público, con lo cual, es necesario que la Administración Pública traslade al inversionista privado el derecho real administrativo de usar tales bienes del dominio público, con el cual, el título habilitante es el de la concesión, en concreto, la concesión del dominio público.⁴⁹ Específicamente, ese derecho se trasladaría a través de un contrato (el contrato de EyP) en la medida que esa figura permite –dentro de las condiciones generales establecidas por el Estado– cierto margen de negociación con el inversionista privado.

La concesión, en todo caso, solo sería del dominio público, con lo cual se limita a asignar derechos reales administrativos de uso sobre los yacimientos de hidrocarburos. Más allá de ello, la realización de actividades primarias será ejercida en virtud de un derecho propio, a saber, la libertad de empresa, pues la reforma propuesta plantea eliminar la reserva. Esta diferencia es importante, pues de

48 Seguimos lo que, con mayor detenimiento, hemos explicado en Hernández G., J. I. (2006): *Derecho administrativo y...*, *op. cit.*, p. 102 y ss.

49 El título habilitante que transfiere derechos reales sobre bienes del dominio público es siempre una concesión del dominio público, más allá de la denominación dada por el legislador. Véase, en tal sentido, el trabajo clásico de Villar Palasí, J. L. (1950): «Naturaleza y regulación de la concesión minera», en *Revista de Administración Pública*, n.º 1. Madrid, pp. 90-93.

acuerdo a la reforma propuesta deberá siempre partirse de la interpretación más favorable a la libertad económica, como sucede actualmente en el sector del gas. Asimismo, los derechos contractuales otorgados a través del contrato de EyP deberán ser considerados como propiedad privada del inversionista privado, con garantías específicas de protección.

En tal sentido, la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos debe reconocer el principio de *libertad contractual*, de conformidad con el cual la administración podrá celebrar cualquier modelo de contrato que se adecúe a las particularidades de cada proyecto. Por ello, tomando en cuenta el derecho comparado, convendría analizar cuáles serían los posibles modelos de contrato que a tales efectos podrían celebrarse, recordando que, de acuerdo a la reforma regulativa propuesta, los contratistas privados ejercerán por cuenta propia las actividades primarias.⁵⁰

A. Las modalidades del contrato de exploración y explotación

En el derecho comparado los contratos petroleros en actividades primarias han sido divididos tradicionalmente en cuatro grandes grupos.⁵¹

- En *primer* lugar, encontramos los *contratos de licencia o de concesión*, que son aquellos en los cuales el Estado traslada al inversionista privado el derecho a realizar actividades primarias a su cuenta y riesgo, sujeto al pago de impuestos y regalías. Se trata de los primeros contratos a través de los cuales la industria comenzó actividades, incluso en Venezuela. Para el inversionista privado implica un grado importante de libertad, pues realiza las actividades primarias a su cuenta y riesgo adquiriendo la propiedad de los hidrocarburos a boca de pozo. Dejando a salvo el poder tributario, el Estado participa a través de la regalía, usualmente fijada como un porcentaje sobre los hidrocarburos producidos, debido a su condición de propietario de los yacimientos. Más allá de esa intervención, y de la supervisión general de la actividad, el Estado no participa en la gestión directa de las actividades primarias.⁵²

50 Sobre estos modelos, entre otros, véase: Roberts, P. (2016): *Petroleum Contracts*. Oxford: Oxford University Press, p. 47 y ss. Para un análisis comparativo en Latinoamérica, véase: Pinto, S.: «Contratos petroleros en América Latina: una introducción», en Moreno Castillo, L. F. y Hernández Mendible, V. R. (coordinadores) (2017): *Derecho de la energía en América Latina, Tomo I*. Colombia: Universidad Externado de Colombia, p. 200 y ss.

51 Además de la obra de Roberts, véase: Naseem, M. (2017): *International Energy Law*. Ámsterdam: Wolters Kluwer, p. 48 y ss.

52 Suele diferenciarse entre el contrato tradicional y el contrato moderno, de acuerdo con el alcance de la supervisión ejercida por el Estado, muy limitada en el primer caso, y más amplia en el segundo. Véase: Duval,

- En *segundo* lugar encontramos los contratos de *producción compartida*, en los cuales la inversión privada asume la realización de actividades primarias pero compartiendo con el Estado parte de los hidrocarburos producidos, los cuales son recibidos como pago en especie. Tales contratos implican un mayor grado de restricción sobre el inversionista privado, quien adquiere la propiedad de parte de los hidrocarburos producidos en el proceso de exportación. Además, supone un mayor grado de control por parte del Estado.⁵³
- En *tercer* lugar encontramos los *contratos de operación conjunta*, o *joint ventures*, en los cuales el Estado conjuntamente con la iniciativa privada emprende actividades primarias. En ocasiones, pueden incluir la creación de una sociedad de participación conjunta, como es el caso de las empresas mixtas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente. Implican un menor grado de libertad para el inversionista y un mayor grado de participación del Estado, quien cogestionará las actividades primarias.
- Por último, y en cuarto lugar, encontramos el *contrato de servicio*, en el cual la inversión privada realiza todas las fases de las actividades primarias por cuenta del Estado, recibiendo a cambio una remuneración (que podrá ser fija o variable, supuesto en el cual el contratista privado asume parte del riesgo en función a la producción petrolera). Para el inversionista supone un grado muy reducido de libertad, mientras que el Estado mantiene el control sobre la producción sin tener que participar en la realización de las actividades primarias.⁵⁴

La diferencia entre estos contratos no depende del régimen fiscal correspondiente, o como se le conoce, el *government take*, esto es, el conjunto de ingresos que capta el Estado con ocasión de la realización de actividades primarias. El *government take* resulta generalmente de la combinación de tributos y regalías: los primeros se cobran, de conformidad con la ley, en ejercicio del poder tributario,

C. et al. (2009): *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements*. Nueva York: Barrows, pp. 62-63. En el derecho venezolano actual, el régimen derivado de la Ley sobre Promoción de la Inversión Privada bajo el Régimen de Concesiones demuestra la evolución de la concesión, la cual reconoce amplias facultades de supervisión a la Administración Pública.

53 Una modalidad es el contrato de ganancias compartidas, o de utilidad compartida, en el cual la remuneración del contratista se basa en una porción de la utilidad derivada de la comercialización del crudo explotado. Véase: Pinto, S.: «Contratos petroleros en...», *art. cit.*, pp. 242-243.

54 Se trata de un contrato atípico de servicio, pues traslada al contratista la gestión integral de las actividades de exploración y explotación. Se le debe diferenciar entonces del contrato de servicio que, de conformidad con la Ley de Contrataciones Públicas, podría ser celebrado de acuerdo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, y que en modo alguno puede implicar la cesión del derecho a realizar actividades primarias.

mientras que las regalías responden a la contraprestación patrimonial por el uso de bienes del dominio público, lo que permite su fijación vía contrato.⁵⁵ En suma, la arquitectura financiera de los contratos le permitiría al Estado percibir ingresos similares más allá de la diferencia sustantiva de cada uno de los contratos indicados.⁵⁶

Por el contrario, la principal diferencia en estos contratos podemos encontrarla en la relación entre el Estado y el inversionista privado, tomando en cuenta dos criterios: (i) el ámbito de libertad reconocido al inversionista asociado a la propiedad privada; y (ii) el grado de control que el contrato le otorga al Estado.

Para el caso de Venezuela, *estimamos que el contrato que más se ajusta a los requerimientos actuales de la industria petrolera es el modelo de contrato de concesión*, por las razones que de seguidas se señalan:

- En *primer* lugar, el contrato de concesión le confía la gestión integral del proyecto a la inversión privada a su cuenta y riesgo. Luego, al ser el contrato que mayor amplitud le otorga a la inversión privada, más incentivos puede generar para atraer la inversión requerida para la recuperación de la industria petrolera. En especial, pues la inversión privada adquiere la propiedad del crudo producido, más allá de lo pactado por concepto de regalía.
- En *segundo* lugar, el contrato de concesión no depende de la merma de capacidad operativa de PDVSA y sus empresas filiales, pues el Estado no interviene directamente en la gestión del contrato. Por el contrario, el Estado circunscribe su actuación a la supervisión de la actuación del contratista, para lo cual la propuesta de reforma plantea la creación de una administración sectorial –la Superintendencia de Hidrocarburos– que asumirá la supervisión del contrato. De esa manera, de acuerdo a la reforma de la ley, PDVSA y sus filiales no estarían a cargo de administrar el contrato de EyP, sino solo de llevar a cabo las actividades primarias que preserven.

55 Carmona, J. C. (2016): *Actividad petrolera y...*, *op. cit.* Si el Estado participa además como empresario, capturará el ingreso petrolero también a través de dividendos, como sucede con PDVSA.

56 Como señala David Johnston, el contrato de concesión se basa en regalías e impuestos, mientras que el contrato de producción compartida se basa en la repartición de los hidrocarburos producidos, todo lo cual determina el momento en el cual la propiedad de los hidrocarburos producidos se traslada a la inversión privada (a boca de pozo, en el primer caso, o en la exportación, en el segundo). Sin embargo, el régimen fiscal de los contratos puede ser diseñado para que el ingreso del Estado sea el mismo, más allá del régimen contractual aplicable, incluso, en el marco del contrato de servicio. Véase: Johnston, D.: «How to evaluate the fiscal term of oil contracts», en Humphreys, M., Sachs, J. y Stiglitz, J. E. (editores) (2007): *Escaping the resource curse*. Nueva York: Columbia University Press, pp. 53-54 y 74-75. Ello plantea importantes diferencias en cuanto al registro contable del crudo.

- En tercer lugar, el contrato de concesión permite canalizar la inversión privada necesaria para la recuperación de la industria, sin exigencias de inversión por parte del Estado. Al confiarle a la inversión privada la gestión integral del proyecto, podría facilitarse, además, la búsqueda de financiamiento externo.
- En cuarto lugar, es importante insistir en que el contrato de concesión no implica un menor grado de ingresos petroleros para el Estado en comparación con el contrato de producción compartida, pues, en suma, la regalía le permitiría al Estado captar ingresos similares a los derivados del contrato de producción compartida. Frente a ello, el contrato de concesión tiene importantes ventajas, a saber, la transferencia de la propiedad de los hidrocarburos a boca de pozo y un grado técnico de intervención administrativa sobre la ejecución del contrato.

En todo caso, es preciso recordar que junto con el diseño de las cláusulas del contrato de EyP es igualmente relevante la definición del *government take*, el cual debería ser flexible y progresivo, esto es, atado al precio de los crudos producidos. Si bien el régimen impositivo encuentra importantes limitaciones para su ajuste a las particularidades de cada contrato, el régimen de las regalías –y en general, de cualquier otro derecho patrimonial contractual– sí permite mayor flexibilidad, pues su fundamento sería contractual.⁵⁷

B. El régimen del contrato de exploración y producción y las garantías del Estado de derecho

El contrato de EyP sería suscrito entre la República y el inversionista privado. La República actuaría como propietaria de los yacimientos de hidrocarburos de conformidad con el artículo 12 constitucional. Esto permitiría que el contrato de EyP pueda ser calificado como «contrato administrativo».

Conviene aclarar que en Venezuela el contrato administrativo es aquel celebrado entre la Administración Pública y la inversión privada para atender actividades de interés general. El contrato administrativo no se rige por las normas del Código Civil, sino por un régimen especial de derecho público, en el cual la Administración Pública puede ejercer poderes unilaterales más allá de lo dispuesto

57 Le Leuch, H.: «Recent Trends in Upstream Petroleum Agreements: Policy, Contractual, Fiscal, and Legal Issues», en Goldthau, A. (editor) (2013): *The Handbook of Global Energy Policy*. Estados Unidos: John Wiley & Sons, Ltd., p. 123 y ss.

en el contrato a los fines de acordar su modificación e incluso, su terminación anticipada.⁵⁸ La indeterminación de esos poderes resulta contraria a la garantía de certidumbre jurídica, pues más allá de lo previsto en el contrato, la Administración Pública podrá actuar unilateralmente para modificar o terminar el contrato.⁵⁹ No es de extrañar, por ello, que en el marco de las políticas de expropiación de los contratos suscritos durante la apertura petrolera se haya calificado a tales contratos como «contratos administrativos», a los fines de justificar un mayor control por parte de la administración.⁶⁰

Sin embargo, someter el contrato de EyP al régimen del contrato administrativo desestimularía la inversión privada, vistos los poderes que la Administración Pública puede ejercer en el marco de tal contrato administrativo y que afectan su estabilidad y la certidumbre jurídica. Por ello –y como sucedió en los orígenes de la industria petrolera venezolana–, el contrato de EyP debe ser considerado un contrato público, regido por los principios generales del derecho privado, sin perjuicio de la aplicación de la regulación del derecho administrativo derivada de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y de la Ley de Contrataciones Públicas.⁶¹

Tres ventajas derivarán de lo anterior: (i) la administración contratante solo podrá ejercer los derechos expresamente reconocidos en el contrato, sin poder invocar «poderes extracontractuales»; y (ii) todas las decisiones y disputas derivadas de la ejecución del contrato podrían someterse a arbitraje.⁶² Además, (iii) se suprimirá el poder de la Administración Pública de terminar unilateralmente el contrato por razones de interés general, como sucede en el régimen general del contrato administrativo. En realidad, tal terminación por razones de interés general equivale a la expropiación de derechos contractuales.

Además, las condiciones generales del contrato de EyP deberían incluir algunas disposiciones orientadas a incrementar la seguridad jurídica, especialmente, tomando en cuenta la inestabilidad regulatoria del sector venezolano de hidrocarburos y las precarias condiciones institucionales bajo las cuales la reforma comentada sería

58 Véase la explicación de esta teoría en Araujo-Juárez, J. (2017): *La teoría de la cláusula exorbitante*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana-CIDEP, p. 26 y ss.

59 La teoría del contrato administrativo ha formulado ciertas garantías a favor del contratista que propenden a asegurar el ejercicio racional de esos poderes, lo que incluye el derecho a la indemnización por los daños ocasionados. Empero, lo cierto es que esas garantías no eliminan la incertidumbre del contrato administrativo, elevando por ello los costos de transacción.

60 Brewer-Carías A. (2018): *Crónica de una... op. cit.*

61 Sobre el régimen jurídico de la concesión en los orígenes de la industria petrolera, véase lo que hemos señalado en Hernández G., J. I. (2009): «Hacia los orígenes históricos del derecho administrativo venezolano: la construcción del contrato administrativo, entre el derecho público y el derecho privado», en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales*, n.º 147. Caracas, pp. 41 y ss.

62 Véase: Hernández G., J. I. (2016): *Derecho administrativo y arbitraje internacional de inversiones*. Caracas: CIDEP-EJV, p. 213 y ss. Todo ello deja a salvo la aplicación de los Tratados Bilaterales de Inversión vigentes.

implementada. A tal efecto, es vital introducir cláusulas de estabilidad jurídica que protejan la confianza legítima del contratista respecto del marco jurídico vigente al momento de celebrar el contrato.

Finalmente, la administración del contrato debe ser asignada a una autoridad con autonomía política. A tal fin, se propone la creación de una administración sectorial especial, la Superintendencia de Hidrocarburos, que tendrá a su cargo la supervisión de las actividades de hidrocarburos y, en especial, la administración del contrato de EyP. Tal superintendencia debe contar con autonomía política respecto del Gobierno nacional, a los fines de asegurar el principio de neutralidad de la supervisión por esta ejercida.

3. La reorganización de PDVSA

La reforma del sector de hidrocarburos pasa por la reorganización de PDVSA, cuyas acciones no pueden ser privatizadas por expresa prohibición del artículo 303 de la Constitución. Esto implica que, salvo una modificación constitucional, PDVSA no podría ser privatizada. Su propia naturaleza y, en especial, la crisis patrimonial de esa empresa pública, son factores que, en todo caso, desaconsejan su privatización.⁶³ Pero, más allá de ello, es preciso valorar qué tipo de reformas deberían ser introducidas a los fines de disminuir los efectos adversos que el Estado empresario tiene sobre el Estado de derecho.

La primera reforma sería retomar la autonomía política de PDVSA, o del ente que se cree para controlar la industria petrolera, si la crisis patrimonial de PDVSA lleva a su liquidación.⁶⁴ Ese ente, en todo caso, debe ser gestionado de manera independiente, objetivo al cual propenderá la creación de la Superintendencia de Hidrocarburos, la cual deberá asegurar la supervisión, en igualdad de condiciones, de las empresas públicas y las privadas.

63 La «privatización de PDVSA» puede aludir a la transferencia de las acciones de PDVSA al sector privado, o según los casos, a la transferencia de sus activos al sector privado. Empero, PDVSA es una empresa *holding* cuyos activos principales son las acciones de las empresas filiales, incluidas empresas operadoras que ejercen derechos de exploración y explotación. Luego, en realidad, lo que podría transferirse al sector privado son esos derechos (directamente o a través de las acciones de la empresa pública operadora). Al respecto, debe observarse que el artículo 303 constitucional solo prohíbe la privatización de las acciones de PDVSA, no así de las acciones de sus filiales. Por ello, como se explica en el texto principal, lo importante es definir un plan que permita transferir a la inversión privada ciertos derechos de exploración y explotación –y sus activos anejos– al sector privado. En cualquier caso, la crisis patrimonial de PDVSA desaconseja la privatización de sus acciones, más allá de lo dispuesto en la Constitución.

64 La crisis económica de PDVSA aconseja instrumentar un completo plan de renegociación de sus obligaciones, lo que incluye su deuda pública financiera, como parte de un programa general de renegociación de la deuda pública venezolana. Eventualmente, el análisis concreto de PDVSA puede aconsejar como solución su liquidación, a los fines de crear una nueva empresa pública.

La segunda reforma se relaciona con las actividades de EyP que el Estado gestiona actualmente a través de empresas públicas y empresas mixtas. La implementación del nuevo marco regulativo debería conducir a una *ronda cero*, o sea, un procedimiento en el cual el Estado decida, con base en criterios técnicos, qué actividades preservará el Estado, y qué actividades serán trasladadas a la iniciativa privada o, en su caso, a empresas mixtas. Ello permitiría que ciertos derechos de exploración y explotación que hoy ejerce el Estado sean trasladados a la inversión privada junto con sus activos.⁶⁵

Bajo este esquema, el sector de hidrocarburos –específicamente en cuanto respecta a las actividades aguas arriba– será un sector mixto, integrado por empresas públicas y empresas privadas.⁶⁶ Como regla, según vimos, las empresas públicas solo podrían atender los proyectos que PDVSA gestionaba a través de sus empresas filiales, y que decidió preservar luego de la ronda cero. Todo nuevo proyecto, por el contrario, debería ser asignado a la inversión privada, de conformidad con los principios de menor intervención y subsidiariedad.

4. El fondo especial para la administración del ingreso petrolero

Desde la economía se han estudiado los efectos nocivos que el ingreso petrolero produce, específicamente, sobre sectores no transables como la manufactura y la agricultura. La «enfermedad holandesa» y la «maldición de los recursos» son teorías que explican las externalidades negativas que derivan de la dependencia al ingreso petrolero.⁶⁷ Asimismo, ya vimos cómo esos ingresos petroleros impactan en las instituciones políticas afectando los fundamentos del Estado de derecho.

Esto permite comprender por qué, en nuestra opinión, de las cuatro instituciones del petro-Estado, la más nociva es aquella que le permite al Gobierno nacional captar y distribuir discrecionalmente el ingreso petrolero.⁶⁸ Fue esa institución, precisamente,

65 Sin embargo, no sería posible trasladar todos los derechos de exploración y explotación que actualmente ejerce el Estado, pues en ese caso, se desnaturalizaría el rol de PDVSA como ente de control de la industria petrolera reconocido en el artículo 303 constitucional. Esto quiere decir que la reorganización de PDVSA debe preservar el rol de esa empresa –o del ente creado a tales efectos– referido al control de actividades de exploración y explotación que el Estado debe preservar. Por ello, deben definirse parámetros cuantitativos que precisen límites exactos de los derechos de exploración y explotación que pueden ser trasladados al sector privado. El traslado de derechos a empresas mixtas bajo el control del Estado no genera conflictos, pues esas empresas mixtas siempre serán empresas públicas con participación privada minoritaria.

66 No consideramos en este trabajo la reforma a las actividades medias y aguas abajo.

67 Entre otros, véase: Humphreys, M., *et al.*, «Introduction: What is the problem with natural resource wealth?», en Humphreys, M., Sachs, J. y Stiglitz, J. E. (editores) (2007): *Escaping the resource... op. cit.*, pp. 2-11.

68 Obviamente, esta institución será más nociva mientras mayor sea el control del Estado sobre la captación del ingreso petrolero. Por ello, el régimen actual del monopolio público incrementa al máximo ese poder, pues el Estado está en disposición de capturar todo el ingreso petrolero, especialmente por medio de dividendos. La eliminación del monopolio público reduce, por ende, ese poder.

la que facilitó la implementación del modelo socialista autoritario de Hugo Chávez. Por ello, establecer reglas especiales para la administración del ingreso petrolero no solo es fundamental para propender a la estabilidad macroeconómica,⁶⁹ sino que es fundamental a los fines de reducir los incentivos que promueven la implantación de regímenes autoritarios a la sombra del ingreso petrolero.⁷⁰

Es preciso advertir que la apertura del sector a la inversión privada no eliminará este riesgo, pues el Estado seguirá captando ingresos petroleros, no solo a través de las actividades de exploración y explotación que preservará, sino además mediante el poder tributario a las empresas privadas, y en especial, a través del pago de regalías y otros derechos contractuales similares.

El objetivo final es, por ende, la creación de un fondo especial que le impida al poder ejecutivo nacional disponer discrecionalmente del ingreso petrolero. Esta propuesta parte de reconocer que el control presupuestario es insuficiente, pues tal control fue diseñado para un Estado que depende de los tributos, no para un Estado que depende de la renta petrolera. El fondo, por ello, se estructuraría como un mecanismo de control especial con tres finalidades:

- La *primera* finalidad, tal y como lo prevé la Constitución, es promover la estabilización macroeconómica, lo que reduce las consecuencias adversas de la volatilidad del ingreso petrolero en la política fiscal.
- La *segunda* finalidad es recrear los vínculos democráticos entre el Estado y los ciudadanos que derivan del poder tributario. Esto puede alcanzarse no solo a través del principio de rendición de cuentas, sino además al prever mecanismos de participación ciudadana sobre el fondo y cuidar que ello no genere consecuencias adversas a la estabilización macroeconómica.⁷¹ Esto último es vital, pues permitirles a los ciudadanos la libre disposición del ingreso petrolero podría afectar el equilibrio macroeconómico en la medida que ese ingreso aumente

69 Como respuesta a los desequilibrios macroeconómicos derivados de la naturaleza única del ingreso petrolero —especialmente por su volatilidad—, se ha propuesto la creación de fondos soberanos de inversión que propenden a la estabilización macroeconómica mediante reglas de ahorro-gasto que eviten las tendencias procíclicas de la política fiscal. Tal es el fundamento del fondo de estabilización macroeconómica previsto en la Constitución y que Hugo Chávez desmontó. Entre otros, véase: Clark, G. L. *et al.* (2013): *Sovereign Wealth Funds*. Princeton: Princeton University Press, pp. 16-22.

70 ...Algunas propuestas en este sentido han sido formuladas por Rodríguez, P. L. y Rodríguez, L. R. (2013): *El petróleo como...*, *op. cit.*, pp. 125-152; así como López, L. y Baquero, G. (2017): *Venezuela energética*. Caracas: La Hoja del Norte, p. 244 y ss.

71 Pueden implementarse dos opciones. La primera, en la cual todo el ingreso petrolero se destina a un fondo de participación ciudadana; la segunda, en la cual parte de ese ingreso se destina a un fondo de participación ciudadana mientras que otra porción es administrada independientemente por el Estado. En la medida que la Constitución reconoce la existencia de un fondo de estabilización macroeconómica, pareciera que la primera opción debería descartarse.

la demanda agregada, presionando así la inflación y la apreciación del tipo de cambio real.⁷²

- La *tercera* finalidad es evitar que el Gobierno nacional disponga libremente del ingreso petrolero para financiar políticas clientelares y populistas, tal y como se desprende del artículo 321 constitucional. Todo ello precisa que la administración del fondo se confíe a una autoridad independiente de acuerdo a reglas especiales de transparencia y rendición de cuentas.

En resumen: es necesario crear reglas presupuestarias especiales que consideren la naturaleza única del ingreso petrolero, el cual no puede equipararse con los ingresos sometidos al régimen presupuestario ordinario. Es esa equiparación, precisamente, la que genera incentivos adversos al Estado de derecho que conviene atender.

5. Recapitulación

Incluso en el marco de la Constitución vigente es posible diseñar políticas públicas que amplíen el rol de la inversión privada en el sector de los hidrocarburos, propendiendo a desmontar las institucionales formales del petro-Estado. En resumen, ello se lograría de la siguiente manera:

- En *primer* lugar, la propiedad pública sobre los yacimientos de hidrocarburos debe circunscribirse a la potestad del Gobierno nacional de adjudicar derechos de uso sobre tales yacimientos, considerados recursos escasos o limitados. Con lo cual, la propiedad pública no podría ser el fundamento del control del Gobierno nacional sobre todo el sector.
- En segundo lugar, es preciso abolir el monopolio público sobre el sector, en especial, al reconocer el derecho de la inversión privada a realizar directamente actividades primarias. A tal fin, el Gobierno le podrá adjudicar en propiedad a la inversión privada el contrato de EyP, cuya administración será responsabilidad de una autoridad imparcial, a saber, la Superintendencia de Hidrocarburos.
- En tercer lugar, PDVSA y las empresas públicas que el Estado preserve –para dar cumplimiento al artículo 302 constitucional– deberán

72 Una opción sería limitar la libre disponibilidad del ingreso petrolero, por ejemplo, disponiendo que solo podrá emplearse para gastos de inversión o atención de necesidades básicas, como seguros. Este tipo de restricciones supone una alta capacidad estatal de control.

someterse a una reestructuración especial orientada a recuperar su gobernanza, todo ello sin perjuicio de la posibilidad de trasladar derechos sobre yacimientos a empresas mixtas o privadas. El rol del Estado empresario, en tal sentido, debe estar regido por los principios de menor intervención y subsidiariedad.

- Finalmente, y en cuarto lugar, es preciso eliminar el poder discrecional del Gobierno nacional para capturar y distribuir el ingreso petrolero a través de controles presupuestarios especiales que pasen por la creación de un fondo especial petrolero.

Estas cuatro políticas podrán crear condiciones institucionales adecuadas para promover la inversión privada necesaria a los fines de recuperar la industria petrolera. Además, e incluso con mayor relevancia, esas cuatro reformas permitirán desmontar los arreglos institucionales del petro-Estado, condición indispensable para reconstruir el Estado de derecho en Venezuela, y, por ello, para diseñar un exitoso plan de transición democrática y económica.

Por supuesto, no bastará con implementar reformas legales. En realidad, esas reformas –cuyos trazos generales han sido aquí expuestos– deben formar parte de una nueva narrativa, o sea, de una nueva explicación arraigada en nuestra cultura que determine cuál debería ser la relación entre el petróleo y los venezolanos.⁷³

La narrativa basada en la «venezolanización» del petróleo como un recurso que hace de Venezuela un país rico creó incentivos para políticas estatistas y luego, para políticas populistas del socialismo. Tampoco es cuestión de construir una narrativa enfocada en el fracaso de PDVSA: en realidad, el fracaso no fue de PDVSA –cuya gestión entre 1975 y 1998 permite apuntar a importantes éxitos–, sino de las políticas socialistas implementadas por Chávez.⁷⁴ La idea, por ello, es crear una nueva narrativa en la cual el petróleo sea visto como un recurso que empodera a los ciudadanos para el ejercicio efectivo de sus libertades disminuyendo los vínculos de dependencia con el Estado.

73 Pacheco, L. (2018): «Venezuela's Oil Mythologies Have Hindered Its Development». Issue brief n.º 02.05.18. Houston, Texas: Rice University's Baker Institute for Public Policy.

74 Villasmil, R.: «Venezuela: Public Debate and the Management of Oil Resources and Revenues», en Overland, I. (editor) (2018): *Public Brainpower: Civil Society and Natural Resource Management*. Estados Unidos: Palgrave Macmillan, p. 347 y ss.

INDUSTRIA GASÍFERA EN VENEZUELA

4

ANTERO ALVARADO

Resumen

En Venezuela durante los años 2017 y 2018 se han registrado protestas casi diariamente por la escasez de bombonas de gas licuado de petróleo (GLP) que son las que se emplean para cocinar. El déficit de GLP y de gas metano no es un tema que pasa inadvertido para la mayoría de los venezolanos. Pero la pregunta paradójica es ¿cómo es posible que escaseen estos combustibles de uso cotidiano si estamos sobre la segunda reserva de gas más grande del hemisferio? Para dar respuesta a estas interrogantes tenemos que ubicarnos en un contexto que ayude al lector a entender esta paradoja.

El gas natural en Venezuela siempre ha sido el subproducto indeseable del petróleo. La mayoría de los descubrimientos de gas se hicieron buscando petróleo. Se puede decir que se aplicaba ese adagio de la industria petrolera que decía: *«If you find oil, you're lucky; if you find nothing, you are unlucky, and if you find gas, you're really unlucky»*. Es decir, conseguir gas no era mala suerte, era lo peor que podía ocurrir. Esa es una realidad no solo en Venezuela, sino en muchos países petroleros. Todo el gas que se conseguía se utilizaba para las operaciones petroleras y como combustible para generación eléctrica, generación de vapor, etc.

Ningún proyecto de gas puede competir en rentabilidad con un proyecto petrolero. Es por ello que se deben separar estos negocios desde el punto de vista operacional, financiero y hasta impositivo.

Por este motivo nunca se creó un verdadero mercado del gas natural como lo puede tener Colombia o Chile. Incluso hoy en día no existe un verdadero mercado, sino más bien un sistema de distribución de volúmenes.

A lo largo de este capítulo se relata lo que ha ocurrido con el negocio del gas. Se realizaron esfuerzos al separar los negocios: en PDVSA se creó una filial de gas y hasta un ente regulador. Se analiza cómo se comportó la demanda de gas, dónde se utilizó ese gas y a quién se le restringió cuando empezó a escasear.

En cuanto a la regulación, se intentaron realizar cambios significativos con la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos Gaseosos, la cual buscaba separar el negocio del gas asociado al petróleo del gas libre. Sin embargo, el principal reto que

sigue teniendo la industria del gas es su rentabilidad. A la fecha, no existe ninguna operadora de gas en el país que tenga beneficios. Para las empresas, sus negocios de gas no son activos, sino pasivos y dolores de cabeza.

Álvaro Ríos Roca, director principal de Gas Energy Latin America, una autoridad en materia de gas natural en Latinoamérica, siempre afirma que, si el gas no tiene precio ni mercado, las reservas se convierten en un recurso. Venezuela tiene recursos, pero no reservas. El mercado existe, pero no está dispuesto a pagar lo que costará extraer ese gas.

El principal motivo de la falta de rentabilidad del negocio gasífero venezolano viene dado, principalmente, por el control de cambios y la ausencia de una economía estable, además de por el desconocimiento del negocio del gas natural. El gas se paga en bolívares, salvo una excepción, y esas empresas no pueden repatriar dividendos. Algunas, ni siquiera pueden cobrar en bolívares. Es por ello que hoy en día el Ministerio de Petróleo promueve la exportación de gas venezolano como única solución para el pago en dólares del gas, volviendo al argumento de la apertura que privilegiaba el mercado de exportación al mercado interno. Es decir, hemos vuelto a los años noventa.

Esta política, prácticamente, deja huérfano el suministro de gas a los sectores industrial, petroquímico y eléctrico de Venezuela. Todo, debido a una falta de visión a largo plazo y a desconocimiento del negocio.

Este capítulo describirá cómo se llegó a esta situación en tan solo veinte años. Había gas, PDVSA era un sólido exportador de GLP en el Caribe.

Al finalizar este capítulo se plantean algunas opciones para salir de esta situación, siendo primordial la creación de un marco de negocios idóneo y, sobre todo, pagar la molécula de gas a precios competitivos para atraer la inversión privada.

El ente regulador. Enagas

Durante el inicio del Gobierno de Hugo Chávez existió la intención de modernizar el Estado. Bajo esa premisa se promulgaron las leyes de telecomunicaciones, de electricidad y de hidrocarburos gaseosos. Por esos años se crearon entes reguladores, ya que si el Gobierno se abría a la inversión extranjera, debería existir mayor regulación de la actividad, pero el único ente regulador era Conatel.

El ente regulador en materia de gas natural que se propuso debería ser completamente independiente del poder de turno, de la empresa estatal y del ministerio. Pero el legislador no quiso, y la ley parió el Ente Nacional del Gas

(Enagas) como un ente dependiente del Ministerio de Petróleo. Hoy en día el Enagas está fusionado con el Viceministerio de Gas. No se ha eliminado porque se amerita un cambio en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. El primer presidente de Enagas fue Rafael Ramírez.

En una entrevista que dio Rafael Ramírez a la *Revista YV* en el año 2001 contaba los cinco pilares fundamentales del Enagas:

1. Asegurar el abastecimiento del mercado interno.
2. Asegurar la infraestructura de transporte.
3. Fijar precios y tarifas de gas natural.
4. Desarrollar el gas libre en costa afuera.
5. Propiciar un rol más participativo del negocio por parte de empresas privadas.

A primera vista, esos objetivos siguen estando vigentes y se tenía un diagnóstico bastante preciso de los problemas.

En esa entrevista reconoció el miedo y la no conveniencia de ajustar las tarifas para el mercado interno con un *shock* de precios. Para mí, ese fue uno de sus principales errores, se quiso abrir parcialmente el mercado y luego vendría una inflación que se comió ese esfuerzo. Después del paro cívico nacional, Hugo Chávez perdería toda confianza en la iniciativa privada, y lo que vino después es conocido por todos.

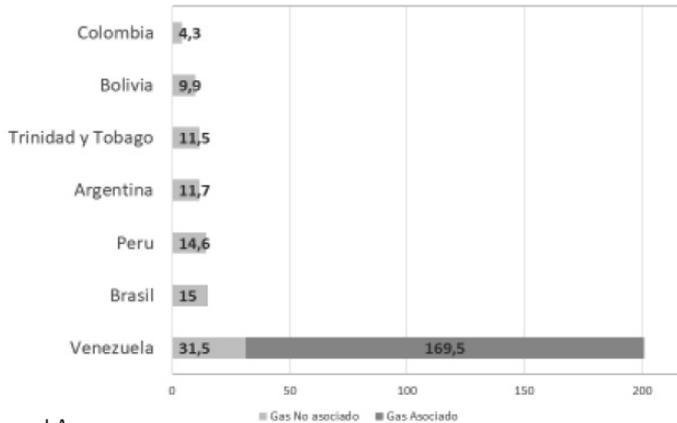
Reservas de gas

El petróleo y el gas tienen su origen en la transformación de materia orgánica animal y vegetal bajo la acción de las elevadas presiones de temperatura existentes en el subsuelo asociadas con la acción de bacterias y procesos de catálisis.¹

Venezuela tiene las reservas más grandes del hemisferio occidental luego de Estados Unidos. La última cifra oficial de 2017 eleva las reservas probadas (P1) en 201,3 trillones de pies cúbicos (Trillion cubic feet, TCF), las reservas probables (P2) en 31 TCF y las reservas posibles (P3) en 24 TCF. Estas reservas comprenden gas asociado y gas libre.

1 Barbieri, 1989

Figura 1. Reservas de gas natural en la región.



Fuente: Gas Energy LA.

Gas asociado al petróleo

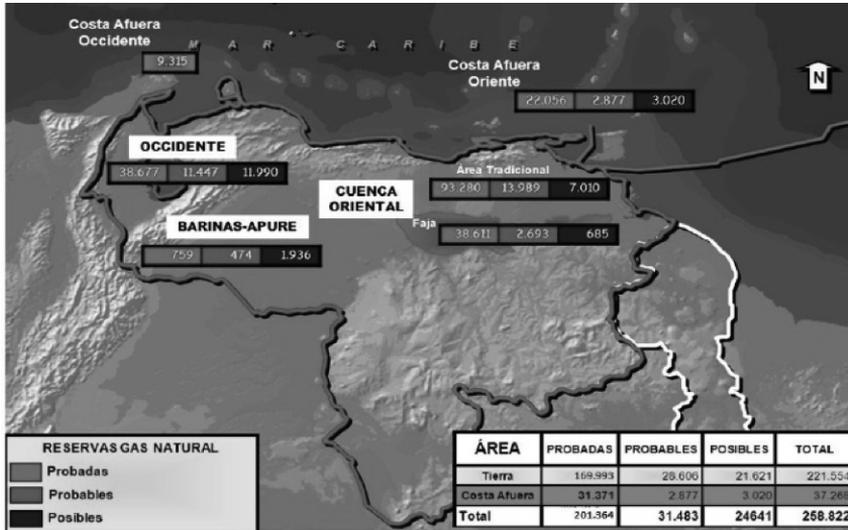
Los yacimientos de gas asociado vienen dados por su alto contenido de crudo. Es decir, para recuperar el gas, se debe recuperar el petróleo. La mayoría de los yacimientos del lago de Maracaibo, de la faja petrolífera del Orinoco y del norte de Monagas tienen gas asociado.

Las reservas de gas asociado representan 80% del total de los recursos. Esto significa que para poder extraer ese gas hay que extraer el crudo. No obstante, este gas natural se debe reinyectar en el yacimiento para promover la producción de más petróleo. Si lo que se requiere es gas para algún uso doméstico, se deben desarrollar las reservas de gas no asociado que además goza de un marco de negocios diferente.

Gas no asociado

Estos yacimientos contienen hidrocarburos en fase gaseosa y, según la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, tendrán un marco de negocio diferente al del petróleo.

Figura 2. Mapa de reservas de gas en Venezuela.



Fuente: PDVSA.

Existen tres grandes zonas donde están ubicadas estas reservas: golfo de Venezuela, 9,5 TFC; golfo de Paria, 14,3 TFC; y plataforma deltana, 7,3 TFC. Estas reservas están ubicadas costa afuera. Adicional a estas reservas costa afuera están las de Yucal Placer y Copa Macoya en el estado Guárico, las cuales forman el cinturón de gas de los llanos. Estas últimas están en producción y en manos de empresas privadas.

Una vez definidos estos conceptos, veremos que la mitad del gas que se destina al mercado interno no proviene de yacimientos de gas no asociado, sino de gas asociado. Esta realidad implica que a yacimientos de crudo se les está privando de esa energía necesaria para su normal producción. Esto ocurre como consecuencia de la caída del gas no asociado en las zonas tradicionales del país como Anaco y San Tomé.

Análisis del balance y de la infraestructura del gas desde 1998 hasta 2017

Venezuela ha tenido una elevada producción de gas respecto a los países vecinos. Para entender el balance del gas en Venezuela hay que separar el origen y

el destino del gas producido. Existen dos grandes consumidores de gas en el país: la industria petrolera y el consumo del mercado interno.

Figura 3. Histórico de utilización de gas natural en Venezuela.

	1998	%	2008	%	2017	%
Mercado interno	2290	38	2008	28	2683	36
Inyección norte de Monagas	1908	31	3545	50	2000	27
Otros usos, pérdida/venteo	1815	30	1400	20	2868	37
Producción total	6013	100	6959	100	7548	100

Fuente: PDVSA/PODE 2003.

El mercado interno incluye los siguientes consumidores de gas: sectores eléctrico, petroquímico, industrial, residencial, comercial, de refinación y mejoradores. El sector petrolero consume gas natural para sus operaciones de inyección de gas en la producción de crudo en la región norte de Monagas y en el lago de Maracaibo (como explicamos anteriormente, este gas debe ser reinyectado nuevamente en los yacimientos para mantener la energía en los mismos. Retirar gas de esos yacimientos de crudo liviano significa pérdida de energía y disminución de la producción petrolera). Igualmente, en la industria petrolera se utiliza el gas natural para la generación eléctrica propia, la producción de vapor y el calentamiento de fluidos.

Vemos que para 1998, Venezuela destinaba 38% de su producción al mercado interno, 31% a la inyección de gas y 30% a otros usos como combustible, lo que incluye venteo.

En ese mismo año en Venezuela no había déficit de gas. Plantas petroquímicas como la El Tablazo operaban casi a máxima capacidad, aprovechando la producción de gas rico asociado al crudo en el lago de Maracaibo.

Vale destacar que en esos años Venezuela poseía dos sistemas aislados. Occidente con su columna vertebral del gasoducto Ulé-Amuay, el cual suministra gas desde el lago de Maracaibo a los usuarios del occidente, lo que incluye las refinerías de Cardón y Amuay en la península de Paraguaná. En occidente contaba con la planta de fraccionamiento de Ulé y Bajo Grande. Toda la materia prima provenía de los yacimientos del lago de Maracaibo. Ya en esos años se veía que occidente necesitaría gas de otras fuentes alternas. Por su parte en oriente, el gas libre lo producía la región Anaco-San Tomé. De ahí se enviaba gas al sur hacia las

empresas básicas de Guayana y al centro del país mediante el sistema de gasoducto Anaco Morón- Barquisimeto.

En 2008, la tendencia empieza a cambiar. El flujo de gas destinado al mercado interno empieza a disminuir y se destina más gas para inyección en el norte de Monagas. Para esa fecha el venteo de gas en el norte de Monagas era mínimo y estaba en volúmenes modestos. Ya en 2008 se habían entregado licencias en tierra como Yucal Placer y Copa Macoya. Se habían licitado los campos en la plataforma deltana y se discutía cómo desarrollar el proyecto Cristóbal Colón, que ahora se llamaría mariscal Sucre.

En términos de infraestructura se logra la construcción de dos importantes gasoductos: el ICO que conectaba Morón con río Seco que empalma con el Ulé-Amuay. Esto permitió unir oriente con occidente. Durante buen tiempo Anaco suministró gas hasta Maracaibo mientras entraba en producción Cardón IV.

Otro gasoducto que se construyó fue el tramo Bajo Grande (Maracaibo)-Ballenas (Colombia). Este gasoducto le permitió a los usuarios del mercado interno de occidente, incluso al sector petrolero ubicado en el lago de Maracaibo, consumir gas de Colombia. Venezuela importó gas de Colombia por más de siete años. Si bien esa importación se pagaba en divisas, permitió usar un combustible más limpio y económico que el diésel y, a su vez, abrió la ventana de posibilidad de exportación de gas a Colombia. Hoy en día ese gasoducto está fuera de servicio en espera de que Venezuela inicie exportaciones hacia el vecino país.

Finalmente, al año 2017 el mercado ha cambiado bastante. El mercado interno consume 36% de lo producido. La inyección cae en 27%. Estas disminuciones de los volúmenes disponibles afectan seriamente los yacimientos del norte de Monagas. Las pérdidas por venteo y otros usos se ubican en 37% de la producción nacional. Esto significa que se está venteando mucho gas en el área del norte de Monagas e igualmente se está perdiendo el gas producido en el lago de Maracaibo, debido a fallas en la infraestructura de transporte debido a su obsolescencia.

Durante este período de 2017 la oferta estuvo restringida. Vale mencionar que durante el *boom* petrolero la demanda eléctrica aumentó sostenidamente y se tuvo que instalar más capacidad térmica en el país. Esa capacidad térmica se hizo en el marco de crisis eléctricas. Esto implicó el uso intensivo del diésel ante la indisponibilidad del gas natural, por ejemplo: falta de enlaces con gasoductos, ausencia total de infraestructura, etc. PDVSA decidió disminuir la inyección de gas en los yacimientos del norte de Monagas para salirle al paso a la emergencia nacional. Esa situación puntual se ha hecho permanente. Se dejó de inyectar gas para destinarlo al mercado interno, principalmente, para los consumidores eléctricos.

Durante este mismo período entra en funcionamiento el primer proyecto costa afuera en el país operado 100% por privados: el proyecto Cardón IV con la participación de ENI y Repsol. PDVSA Gas tuvo la oportunidad de ser parte hasta de 35% de ese proyecto, pero declinó su participación. Sin embargo, PDVSA Gas es el único comprador de ese gas que tiene como destino el mercado interno. La licencia de Cardón IV posee la opción de exportación al satisfacer el mercado interno. Hoy en día, debido a la deuda que se acumula con esta empresa, la expansión está en espera de nuevos términos comerciales. No se le puede pagar ese gas en dólares cuando aguas abajo todo el gas no se cobra en el mercado interno. Más adelante hablaremos sobre la problemática de precios.

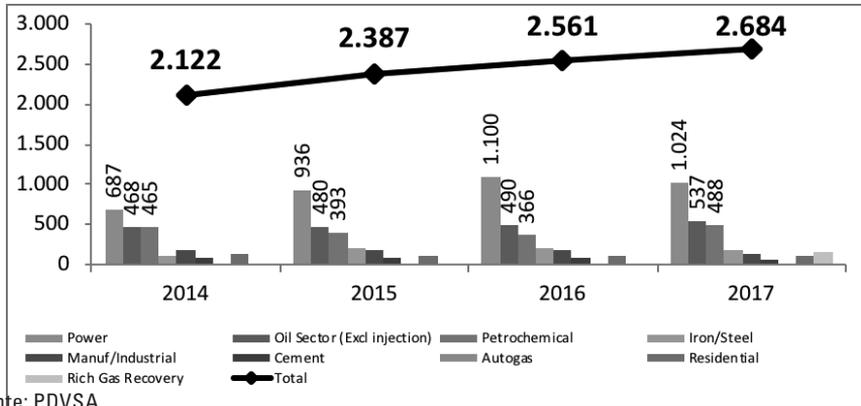
Durante el período de análisis de 2008-2017 se concluye el faraónico proyecto Gasoducto José Francisco Bermúdez (antiguo Sinorgas) que conecta Güiría con el mercado interno en la zona de Puerto La Cruz. Igualmente se construye un tramo para llevar gas a la isla de Margarita. Lamentablemente, el costo de ese gasoducto, según PDVSA, fue de 2.600 millones de dólares. De este número, hay una porción en bolívares que utilizó tipo de cambio oficial, pero más allá del asunto contable, es un gran gasoducto que está parcialmente vacío, en particular, entre el tramo que va desde Cariaco hasta Güiría. La perspectiva es que se mantendrá vacío mientras se mantenga la política de exportar el gas de los proyectos mariscal Sucre y plataforma deltana.

i. Demanda de gas metano

En esta sección nos referiremos a la demanda del mercado interno. Es decir, cuánto gas es consumido en el país sin contar los usos de la industria petrolera.

En la gráfica se puede apreciar que en el mercado interno el principal consumidor de gas es el sector eléctrico, seguido de la industria petroquímica. El sector eléctrico ha incrementado su demanda de gas por el reemplazo del diésel, mas no por una demanda eléctrica nacional. De hecho, la demanda eléctrica ha venido mermando por la baja productividad del sector industrial del país en general. Esta afirmación no puede ser respaldada por estadística alguna, ya que toda información referente al sector eléctrico dejó de ser pública en 2011.

Figura 4. Histórico de demanda de gas en Venezuela.



Fuente: PDVSA.

El sector petroquímico representa una de las vías para incrementar el valor agregado de las corrientes de gas natural y los compuestos hidrocarburos que lo conforman. No es lo mismo exportar gas natural que productos terminados a base de gas como lo es el amoníaco, la urea, el metanol o los polímeros. Venezuela, en la segunda mitad del siglo XX, construyó tremendos complejos petroquímicos para industrializar el gas natural. Hoy en día, de esos tres complejos solamente la empresa mixta con Pequiven en el Complejo Petroquímico general de división José Antonio Anzoátegui (Complejo de Jose) exporta metanol. Es el único consumidor de gas que puede pagar una tarifa de gas en dólares. Sin embargo, estos complejos mantienen una importante demanda de gas natural insatisfecha.

ii. Oferta de gas metano

Como comentamos anteriormente, el principal productor de gas para el mercado interno es PDVSA EyP con su gas asociado del norte de Monagas. Un gas que debería ser reinyectado para mantener la energía en los yacimientos de petróleo. Pero debido a la caída de producción de las zonas históricamente consideradas como grandes productoras de gas (Anaco y occidente), PDVSA debe destinar el gas del norte de Monagas al mercado interno, con lo que se acarrean graves daños al patrimonio nacional debido a desinversión y baja inyección en los yacimientos de crudo liviano del norte de Monagas. Luego, hay operadores privados como Ypergas, Gas Guárico y Cardón IV que aportan el resto junto con la declinante producción de PDVSA Gas en Anaco.

Como mencionamos anteriormente, el futuro de la oferta de gas está costa afuera, principalmente en la zona de Paria y en la plataforma deltana. Hasta ahora, luego de la salida de Rafael Ramírez, presidente de PDVSA y ministro de Petróleo, el destino del gas costa afuera vuelve a ser la exportación. Esta decisión pone en riesgo el suministro futuro de gas al sector eléctrico, a plantas petroquímicas y a empresas de Guayana que al día de hoy están casi cerradas.

iii. Producción y exportación de propano

Hasta ahora hemos hablado del gas metano. Sin embargo, no es el único gas que conocemos. El propano, junto con otros componentes, es el gas con el cual se llenan las bombonas con las que cocinan muchos venezolanos. Pero para efectos de una sencilla explicación, nos referiremos al propano como componente principal de las bombonas.

La producción de propano viene dada por el gas asociado al petróleo. Es decir, gas que viene del norte de Monagas y del lago de Maracaibo, el cual debe pasar por plantas de extracción y fraccionamiento.

Como hemos explicado anteriormente, el gas que se produce en el norte de Monagas debe ser reinyectado, pero antes de reinjectarlo se le extraen los líquidos del gas: propano, butano, pentano y otros. Luego, se debería volver a inyectar el gas pobre, es decir solo el metano y el etano. El propano, el butano y los compuestos más pesados son procesados en la planta de fraccionamiento del Complejo de Jose en el estado Anzoátegui, donde son destinados a diversos usos, lo que incluye la bombona de gas o GLP. Esta es la filosofía operacional que prevaleció durante años. Sin embargo, hoy en día, debido al mal manejo de las operaciones en el norte de Monagas (por falta de inyección de gas), el gas ha perdido riqueza y la producción de propano ha caído. Hoy en día, el oriente del país es la única fuente de propano nacional.

En el caso de occidente, el propano que venía en el gas rico del lago de Maracaibo era recuperado en diversas plantas de extracción del lago de Maracaibo, incluso en las plantas de Pequiven en El Tablazo, y fraccionado en la planta Ulé e igualmente en Pequiven. Ese propano era la materia prima para las bombonas y para alimentar las plantas de olefinas de la petroquímica, con la cual se producían los polímeros: polietileno, polipropileno, etc. Este propano se recuperó hasta 2008 cuando la caída de la producción de petróleo y gas fue tal que no hubo suficiente gas para mantener esas plantas en operación. A partir de ese momento se inicia la importación de propano proveniente de Estados Unidos, el Caribe e incluso África

para así cubrir parcialmente, junto con la disminuida producción del oriente del país, la demanda del sector petroquímico y de los consumidores de GLP de gran parte del país. Este es el principal motivo de la escasez de la conocida bombona de gas utilizada para cocinar en gran parte del país, en particular donde no hay acceso a una red de gas metano. Las zonas más afectadas son, sin duda, los estados Táchira, Mérida y Trujillo.

En la siguiente gráfica podemos observar que para 1999 se producían 79.260 barriles de propano. Eso daba para exportar propano a Centroamérica y el Caribe.

Figura 5. Histórico de producción y exportación de propano.

(Mbd)	1999	2001	2004	2007	2010	2013	2017
Exportación de propano	11,54	11,84	8,99	5,54	0,36	0	0
Producción nacional de propano	79,26	79,20	75,96	79,55	71,82	50,68	46

Fuente: PDVSA/PODE 2013.

Como mencionamos anteriormente, hoy en día se debe importar propano y no vemos una solución a corto plazo para revertir ese déficit.

No lo hemos mencionado acá, pero la situación de precios de la bombona no escapa a la realidad del control establecido por el Estado.

Figura 6. Precios de bombonas de gas GLP.



Fuente: PDVSA Gas Comunal.

La bombona de 10 kg para marzo de 2018 costaba 50 bolívares fuertes, que para cuando se publique este libro será menos de 1 bolívar soberano. Si lo llevamos a dólares a tasa Dicom de 40.000 Bs/\$, tenemos que una bombona de 10 kg costaría 0,00125 dólares. Esa misma bombona cuesta en cualquier país vecino 15 dólares. Ningún privado va a entrar en ese negocio mientras se regale el producto.

A cualquier iniciativa privada de traer propano importado para paliar el déficit, se le pedirá que lo haga con sus dólares y que lo venda a precio regulado.

Precios del gas natural

1. Precios a boca de pozo y precios para el consumidor final

La figura 7 es una recopilación del documento PODE (Petróleo y Otros Datos Estadísticos) publicado por el Ministerio de Petróleo, y muestra el histórico de precios a los consumidores finales. Vale destacar que los precios están expresados en bolívares, pero para efectos de comparación están puestos en la gráfica en dólares. Hasta 2003 esos precios eran realmente convertibles a dólares. Luego de 2003 y hasta 2013, última fecha en la que se publican precios usando tasa de cambio oficial, muestran una disminución que afecta a los productores.

En el año 2006 el Gobierno publica en *Gaceta Oficial* los precios para los próximos años. Lamentablemente, quien hizo ese cálculo no estimó bien la inflación ni previó que hubo una reconversión monetaria. Para 2017 usamos el tipo de cambio Dicom.

Para 2017 el precio promedio es de 0,0009 dólares por millón de BTU (\$/MMBTU). Con esos precios nadie invertirá en el negocio del gas. Los precios a boca de pozo a los escasos operadores privados son superiores a los 2 \$/MMBTU e incluso hay un operador al que se le debe pagar por encima de los 3,60 \$/MMBTU. Cómo se le paga a un productor privado de gas cuando las tarifas en el mercado interno son casi imposibles de leer. Es por ello que se presenta la problemática de las deudas con las empresas productoras privadas, las cuales siguen acumulando deudas sin esperanzas de recibir pagos.

Figura 7. Histórico de precios de gas metano en Venezuela.

Sector (\$/MMBTU)	1999	2001	2004	2007	2010	2013	2017
Eléctrico	0,64	1,00	0,63	0,77	0,623	0,424	0,00006678
Industrial	0,85	0,85	0,9	1,30	0,70	0,692	0,00010899
Promedio del mercado interno	0,51	0,88	0,83	1,17	0,68	0,518	0,00009

Fuente: PODE 2013 y cálculos propios.

En la siguiente gráfica pueden comparar los precios de consumidor final en la región a partir del informe de Gas Energy Latin America (GELA) para marzo de 2018. En todos estos países el gas es un negocio, incluso países como Bolivia, ya que ningún productor vende a pérdida el gas. Esto es fundamental para desarrollar el potencial de reservas de Venezuela.

Colombia actualiza estos precios mensualmente y pueden ser consultados en Internet. Colombia tiene precios dependiendo de la fuente de suministro: Ballenas que viene a ser gas costa afuera y de la zona norte de país. Cupiagua es un precio para las zonas capital y central del país.

Figura 8. Tabla de precios de gas para usuario final.

Países	Industrial	Residencial	Eléctrico	Comercial	GNV
Argentina	4,02		4,83	3,75	4,37
Brasil	15,66	30,43	4,18	24,31	14,63
Bolivia	0,98	0,98	1,30	0,98	1,50
Chile	10,33	15,06		32,47	12,82
Colombia (Ballena)	4,63	6,09	5,26	6,33	3,52
Colombia (Cusiana/ Cupiagua)	3,04	4,29	3,58	5,08	2,79
México	0,74	5,99		1,03	
Perú	5,03	9,30	3,43		5,14
Venezuela	0,0001		0,00006		

Fuente: Informe de precios de GELA, marzo 2018.

Vale destacar que todos estos países tienen precios competitivos para el GNV, que es el gas natural vehicular. Nosotros aún seguimos con precios de gasolina que no incentivan ningún uso alternativo.

Las preguntas ahora son ¿los venezolanos estamos dispuestos a pagar por el gas natural?, ¿el sector industrial estará dispuesto a pagar tarifas eléctricas competitivas? Si hoy nos regalan la electricidad y nos cuesta ser competitivos, ¿qué ocurrirá cuando tengamos precios más nivelados con nuestros vecinos?

Veán el caso de Chile, tiene los precios más costosos. Chile es un importador neto de gas natural. Ahí todos los costos son transferidos al consumidor final. Chile tiene altos precios de energía y eso no ha sido obstáculo de su espectacular desarrollo económico.

Conclusión, sin precios competitivos, el gas se quedará en el subsuelo. Como mencioné en la introducción, todas esas reservas probadas se convertirán en recursos.

2. Impacto del control cambiario en el negocio

El control de cambios que rige nuestra economía desde 2003 ha hecho inviable cualquier desarrollo del gas. En el momento histórico cuando los operadores recibieron sus licencias de gas, no existía el control cambiario. Sus tarifas eran denominadas en dólares, pero pagadas en bolívares. En ese entonces ningún operador vio venir el tsunami.

Al entrar en operación el control cambiario junto con una elevada tasa de inflación, el dinero de las operadoras quedó entrampado. La industria del gas es intensa en capital y requiere grandes inversiones en dólares para equipos de perforación, plantas compresoras, tuberías, aditivos, etc.

Hoy en día estas empresas están en terapia intensiva y sin soluciones en el corto plazo. Su producción no pudo llegar a sus objetivos y ha empezado a declinar, y muchas de ellas nunca fueron rentables. Con este expediente, el Ministerio de Petróleo quiere llevar a cabo una nueva campaña exploratoria para nuevas licencias de gas.

Desarrollos costa afuera

1. Cardón IV

Este proyecto fue parte del proyecto Rafael Urdaneta. Ubicado en el golfo de Venezuela frente a las costas de Paraguaná, ha sido hasta ahora el único proyecto costa afuera del país y es operado al cien por ciento por el sector privado.

En el bloque Cardón IV está el campo Perla, el cual posee más de 9 TCF de reservas y un gran potencial adicional. Este proyecto comprende tres fases. La primera fase (ya cumplida) para producir 450 MMSCFD (millones de pies cúbicos estándar días), la segunda para llegar a 850 MMSCFD y la tercera con 1200 MMSCFD.

El talón de Aquiles de este exitoso proyecto es que tiene un único comprador de gas: PDVSA Gas. Esto dificulta el pago en dólares acordado, ya que PDVSA Gas le vende gas al mercado interno en bolívares.

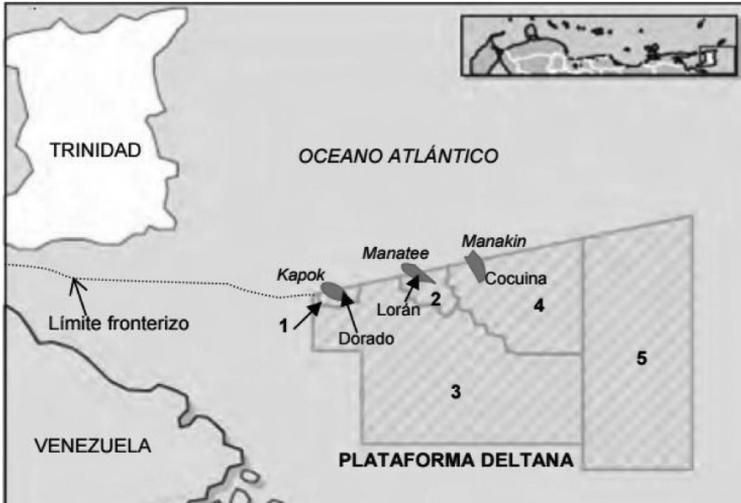
Adicional a esta situación está la de que de los 540 MMSCFD, solo 260 MMSCFD pueden llegar a la zona de Maracaibo. Esto, debido a restricciones en el sistema de gasoductos Ulé-Amuay, lo que pone en riesgo la futura exportación de gas a Colombia, ya que, hasta que no se resuelva este problema, cualquier envío de gas a Colombia implicaría un corte de gas a algún usuario en la zona de Maracaibo.

2. Plataforma deltana

La plataforma deltana es un proyecto de gas libre ubicado en la fachada atlántica. Este proyecto consta de cinco bloques, de los cuales hay tres yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago: el Bloque 1 está en el campo Dorado-Kapok; el Bloque 2, en Loran-Manatee; y el Bloque 4, en Cocuina-Manakin. A la fecha, ningún bloque ha entrado en producción.

Para el desarrollo de estos campos se requiere la unificación de los yacimientos y delimitar cuántas reservas le pertenecen a cada país. Cuando en 2004 se entregaron esas licencias a empresas privadas, el objetivo era enviar ese gas hacia Güiría a través de un gasoducto submarino de más de 200 km de longitud.

Figura 9. Mapa de ubicación de proyectos de la plataforma deltana.



Fuente: PDVSA.

Al cancelarse el proyecto de exportación de gas natural licuado en Güiría, las licenciatarias no han tenido más opción que buscar evacuar ese gas hacia la vecina isla de Trinidad y Tobago, la cual mantiene capacidad de procesamiento y demanda insatisfecha. Los proyectos previstos, si se desarrollan, iniciarán operaciones hacia el año 2024.

3. Mariscal Sucre

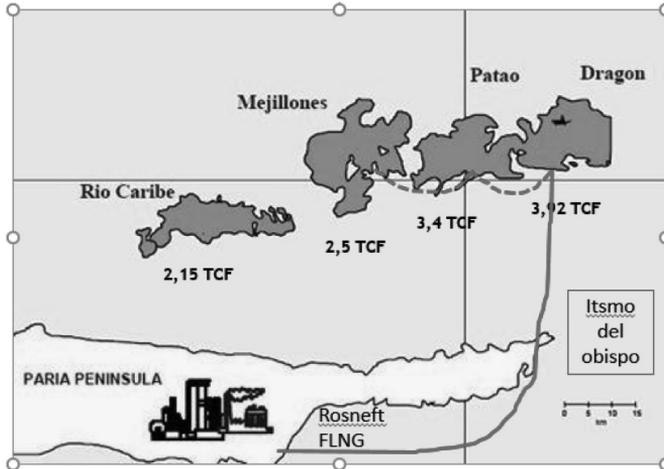
El proyecto mariscal Sucre, antiguamente llamado Cristóbal Colón, está compuesto por cuatro importantes bloques de gas libre: Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe.

El campo Dragón hace frontera marítima con Trinidad y Tobago. A escasos 17 km se encuentra un campo de gas llamado Hibiscus, hoy operado por Shell Trinidad y Tobago. En el campo Dragón PDVSA ha hecho las inversiones necesarias para su desarrollo. En Dragón es donde PDVSA ha adquirido el poco *know how* que posee en explotación costa afuera, sin embargo, a un costo muy elevado. Lamentablemente, aún no aparece la primera molécula de gas.

Este proyecto ha sido el que más ha costado impulsar en el país. Esto, debido a las señales cruzadas que se han enviado a lo largo de treinta años. La discusión sobre si ese gas debería ser exportado o no, ha sido el punto más álgido. Adicionalmente,

hay que entender que ese gas es más costoso de producir que el gas en tierra. Estamos hablando de unos costos entre 3,5 \$/MMBTU y 4,5 \$/MMBTU. Esto significa que estos proyectos serán rentables si sus productos se venden en mercados *premium*, no en el mercado interno venezolano que solo paga en moneda local.

Figura 10. Mapa de ubicación del proyecto mariscal Sucre.



Fuente: PDVSA.

Además del asunto de los precios, muchos expertos en el sector, e incluso personas dentro de la industria, consideran que ese gas es vital para compensar el déficit de gas en el país que existe ya hoy en día. El problema es que ese gas debe recorrer largas distancias desde el campo Dragón, hasta Güiría en una tubería submarina y de ahí entrar al gasoducto Sinorgas y recorrer más de 500 km antes de llegar a centros de consumo como Puerto La Cruz o el Complejo de Jose. Ese transporte hace aún más costoso el gas en el *city gate* o puerta de entrada de un consumidor industrial.

Hoy en día, el Ministerio de Petróleo ha otorgado licencia de exportar todo ese gas a Trinidad y Tobago vía gas natural licuado flotante en el caso de los campos Patao y Mejillones, proyectos liderado por Rosneft.

Ante esa realidad, ese costoso gasoducto de más de 470 km y con un costo de 2.600 millones de dólares quedará parcialmente vacío como otro elefante blanco.

Comentarios finales

Venezuela tiene la opción de convertirse en un *hub* del gas en la parte norte de Sudamérica. Puede exportar gas a los vecinos y a las islas del Caribe. Sin embargo, no puede ser la única opción para monetizar las reservas de gas en el país.

El Ministerio de Petróleo, órgano de planificación en asuntos de gas natural, debe velar por cerrar el déficit de gas en el país. Para resolver el problema de gas que se presentará en la próxima década, se tiene que empezar a planificar hoy.

Hace veinte años se vio venir la declinación en el lago de Maracaibo, y para eso se construyeron gasoductos para traer el gas del oriente venezolano y de Colombia. Hoy en día, cuando ya tenemos un déficit grave de gas y protestas por falta de bombonas de gas, no puede ser que la única solución que se esté dando al incentivo del negocio del gas natural sea su exportación.

Hay un serio problema de precios en el mercado interno. Las reservas de gas en el eje llanero, y en el Bloque E en el sur del lago de Maracaibo, entre otras, parecen estar condenadas a quedarse bajo tierra si no hay señales de precios.

Urge una reforma energética profunda, pero hay, primero, que hacer rentable el negocio del gas. Como vimos, la clave es que se remunere la molécula de manera inteligente. No puede ser que el precio del gas deba ser publicado en *Gaceta Oficial* y no se haya revisado desde 2006, al igual que las tarifas de transporte. Esto debe ser algo dinámico y manejado por privados.

Vendrán años de reconstrucción del país, se necesitará mucho gas para todas las empresas de Guayana que hoy en día están con consumos mínimos. Hay que prever gas para esas plantas eléctricas que están detenidas por falta de mantenimiento. Las petroquímicas El Tablazo y Morón están por debajo de sus capacidades de consumo debido a la falta de gas.

Hay que ir a una masificación de la red de gas metano en las principales ciudades. Hay que llevar el gas metano a los estados andinos que son los que más sufren la escasez. De esta manera, se libera propano y puede ser destinado a usos petroquímicos donde generan mayor valor agregado.

La reconstrucción de las instituciones es fundamental. El ente regulador debe ser reconstruido con sus objetivos iniciales siendo autónomo del partido y del grupo de poder de turno. Esto generará confianza en los inversionistas.

De las cosas más difíciles en el negocio del gas está la de tener la suficiente demanda para que un proyecto sea viable, tener el mercado. Venezuela tiene un gran mercado, solo le falta el precio justo para que ese recurso se convierta en una verdadera reserva monetizable.

CAMBIOS INSTITUCIONALES QUE DESMANTELARON Y DESTRUYERON LA ESTATAL PDVSA

5

DIEGO J. GONZÁLEZ C.

Antecedentes

1. Una pequeña historia

Todo comenzó con la tergiversación histórica del decreto del Libertador Simón Bolívar firmado en Quito el 24 de octubre de 1829, en el cual en su artículo 1.º se lee textualmente:

Conforme a las leyes, las minas de cualquiera clase corresponden a la República, *cuyo gobierno las concede en propiedad y posesión a los ciudadanos que las pidan*, bajo las condiciones expresadas en las leyes y ordenanzas de minas, y con las demás que contiene este decreto.

La tergiversación ocurrió porque al decreto le fue eliminado lo que señalo en cursivas: Bolívar ordenaba que las minas debían ser concedidas en propiedad a los ciudadanos que las solicitaran. Resulta que los factores de poder y nuestras clases políticas se sintieron cómodos transcribiendo solamente la primera parte del artículo 1.º del famoso decreto, y así aparece hoy en la Constitución de la República (artículo 12.º), en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999) y en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2001-2006): «Las minas de cualquier clase (léase hoy los yacimientos de hidrocarburos) pertenecen a la República». Por lo demás, el decreto fue derogado en el Código de Minas de 1854, bajo la presidencia de José Gregorio Monagas.

El distinguido venezolano Rómulo Betancourt, en su «Plan de Barranquilla» (1931), ya se refería a

(...) la penetración capitalista extranjera... La Standard Oil, la Royal Dutch, el Royal Bank, cuatro o cinco compañías más con capitales integrados en su totalidad en dólares o libras esterlinas, controlan casi toda la economía nacional (...) En consecuencia, la lucha en nuestro pueblo (...) por la defensa de la autonomía económica y para la protección de las clases productoras plantea de una vez la cuestión de defensa nacional de la penetración capitalista extranjera (...) Programa: V. Inmediata expedición de decretos protegiendo las clases productoras de la tiranía capitalista.¹

1 Caballero, M. (2004): *Rómulo Betancourt, político de nación*. Caracas: Alfadil Ediciones, p. 101.

Luis Vallenilla (1973) relata que:

(...) Con muy contadas excepciones, como la Petrolia del Táchira, la acción de los venezolanos del sector privado se ha limitado pues, en lo que va del siglo (o sea durante todo el período que lleva establecida la industria petrolera en nuestro país), al comercio, por parte de algunos, de las concesiones y, posteriormente, a la prestación de servicios a las empresas concesionarias (...). Desde el comienzo de la explotación petrolera en Venezuela los venezolanos beneficiarios de las concesiones celebraron sus respectivos contratos con la abierta finalidad –a juzgar por los hechos– de traspasar los derechos de exploración y explotación a empresas extranjeras.²

Rómulo Betancourt (FCE-1956) los llamaría «presta-nombres».

Escribimos en el libro de la Fundación Venezuela Positiva: *Nuevas ideas para viejos problemas*:

(...) la mayoría de las ideas viejas que están presentes en la industria del petróleo de Venezuela están allí porque se convirtieron en paradigmas. Y estos paradigmas fueron creados esencialmente por el pensamiento y las propuestas de importantes y destacados venezolanos como Alberto Adriani (1898-1936), Arturo Uslar Pietri (1906-2001) y Rómulo Betancourt (1908-1981). Adriani afirmaba que la explotación petrolera como toda mina era una riqueza efímera; Uslar asoció el petróleo a una fuente de corrupción de los gobiernos que administraran su renta; y Betancourt relacionó el petróleo a industria extranjera y a dominación imperialista (...) Entre los paradigmas que se han incrustado en el pensamiento venezolano en materia petrolera se encuentran algunos centrales: el petróleo es del Estado; el petróleo es estratégico para Venezuela; el petróleo es soberanía; el petróleo es independencia; las reservas son finitas y escasas; hay que conservar el petróleo; PDVSA es una industria básica; y así podríamos continuar enumerando paradigmas que están alojados en los factores de poder, en las élites políticas, en la academia y, en general, en todo el pueblo venezolano.³

Hoy podríamos incluir también el paradigma de que el petróleo es de «interés social».

El pensamiento de estos grandes venezolanos, y con ello los paradigmas que crearon, están recogidos en el excelente libro de otro gran venezolano, no menos importante que los antes mencionados, Juan Pablo Pérez Alfonzo: *El pentágono petrolero*. Este libro fue publicado en inglés por la OPEP en diciembre de 2003 como un homenaje al centenario del nacimiento de Pérez Alfonzo (13/12/1903 – 03/12/1979).

El pentágono petrolero recoge los cinco puntos paradigmáticos que han sido los pilares de las políticas petroleras de todos los gobiernos democráticos, desde el trienio

2 Vallenilla, L. (1975): *Petróleo venezolano: auge, declinación y porvenir*. Caracas: Monte Ávila Editores.

3 González, D.: «La OPEP» en Fundación Venezuela Positiva (2013): *Nuevas ideas para viejos problemas*. Caracas: Editorial Arte, p. 214.

1945-1948, pasando por el período 1958-1998, hasta el régimen que se inició en 1999 hasta la fecha, incluso este último lanzó en 2005 su plan petrolero llamándolo Plan Siembra Petrolera (Arturo Uslar Pietri *dixit*). Los cinco puntos del pentágono se referían a: 1) Participación razonable del Estado venezolano en las ganancias de las petroleras, lo que dio origen al famoso *fifty-fifty*; las ganancias debían ser iguales para la compañía privada y para el Estado; 2) Creación de la Comisión Coordinadora para la Conservación y el Comercio de los Hidrocarburos. Oficina ministerial creada en 1959 para la defensa de los precios y controlar la producción de las empresas y sus operaciones en general (cerrada a raíz de la formación de PDVSA); 3) Creación de la empresa estatal Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) en 1960, para que el Estado adquiriera conocimientos de toda la cadena de valor del negocio petrolero y, finalmente, para que esta tomara las riendas de la industria nacionalizada; 4) Política de no más concesiones. Establecida a partir de 1960 y reemplazada por la figura de los *contratos de servicio* desde 1967, coordinados por la CVP; y 5) Creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

En 1958 las nuevas inversiones en activos fijos totalizaron 1.788 millones de bolívares (533,7 millones de dólares), y para 1967 fueron apenas de 647 millones de bolívares (143,8 millones de dólares). En términos de reservas, las nuevas reservas petroleras incorporadas, debido a la desinversión, bajaron de 2.139 millones de barriles en 1958 a apenas 559 millones de barriles en 1969, y lo demuestra que los descubrimientos de reservas por la actividad exploratoria pasaron de 857 millones de barriles en 1958 a apenas 37 millones de barriles en 1969; cualquier aumento ocurría por la figura de las revisiones, es decir, sin actividades de exploración. En términos de la calidad de las reservas de petróleo, las de los mejores crudos, mayores de 25 grados API, pasaron de 9.397 millones de barriles en 1960 a 5.727 millones de barriles en 1974. Y respecto a la calidad de la producción, la producción de los mejores crudos cayó de 692 millones de barriles anuales en 1960 a 573 millones de barriles anuales en 1974.

Estas medidas, en especial la de no más concesiones, produjeron que las transnacionales dejaran de invertir con prioridad en las áreas de exploración, investigación y adiestramiento, y se comenzaron a descapitalizar, manteniendo solo lo mínimo necesario, incluso desmantelaron algunos campamentos petroleros, y trataron de producir al máximo. Se alcanzó la máxima producción en 1970 con 3.708.000 b/d, jamás alcanzada después; de este récord, 3.000.000 b/d provenían de la cuenca de Maracaibo, donde se habían otorgado las últimas concesiones.

El país político no se dio cuenta de que en el mundo estaban ocurriendo muchas cosas. El desarrollo acelerado de la explotación petrolera en Alaska, el golfo

de México, el mar del Norte y África, lo que traía como consecuencia que el petróleo venezolano comenzara a ser desplazado en muchos mercados, ello paralelo al crecimiento de las flotas de supertanqueros, lo cual abarataba los costos y reducía las ventajas de Venezuela en sus mercados tradicionales. Así, el país no supo reaccionar a la baja de los precios, los cuales cayeron de 2,50 \$/barril en 1958 a 1,81 \$/barril en 1969.

La puntilla la produjo el movimiento nacionalizador petrolero que corría por todos los países productores miembros de la OPEP. Primero se promulgó la Ley de Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos, el 30 de julio de 1971, concesiones que se comenzarían a revertir en 1975, pero el grueso ocurriría en 1984, y que aceleró el proceso de nacionalización. El 16 de mayo de 1974 el presidente Carlos Andrés Pérez instaló la Comisión Presidencial de Reversión Petrolera, cuyo trabajo resultaría en la Ley de Nacionalización en agosto de 1975, para hacerse efectiva a partir del 1.º de enero de 1976.

Antes, en 1964, por decreto se reservó a la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) parte del mercado interno de los combustibles, y el Ministerio de Minas e Hidrocarburos de la época fijaba el número de establecimientos que podían operar y las cuotas de distribución que tendrían, entre otros controles, todo, porque el mercado interno era un «servicio público» y se cumplía con una función social (decisión de la Consultoría Jurídica del ministerio para defender el decreto). Para la fecha de la «nacionalización» la CVP tenía 63% del mercado interno.

En 1967 se reforma la Ley de Hidrocarburos para incorporar los institutos autónomos (la CVP) y las empresas propiedad del Estado, para promover empresas mixtas con la participación del Estado y para celebrar convenios (las asignaciones y los contratos de servicios). Se oficializaba el Estado empresario en la industria petrolera. Se otorgaron apenas cinco contratos de servicio en 1971 de once ofertas, proceso en el que participaron dieciocho compañías.

Siguiendo el transcurso de la nacionalización, el 26 de agosto de 1971 se promulgó la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural. Se establece que las concesionarias deben entregarle a la nación, sin costo alguno, el gas no utilizado en sus operaciones.

El asunto del personal es interesante. Las ideas nacionalizadoras produjeron reducción de empleo en las empresas que operaban en el país. En 1919 había en la industria petrolera apenas 854 trabajadores, pero ya para 1948 se alcanzó la cifra tope de empleo en la industria petrolera con 55.170 trabajadores. Y para el comienzo de las discusiones de nacionalización en 1974 la nómina era de apenas 22.039

trabajadores, de los cuales 11.915 eran empleados y 10.120 eran obreros; y de ese total de trabajadores solo 676 eran extranjeros y 21.363 eran nacionales.

Sobre la participación del empresario venezolano en los asuntos de la industria petrolera, la opinión de Luis Vallenilla es fuerte. Menciona que Fedecámaras mantuvo en los años recientes una actitud bastante pasiva en lo que se refiere a este aspecto vital de la economía nacional y hace referencia a una importante publicación de esa federación de 1973, sobre su doctrina: «(...) de las 142 páginas del informe solo dedica 3 a 'Política Petrolera'»,⁴

La industria petrolera venezolana se estatiza legalmente a partir del 29 de agosto 1975, efectiva el 1.º de enero de 1976.

2. Por qué se llegó a la situación actual de ingobernabilidad

Todo comienza con el proceso de estatización. Para el momento de la nacionalización existían catorce empresas: Amoco, Chevron, Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), Creole, Las Mercedes, Mene Grande, Mito Juan, Mobil, Phillips, Shell, Sinclair, Talon, Texaco y Ven Sun. El 1.º de enero de 1976 estas empresas se llamarán: Amoven, Boscanven, CVP, Lagoven, Guariven, Meneven, Vistaven, Llanoven, Roqueven, Maraven, Bariven, Taloven, Deltaven y Palmaven. En 1977 va a ocurrir una primera coordinación de filiales. Doce de las catorce filiales pasan a ser coordinadas por cinco filiales: Llanoven coordina Bariven; la CVP coordina Boscanven; Meneven coordina Guariven, Taloven y Vistaven; Lagoven coordina Amoven; y Maraven coordina Roqueven; Deltaven y Palmaven no fueron coordinadas. En el segundo proceso coordinador, también en 1977, Llanoven pasa a coordinar Palmaven, y la CVP pasa a coordinar Deltaven, las otras tres quedan iguales (Lagoven, Maraven y Meneven). En 1978 quedarían solo cuatro filiales: la nueva Corpoven (integró a la CVP y a Llanoven), Lagoven, Maraven y Meneven. Finalmente, a partir de 1986 existirían tres filiales: Corpoven (integró a Meneven), Lagoven y Maraven.

La cultura corporativa que trató de desarrollarse en PDVSA tenía la marca de las culturas de las catorce concesionarias que existieron hasta el 31 de diciembre de 1975. Diez norteamericanas, una europea y tres venezolanas. La cultura organizativa de cada una siempre dificultó los procesos de integración.

Este tortuoso proceso de integración incluyó no solo traspaso de personal, sino de campos y de oficinas. Pueden imaginarse la mezcla de culturas, costumbres y hábitos, cosa nada fácil. Recuerdo que en el último proceso integrador, cuando en

4 Vallenilla, L. (1975): *Petróleo venezolano: auge..., op. cit.*

Maraven integramos a Roqueven y los campos y edificios de Corpoven en occidente pasaron a Maraven, en las oficinas de los empleados de estas dos filiales todavía se veían mapas, libros y carpetas de las transnacionales Chevron, Texaco, Phillips y Ven Sun, así en las áreas operacionales todavía se veían estaciones, tanques y pozos con los colores y nombres de las transnacionales. Allí se tomó la decisión de desarrollo organizacional de «borrar» todo vestigio de la historia anterior, bajo la consigna «Maraven somos todos»; no fue fácil.

3. Lo bueno y lo malo entre 1976 y 1998

La nacionalización de la industria petrolera nacional, decretada en 1975 y puesta en práctica a partir de 1976, más bien estatización, porque «nacionalizó» empresas venezolanas que actuaban en el sector energético, como Mito Juan, Talon y Petrolera Las Mercedes, fue algo traumática. De entrada se reconoció que era un acto político, influido por las nacionalizaciones en los diferentes países que conformaban la OPEP. En la discusión, se comienza con la decisión del Estado venezolano de adelantar el proceso de reversión petrolera, que debería comenzar a ocurrir en 1983. Las principales señales fueron el cambio de la Ley de Impuesto sobre la Renta (1970),^{5 6} la nacionalización de la industria del gas natural (1971) y la nacionalización del mercado interno de los hidrocarburos (1971); la creación de la Dirección de Bienes Afectos a Reversión (1971) concretó lo que iba a ocurrir en la industria petrolera nacional en los años por venir.⁷ Después, como se dijo antes, el presidente Carlos Andrés Pérez designó la Comisión de Reversión (1974) para materializar el proceso «nacionalizador».⁸

La Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP), adelantándose a lo que estaba por venir, realizó el foro sobre Reversión de las Concesiones Petroleras en 1969, en la sede del Colegio de Ingenieros de Venezuela, con la participación del Dr. Juan Pablo Pérez Alfonzo, entonces ministro de minas e hidrocarburos, y otras personalidades como Arévalo Guzmán Reyes, Alberto Quirós Corradi, Gustavo Coronel, Humberto Peñaloza, José Giacopini Zárraga, Guillermo Rodríguez Eraso, José Antonio Gil Yépez y Aníbal Martínez, donde se discutieron asuntos de suma

5 Vallenilla, L. (1975): *Petróleo venezolano: auge... op. cit.*

6 Ministerio de Minas e Hidrocarburos (1972): *Leyes*. Caracas: Imprenta Nacional.

7 Parra Luzardo, G. (1995): *De la nacionalización a la apertura petrolera, derrumbe de una esperanza*. Maracaibo: Universidad del Zulia, Vicerrectorado Académico, Centro Experimental de Estudios Latinoamericanos.

8 Rodríguez Gallad, I. y Yánez, F. (1977): *Cronología ideológica de la nacionalización petrolera en Venezuela*. Caracas: UCV, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales. foramiento de los crudos de la Fcionalizaci

importancia que surgirían de nuevo en las discusiones en el Congreso Nacional para aprobar la Ley de Nacionalización.⁹

A raíz de este proceso «nacionalizador» las actividades «aguas arriba» de la industria petrolera nacional quedaron reservadas al Estado (Ley Orgánica de Hidrocarburos 2001/2006), con excepción de las actividades para explorar y explotar gas libre (Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de 1999). Las actividades «aguas abajo» sí pueden ser realizadas por los particulares con o sin la participación del Estado, pero obedeciendo a determinadas reglas.

El proceso nacionalizador, como vimos, fue traumático. Económicamente no había motivos, porque para la fecha de la nacionalización los ingresos totales a precios de realización fueron de 37.966 millones de bolívares y la participación fiscal era de 29.858 millones de bolívares (78,6% del total de ingresos). Así, el Estado estaba recibiendo 75,9 % de los ingresos fiscales provenientes del petróleo (31.795 millones de bolívares de 41.898 millones de bolívares). Los ingresos de divisas al Banco Central fueron de 8.548 millones de dólares, de un total de 9.779 millones de dólares, provenientes de una producción de petróleo y otros hidrocarburos de 2.422.000 b/d, y unas exportaciones totales de 2.086.000 b/d entre petróleo y productos.¹⁰

En la publicación de la Fundación Venezuela Positiva de 2006: *Cuando el Estado empobrece a la nación* escribí el ensayo: «Cómo el Estado empobreció a PDVSA» donde dejo claro que Adam Smith, mejor conocido como el fundador de la economía moderna, en 1776 se refirió a los Estados propios y a los Estados impropios. Los primeros buscaban el mayor grado de bienestar y paz para sus ciudadanos, creaban todas las condiciones para que estos tuvieran las oportunidades de prosperar y moverse hacia la modernidad y tenían acceso a la explotación y aprovechamiento de los recursos naturales y no naturales de la nación. En Venezuela estas ideas fueron recogidas por Alberto Quirós Corradi desde 1980, quien habló con claridad del Estado eficiente y del petro-Estado y, más recientemente, por José Luis Cordeiro en su libro *El gran tabú venezolano* (1997) y por Asdrúbal Baptista en su trabajo *El relevo del capitalismo rentístico. Hacia un nuevo balance de poder* (2004). Por su parte, los Estados impropios se caracterizan por interponerse entre la sociedad y los recursos de la República confiscando la propiedad y explotación de aquellos, dejándole migajas al ciudadano. El Estado propio es pequeño pero fuerte y vive de

9 Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP) (1969): foro sobre Reversión de las Concesiones Petroleras. Caracas.

10 Ministerio de Energía y Minas (1976): Informe Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE). Caracas.

la sociedad, a través de los impuestos de los ciudadanos. En el Estado impropio, al contrario, los ciudadanos viven del Estado, a través del «familismo» y la corrupción.

Hernando de Soto, en su excelente trabajo *El misterio del capital. Por qué el capitalismo triunfa en occidente y fracasa en el resto del mundo* (2004), ubica la clave de la riqueza de las naciones en la propiedad privada y su uso para generar riqueza, condición característica de los Estados propios. El profesor André-Noël Roth Deubel en su libro *Políticas públicas* (2003) escribe que fue a partir de los años sesenta del siglo XX, en Estados Unidos, que los científicos sociales, politólogos, sociólogos y economistas se interesaron por el estudio de la acción política. La ciencia política instituyó este rol de los Estados y sus Gobiernos creando el concepto de las políticas públicas de Estado. Que no son más que el amplio sentido de dirección que imprime el Gobierno encargado de regir el Estado para que la sociedad se mueva hacia la modernidad y el progreso. Esas políticas por supuesto positivas, porque existen las negativas características de los Estados impropios, se plasmarán en las respectivas leyes, reglamentos y decretos que servirán para darle el carácter legal a las mismas, para que estén inscritas en el Estado de derecho (las reglas claras).

Esas políticas deben poder perdurar en el tiempo; de lo contrario se corre el riesgo de que se conviertan en las políticas del Gobierno de turno, con el riesgo seguro de que el Ejecutivo que lo suceda las cambiará, en detrimento del progreso del país. En el caso de Venezuela, donde más de 90% de sus divisas y 9% de los ingresos fiscales (presupuesto 2018) proviene de la explotación de los hidrocarburos, lo cual no se vislumbra que cambiará en el mediano plazo, la nación y el Estado venezolano deben apuntar al desarrollo de las necesarias políticas públicas de Estado en materia de hidrocarburos, para garantizar su aprovechamiento como palanca de desarrollo de otro tipo de economía. Será la única forma de disponer de las importantes reservas de dichos hidrocarburos, que seguirán siendo de interés para toda la comunidad mundial en los próximos años, independientemente del desarrollo de las nuevas energías, que cada vez tienen más presencia. ¿Podrá Petróleos de Venezuela S. A. y la industria de los hidrocarburos en general llegar a ser la industria del Estado propio deseable? Deseo aclarar que en este trabajo no discutiré las bondades de una empresa petrolera estatal, o la conveniencia de que no haya alguna del Estado después de todo. Aunque estoy de acuerdo con lo último (recordando a Hernando de Soto), eso será tema para otro ensayo.

4. Cómo la democracia entregó a PDVSA en bandeja de plata

a. La estructura de poder en la industria petrolera

La industria petrolera venezolana, desde su nacimiento, ha estado signada por una serie de mitos y paradigmas que no han permitido que se desarrolle plenamente para beneficio de todos los venezolanos. Así, quienes han tomado la decisión de los nombramientos de sus autoridades, sin excepción, desde el nombramiento de su primer presidente, Rafael Alfonzo Ravard, hasta el presidente actual, el general Manuel Quevedo, parecen no haber pensado en la empresa, sus accionistas y los ciudadanos. La razón es sencilla: obedecían a las directrices de un Estado impropio. Tales nombramientos, sin excepción, generaron roces y sinsabores en los altos niveles directivos y de gerencia de la corporación al comienzo y, al final hasta en las nóminas inferiores. Esta situación también tuvo eco en el plantel de directivos del hacedor de políticas en materia de petróleo, el entonces Ministerio de Energía y Petróleo. Guillermo Rodríguez Eraso, expresidente de Lagoven, con la caballerosidad que siempre lo caracterizó, resumiendo lo ocurrido habló de la salida de valioso capital humano que no se sentía cómodo dentro de la nueva organización (lo cual era más válido a partir de 1999, pero también ocurrió desde 1976).

La cultura corporativa que trató de desarrollarse en PDVSA tenía la marca de las culturas de las veintitrés concesionarias que existieron hasta el 31 de diciembre de 1975. Diecinueve de origen norteamericano, una europea y tres venezolanas. La cultura organizativa de cada una siempre dificultó los procesos de integración. Por ejemplo, en el oriente venezolano existían «los meneveneros», «los Mobil-Texaco» y «los Corporación Venezolana del Petróleo». Había filiales donde no se leían algunos periódicos de circulación nacional. Otras filiales decían que hacia fuera no se hablaba nada. Las relaciones con el entorno también identificaban a las filiales: Maraven y Meneven tenían territorios, mientras que Lagoven en el occidente del país nunca salió del lago de Maracaibo. Una frase curiosa se escuchaba en algunos predios: «No le tiren piedras al perro que está durmiendo». La casa matriz nace dirigida mayormente por operadores en el más amplio sentido de la palabra, excelentes profesionales, formados en el día a día de las cifras operacionales. Era común que quisieran ver los registros eléctricos de los pozos perforados que se iban a completar, así como las cifras diarias de producción y el estado mecánico de las plantas.

En esos primeros años los altos representantes del entonces Ministerio de Energía y Minas (MEM) no reconocían a la nueva estatal petrolera, porque su relación era con las catorce filiales que se crearon (las trece VEN y la CVP). En 1978,

con la llegada del geólogo Humberto Calderón Berti como ministro, se propuso internamente que era lógico que el personal del despacho de energía disfrutara de los recursos técnicos y remunerativos que estaban gozando los profesionales de las filiales y de PDVSA. Nombró una comisión formada por los directores, inspectores técnicos y jefes de zona del MEM para que le entregaran un informe al respecto, y el resultado fue que los miembros de la comisión prefirieron continuar como estaban. Posterior a ese ejercicio, comenzó la fuga de talentos del ministerio para PDVSA y sus filiales, en un sálvese quien pueda. Primero fueron varios ingenieros de primera línea, jefes de departamento, de división y de zona y, al final, estaban migrando a PDVSA el propio ministro (1983) y directores como Enrique Daboín (1983) y Arévalo Guzmán Reyes (1984) a las más altas posiciones en la estatal.

A partir de agosto de 1979, comienza PDVSA a trabajar completamente bajo los lineamientos del MEM, con los cuales producía las guías corporativas que iban a ser el insumo para que las filiales prepararan sus programas de inversiones y gastos. En ese mismo año, se redujo el período del presidente y demás miembros de la junta directiva de PDVSA de cuatro a dos años. También a partir de esa fecha era la Asamblea de Accionistas la que aprobaba los presupuestos consolidados de inversiones y operaciones de la estatal. En marzo de 1982, Venezuela aceptaba el sistema de cuotas de producción de la OPEP. En septiembre de 1983, el Gobierno nacional le ordena a PDVSA depositar en el Banco Central las reservas en dólares que mantenía en el exterior. Humberto Calderón Berti había sido nombrado presidente de PDVSA en septiembre de 1983 y fue reemplazado inmediatamente que resultó presidente Jaime Lusinchi en 1984, quien nombró al geólogo Brígido Natera como nuevo presidente de la estatal petrolera.

Natera estaría en esa posición hasta 1986, cuando se jubila de PDVSA y fue reemplazado por el también geólogo Juan Chacín Guzmán, muy cerca familiarmente de Lusinchi, quien estuvo en ese cargo hasta marzo de 1990, cuando el nuevo presidente Carlos Andrés Pérez (CAP) nombra al abogado y empresario Andrés Sosa Pietri, quien fue reemplazado a partir del 30 de marzo de 1992 por otro empresario, Gustavo Roosen, durante el mismo Gobierno de CAP. Sale Andrés Sosa Pietri por roces con el ministro Celestino Armas y con el partido Acción Democrática.¹¹ Al llegar Rafael Caldera a su segunda presidencia en 1994, nombra al exitoso ingeniero petrolero Luis Giusti López, quien estaría en el cargo hasta diciembre de 1998. Renunció antes de que lo removiera Hugo Rafael Chávez Frías. Siete presidentes en veintitrés años, para luego tener nueve más en los siguientes diecinueve años.

11 Sosa Pietri, A. (1993): *Petróleo y poder*. Caracas: Editorial Planeta Venezolana, S. A.

b. Desde la estatización de la industria

Profesionales del más alto nivel dentro de PDVSA, como Gustavo Coronel (director en la primera Junta Directiva de PDVSA 1975-1979), Alberto Quirós Corradi (presidente de Maraven y Lagoven) y Guillermo Rodríguez Eraso (presidente de Lagoven) tuvieron que renunciar ante esta serie de nombramientos. Luego, entre 1999 y 2002, salieron más de ciento veinte directores y altos gerentes; unos solicitaron sus jubilaciones y la mayoría aceptó un bono extraordinario en dinero para renunciar, conocido como *la cajita feliz*. Cuenta Alberto Quirós Corradi que, paralelo al nombramiento de Humberto Calderón Berti, a él se le ofreció la Vicepresidencia de PDVSA. Se la propusieron el propio Calderón y el presidente Luis Herrera, la cual rechazó según sus palabras: «Había un acuerdo entre los presidentes de todas las filiales de no aceptar la vicepresidencia de la estatal si nombraban presidente a Calderón como una manera de protestar silenciosamente su presencia en PDVSA y no crear una crisis institucional».

Despedido Calderón, Lusinchi había ofrecido nombrar como presidente de PDVSA a un petrolero activo. Alberto Quirós Corradi sentenció entonces: «Para nadie era un secreto que yo aspiraba a la posición y que me consideraba el más apto para desempeñarla». No fue nombrado Alberto Quirós Corradi y se violó por primera vez la norma del tiempo de permanencia del presidente de PDVSA, y así continuarían las cosas. Llega 1998 y Alberto Quirós Corradi escribe: «Vienen tiempos difíciles para la gerencia de PDVSA. Un candidato presidencial ha dicho públicamente que destituirá sumariamente a la Junta Directiva de PDVSA al llegar al poder». E inmediatamente Alberto Quirós Corradi recomienda:

Demuestren espíritu de cuerpo. Es hora que den una demostración de unidad y si en febrero, le destituyen a su Junta Directiva por una bravuconería política (...) váyanse por lo menos los 120 Gerentes de más alto nivel. La vida tiene ingredientes más importantes que el hecho rutinario de cobrar un sueldo quincenal. Se lo dice alguien que ya se fue.

Durante los Gobiernos de Lusinchi y de Carlos Andrés Pérez II se agudizaron los problemas internos. Con respecto a los roles del MEM y de la casa matriz, tuvo el presidente de la República de turno que enviar memorandos para paliar los problemas, así mismo para el tratamiento de los empleados del MEM que habían pasado a PDVSA, en especial, en lo relacionado con sus jubilaciones.

Es fundamental dejar por escrito cuánto tiempo le correspondió en el cargo a cada presidente de PDVSA. En el cuadro 1 queda claro que fue Alfonso Ravard quien estaría más tiempo en su posición, antes de renunciar, seguido de Rafael Ramírez y Juan Chacín y Luis Giusti. Los demás duraron dos (2) años o menos.

Cuadro 1. Presidentes de PDVSA.

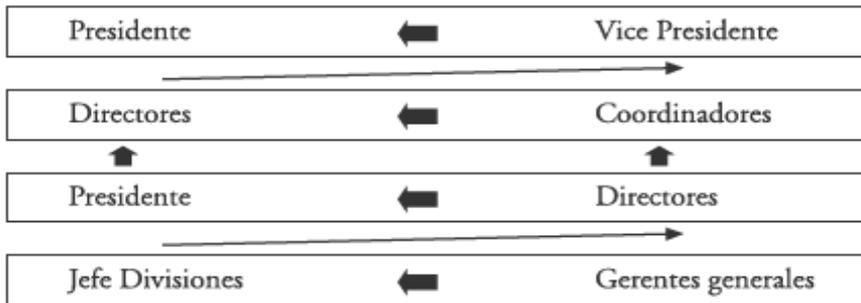
Rafael Alfonso Ravard	enero de 1976 – marzo de 1983
Humberto Calderón Berti	marzo de 1983 – febrero de 1984
Brígido Natera	febrero de 1984 – octubre de 1986
Juan Chacín Guzmán	octubre de 1986 – marzo de 1990
Andrés Sosa Pietri	marzo de 1990 – marzo de 1992
Gustavo Roosen P.	marzo de 1992 – marzo de 1994
Luis Giusti López	marzo de 1994 – febrero de 1999
Roberto Mandini	febrero de 1999 – agosto de 1999
Héctor Ciavaldini	agosto de 1999 – octubre de 2000
Guaicaipuro Lameda Montero	octubre de 2000 – febrero de 2002
Gastón Parra Luzardo	febrero de 2002 – abril de 2002
Alí Rodríguez Araque	abril de 2002 – octubre de 2004
Rafael Ramírez Carreño	noviembre de 2004 – septiembre de 2014
Eulogio Del Pino	septiembre de 2014 – agosto de 2017
Nelson Martínez	agosto de 2017 – noviembre de 2017
Manuel Quevedo	noviembre 2017 –

c. Nuevas complicaciones

Paralelo a los inconvenientes que surgían con el nombramiento de los diferentes presidentes de la estatal, otras complicaciones se presentaban con el nombramiento del equipo de directores que iban a acompañar a cada presidente. Al comienzo, el directorio estuvo formado por una mayoría de directores provenientes de las diferentes filiales, uno que otro director externo y siempre un director representante del sector sindical. Al principio, los nombramientos producían movimientos lógicos entre las filiales, pero llegó un momento en que los nombrados no eran los del mayor rango para pasar a formar parte de la directiva de la corporación; y luego se agudizó la situación cuando comenzó a aparecer personal en el directorio que había pertenecido a PDVSA y que estaba retirado; y lo más delicado, no había pertenecido a la nómina ejecutiva mientras estuvo en la filial en cuestión.

El asunto de la meritocracia no ha sido fácil de discutir y menos de implantar a través del tiempo. El modelo organizativo y de ascenso profesional ideal bajo este concepto debía seguir el patrón de meritocracia que se muestra en la figura 1.

Figura 1. Patrón de meritocracia.



Infografía del autor (presidentes de filiales y de PDVSA).

Los motivos por los cuales no podía cumplirse en todo momento fueron muchos, sin embargo, siempre se trataba de producir el menor inconveniente posible en la organización. La situación se hizo menos manejable cuando, por pretender promover a un ejecutivo a su grupo superior y no contar con la vacante en ese grupo dentro de su organización, era transferido al lugar menos esperado, incluso por la misma persona. No era el caso obvio para fines de desarrollo en posiciones no directivas, lo cual siempre fue justificable, y en esa situación lo recomendable era trasladarlo a posiciones donde no tuviera el rol de máxima dirección, con la cual no había tenido relación en su vida profesional, y en ocasiones ni su perfil personal encajaba donde había sido enviado. Esa situación produjo momentos incómodos en las filiales y organizaciones a donde llegaba el nuevo empleado. Tendría ese directorio que pasar bastante tiempo enterándose de cómo funcionaba la organización, a través de interminables ejercicios de inducción, que en muchas ocasiones no habían terminado cuando de nuevo era transferido.

Una cosa eran los deseos y otra las realidades. Otro grupo importante de profesionales de primera, los coordinadores de PDVSA, con idéntico o superior rango que muchos directores de PDVSA y de las filiales, estaban descontentos con lo que ocurría, ya que varios no fueron tomados en cuenta para ascender al directorio. Paralelamente, ya había roces entre los coordinadores y numerosos directivos de las filiales. Estos últimos tenían que pasar por el filtro de los coordinadores para llegar a la directiva de PDVSA. Los directores de las filiales tenían que presentar sus planes y programas de inversiones y gastos a los coordinadores, algunos de los cuales tenían menor jerarquía (grupo) que directores y gerentes de las filiales. Surgía una pregunta: si había un organismo llamado Remuneración y Desarrollo Ejecutivo (RYDE) para estudiar, manejar y hacer recomendaciones sobre todo lo

relacionado con los nombramientos y movimientos de las más altas posiciones de la corporación, ¿por qué llegaban al directorio de PDVSA y a algunas filiales gerentes que no eran de la nómina ejecutiva? La pregunta acerca de estos nombramientos por capricho la responde Alberto Quirós Corradi de la siguiente manera: «En Venezuela la mediocridad siempre ha tenido fuerza política pero, parafraseando a Orwell, hay mediocridades más mediocres que otras».

d. Estaban ocurriendo importantes cambios en la organización

Del modelo operativo se pasó al modelo administrativo, y de este al modelo planificador. La competencia entre las filiales ya no se basaba en quién operaba mejor, ni en quién administraba mejor los recursos, sino en quién recibía los mayores recursos para desarrollar sus propósitos. Los planificadores comenzaron a posicionarse. La tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN) de los proyectos se convirtieron en los marcadores de eficacia y eficiencia.

Se desarrolló un sistema computarizado para planificar el desarrollo de la base de recursos de PDVSA, conocido internamente como *El Búfalo*; este *software* decidía qué proyecto se aprobaba y cuál no. La estatización recibe a la industria con unos precios realmente altos (14,1 \$/barril) y esa tendencia continuaría hasta 1984 (25,42 \$/barril). A partir de allí, los precios llegarían a bajar hasta 9,38 \$/barril, al final del período de Luis Giusti. A falta de recursos económicos era lógico hacer rendir al máximo los pocos capitales disponibles y, paralelamente, aumentar la producción y desarrollar negocios como los de la apertura; y así ocurrió cuando sostenidamente cada directiva buscó nuevas formas de negocios. Fue también una época de producción controlada por las cuotas OPEP.

e. El Barquisimetazo

El 14 de julio 1997 ocurre el «Barquisimetazo», reunión realizada en la capital del estado Lara (Venezuela), donde se decidió la eliminación de las tres filiales operadoras (Corpoven, Lagoven y Maraven). Este fue un proceso escabroso. Antes, se le había solicitado a las filiales que formaran equipos para identificar qué era lo que sabía hacer cada una mejor. Las reuniones se realizaban en el Intevep (y esta filial las coordinaba). El informe final nunca fue presentado al *holding*. ¿Qué había resultado de ese ejercicio? Jamás se sabrá, sin embargo me atrevo a adivinar que los resultados muy probablemente fueron los siguientes: que Lagoven era la filial con más capacidades para ejercer las actividades de exploración, producción y refinación

y los servicios de apoyo directo a las operaciones (lo que la convertiría en la gran operadora); Corpoven resultaba la empresa ideal para manejar las actividades de procesamiento, transporte y distribución de gas natural y sus componentes, así como el mercadeo nacional de los productos derivados del petróleo y el gas (sería la empresa que manejaría el mercado interno); y Maraven debía manejar el comercio exterior del petróleo y sus derivados, la planificación, las finanzas y todo lo relacionado con los recursos humanos (la que le iba a decir a las otras dos filiales qué hacer, así como llevar adelante los negocios).

Era elemental que esos resultados no se elevarían a la directiva de la corporación, porque tendrían que tomar decisiones y las consecuencias iban a ser mucho más obvias. En Lagoven no creyeron lo que ocurriría y lo sabían de antemano. Se toma la decisión de ir a tres organizaciones que debían ser convertidas eventualmente en filiales, pero, para ello, había que cambiar los estatutos de PDVSA.

Se decía que PDVSA intervenía en los planes del Gobierno, en especial, en la formación de políticas del sector petrolero; sin embargo, ningún miembro activo de la directiva de la corporación llegó a formar parte de los altos niveles del Ministerio de Petróleo. La situación actual es que el presidente de PDVSA es el ministro.

Se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) en 1999, que parecía un buen indicador de que las cosas iban a cambiar, porque ya la industria del gas no estaba reservada al Estado (artículo 2.º). Dicha ley permitía que, bajo sencillos procedimientos administrativos, se pudieran obtener licencias y permisos para realizar las actividades contempladas en la ley para desarrollar la industria del gas. La felicidad duró poco porque dos años después (2001) se promulgaba la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), la cual echaba por tierra todos los deseos de la ley de gas. Así también, se eliminaron los convenios operativos para reactivar campos maduros, se crearon empresas mixtas con socios obligados (con la reforma de la LOH en 2006), se cambiaron las regalías y el ISLR y, eventualmente, se cambiarán las figuras de las empresas de ganancias compartidas, así como las asociaciones estratégicas que permitieron develar al mundo el potencial de los crudos del campo de la faja petrolífera del Orinoco.

Las motivaciones de la LOH eliminaron las de la LOHG: la filial PDVSA Gas se redujo a su mínima expresión; en las nuevas licencias para desarrollar las reservas de gas libre, el Estado tendría participación mayoritaria, y los nuevos complejos de procesamiento y licuefacción de gas serán realizados por la estatal con esfuerzo propio. En las actividades de transporte y distribución por regiones no participarían los particulares. El ente Enagas que creó la LOHG para promover el desarrollo de

la industria del gas, que eventualmente se podría convertir en un verdadero ente regulador, es hoy una oficina más del Ministerio de Petróleo.

Pequiven, S. A., filial de PDVSA, fue convertida en un instituto dependiente del recién creado Ministerio de Industrias Básicas y luego pasada nuevamente a PDVSA. En el mercado interno de gasolinas y lubricantes se eliminó el otorgamiento de permisos para las empresas internacionales. Se desmanteló el Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), el cual se dedicaba a la formación de los recursos humanos de la corporación. El instituto de investigación (Intevep) fue reducido a su mínima expresión. Se eliminaron otras filiales y a los edificios de PDVSA en el área metropolitana de Caracas, que alojaban los negocios fundamentales de la estatal (Chuoao, Los Chaguaramos, Chacao, Sucre, La Campiña Sur y Oeste, entre otros) se les dieron otros usos. Así se ha llegado a una industria petrolera desarticulada y completamente ingobernable. Todo no podía ser peor.

f. La gobernabilidad

Un aspecto para evitar que un *Estado* y su Gobierno empobrezcan a la *nación* es el que se refiere a la gobernabilidad de sus instituciones. En el caso de los hidrocarburos, debemos referirnos a la empresa estatal petrolera Petróleos de Venezuela, S. A., que tiene cuarentaiún años dirigiendo los destinos de la industria petrolera venezolana, a nombre de todos los ciudadanos de la *República*. Sobre gobernabilidad, el DLE la define como *cualidad de gobernable*. A la vez define gobernable como *que puede ser gobernado*. La gobernabilidad comienza por definir el rol del que va a ser gobernado y el rol del que gobernará. En el primer caso se está hablando de Petróleos de Venezuela, S. A. y sus filiales y en el otro, el protagonista es el Ministerio de Petróleo. Los roles están asociados a la cadena de toma de decisiones y definidos por la normativa legal, comenzando con la Constitución nacional, pasando por las leyes, los reglamentos, hasta llegar a las circulares y los oficios que emanan del Ministerio de Petróleo.

Para asignar los roles, veamos qué dice la normativa legal. El artículo 302 de la Constitución de 1999 postula que: «El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico». No vamos a discutir aquí que el Estado no debe reservarse algo que es de la nación, es decir de todos los ciudadanos. La ley orgánica respectiva que se produjo en 1975, hoy derogada, fue la Ley Orgánica que Reserva al Estado la

Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, popularmente conocida como *Ley de Nacionalización*. Esta ley en su *artículo 6.º* postulaba que:

A los fines indicados en el artículo anterior, el Ejecutivo nacional organizará la administración y gestión de las actividades reservadas, conforme a las siguientes bases: Primera: creará, con las formas jurídicas que considere conveniente, las empresas que juzgue necesario para el desarrollo regular y eficiente de tales actividades, pudiendo atribuirles el ejercicio de una o más de estas. Segunda: atribuirá a una de las empresas las funciones de coordinación, supervisión y control de las actividades de las demás, pudiendo asignarle la propiedad de las acciones de cualquiera de esas empresas.

Gracias a ese artículo 6.º se crearon todas las filiales de PDVSA (las VEN) y por el párrafo segundo del artículo se crea a Petróleos de Venezuela, S. A., y ese era su rol. Es decir, que deben existir empresas operadoras y una empresa coordinadora de las mismas que no sea operadora. Desafortunadamente, la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) derogó la Ley de Nacionalización, y con ello el artículo 6.º que dio origen a PDVSA. En la LOH no se habla de PDVSA; algún día sus redactores tendrán que explicar el porqué de esa omisión. Por otra parte, la nueva Ley Orgánica de la Administración Pública (*Gaceta Oficial* n.º 37.305 de fecha 17 de octubre de 2001) define en forma muy clara en su artículo 60 la misión de los ministerios: «Los ministerios son los órganos del Ejecutivo nacional encargados de la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas, estrategias, planes generales, programas y proyectos en las materias de su competencia y sobre las cuales ejercen su rectoría». De esta forma, el rol del hoy Ministerio de Petróleo (Menpet) está definido en la Ley Orgánica de Administración Pública. Así, el Menpet es el órgano del Ejecutivo nacional que, en materia de petróleo y gas, debe formular, adoptar, hacer seguimiento y evaluar políticas, estrategias, planes, programas y proyectos. La ley no le da al Menpet la potestad de ser operador y, mucho menos, coordinador de la industria de los hidrocarburos.

Para reestablecer la gobernabilidad en la industria petrolera nacional debe comenzarse porque cada uno de los actores principales de la misma conozcan y actúen según sus roles, en especial el representante del accionista; y que se tomen las decisiones necesarias para cambiar la normativa legal que sea indispensable. En este sentido, hay una oportunidad sin pasar por la Asamblea Nacional, ya que bastaría un decreto presidencial, si se hace uso del artículo 27 de la LOH, donde se postula que:

El Ejecutivo nacional podrá mediante decreto en Consejo de Ministros, crear empresas de la exclusiva propiedad del Estado para realizar las actividades establecidas en este Decreto Ley y adoptar para ellas las formas jurídicas que considere convenientes, incluida la de sociedad anónima con un solo socio.

De esta manera, hay una excelente oportunidad de refundar PDVSA, adaptada a los retos nacionales, de gerencia y comerciales del siglo XXI; que deje de ser una mala operadora y se convierta en una buena administradora.

g. ¿Qué sucedió?

¿Por qué se llegó a la situación actual de ingobernabilidad? Como se explicó, en primer lugar, las empresas operadoras (las VEN) se crearon a finales de 1975, a raíz de la Ley de Nacionalización, las que fueron integrándose hasta llegar a tres (Corpoven, Lagoven y Maraven) y desaparecieron a partir del 1.º de enero de 1998.

Como consecuencia del proceso de transformación de PDVSA, a partir de 1998, por ser un año electoral y PDVSA y sus altos directivos estar en el ojo del huracán, sucedió que no se completó el proceso organizativo que debía crear las tres filiales, con la figura de sociedades anónimas, debidamente aprobadas por el Congreso Nacional (había que cambiar los estatutos de PDVSA), que estaban programadas: una de Exploración y Producción (EyP), otra de Manufactura y Mercadeo (MyM) y una tercera que se encargara de todos los servicios para la industria. Por ello, solo se terminó creando unas divisiones con esos nombres; así quedaba PDVSA casa matriz prácticamente como operadora.

Los altos directivos de PDVSA debían ir al ejecutivo y al legislativo (al poder político). Era período de elecciones presidenciales, y se hablaba del *outsider* en los corrillos de los partidos (Luis Giusti). Y los políticos, y los no tan políticos, miraban hacia PDVSA con mucho temor; y aprobarle el cambio de los estatutos reforzaría el valor de la estatal. Se acababa de salir del drama de la Tercera Ronda, de los contratos de exploración a riesgo y ganancias compartidas (*Profit Sharing Agreements*) y del inicio de los programas de *outsourcing*, interpelaciones y más interpelaciones, que incluso la Corte Suprema de Justicia tuvo que saber de ellas. Era lógico que los directivos de PDVSA de entonces dijeran: «A ese Congreso no vamos más, nos querían sacrificar». Así, sin desearlo, se llegó a la empresa única, sueño de muchos políticos y no políticos durante el proceso de estatización de 1974-1975.

En vez de tres nuevas empresas operadoras filiales de PDVSA, se crearon PDVSA Petróleo y Gas (una empresa virtual) y tres divisiones: Exploración y Producción (EyP), Manufactura y Mercadeo (MyM) y Servicios. Desaparecía PDVSA como casa matriz (el *holding*) y se convertía en una operadora más. Los directivos de PDVSA, finalmente, se convirtieron simultáneamente en presidentes de esas divisiones. Se creó una estructura de mucho más fácil acceso para el mundo político.

Un año antes había iniciado operaciones Deltaven, para encargarse de la comercialización en el mercado interno de todos los hidrocarburos líquidos con la marca PDV, que antes realizaba cada filial verticalmente integrada (esta fue una buena decisión).

Lo que ocurrió en el mercado interno al permitir que se establecieran estaciones de servicio de venezolanos (Trébol, Beta, Llano Petrol, etc.) e internacionales como BP, Shell, Mobil y Texaco fue un cambio cuántico en materia de calidad de servicio y empleo, fue un ejemplo excelente de los efectos de la competencia típico de Estados propios; y sin que se haya perdido la soberanía, ni afectado las empresas básicas. Esto también se perdió.

Luego se crearía PDVSA Gas, a partir de la Gerencia General de Gas de Corpoven, para integrar en ella las actividades sobre el sector que realizaba cada filial. Los gerentes de gas de Lagoven y de Maraven pasamos a la nueva filial.

Esta situación administrativa está entre las causas principales que produjeron la situación de ingobernabilidad que vive hoy la empresa estatal: ejecutivos de la casa matriz dirigiendo a las operadoras, y las operadoras sin ningún tipo de independencia para la toma de decisiones. Por supuesto que no menos importante fue el nombramiento de nueve presidentes de Petróleos de Venezuela, S. A. en apenas diecisiete años, lo cual produjo el mismo número de cambios en las juntas directivas y a todos los niveles de las operadoras y otras filiales.

h. Resumen de lo bueno que ocurrió entre 1976 y 1999

- Creación del Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (Intevep).
- Creación del Instituto Nacional de Adiestramiento Petrolero y Petroquímico (Inapet).
- Creación de oficinas de PDVSA en Nueva York, Houston y Londres.
- El Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP) se convirtió en filial de PDVSA.
- Junto con el Ministerio de Energía se inició la exploración y explotación de la faja petrolífera del Orinoco.
- En agosto de 1980 se firma con México el Acuerdo de San José.
- Lagoven descubre los grandes recursos de gas natural costa afuera (Proyecto Cristóbal Colón) y se firman los acuerdos para su explotación con ExxonMobil, Shell y Mitsubishi.
- Se adquieren refinerías y terminales de embarque en el exterior.

- Se realizó la Modificación del Patrón de Refinación Amuay (MPRA) y el Proyecto de Adecuación de la Refinería Cardón (PARC) y se integraron las dos refinerías.
- Se concluyó la renovación y expansión de la flota petrolera venezolana.
- Se inauguró el Complejo Criogénico de Oriente (Jose).
- Se integró la industria petrolera nacional pasando de catorce a tres operadoras.
- Se incrementaron sustancialmente las reservas de crudos tradicionales.
- Se desarrolló la Orimulsión*.
- En septiembre de 1989 se perforó el primer pozo horizontal en Venezuela por parte de Lagoven (el TJ-1095).
- Se crearon la empresas PDV Marina y PDV Insurance para garantizar las exportaciones.
- Se completó el sistema de gasoductos Nurgas para ampliar la entrega de gas desde Anaco hasta el centro occidente del país.
- Se consolidó la estrategia de apertura de la industria petrolera nacional a capital nacional e internacional.
- Creación de la empresa Deltaven para la comercialización de los hidrocarburos en el país.
- Se creó el Centro de Arte La Estancia.
- En 1998 se creó PDVSA Gas.
- En 1999 la Sociedad de Fomento de Inversiones Petroleras (Sofip) de PDVSA anuncia la emisión de papeles petroleros para el año 2000 de la 3.^a Ronda de Convenios Operativos: para el año 2001, en petroquímica; para los años 2002 y 2004, en gas natural; y para el año 2003, las asociaciones estratégicas en la faja.

Los cambios de los estatutos de PDVSA

1. Qué se perdió

- Los logros reseñados anteriormente entre 1976 y 1998 se perdieron casi en su totalidad.
- PDVSA perdió totalmente su rol de coordinador y se convirtió en una operadora, y sus directivos pasaron a presidir simultáneamente toda clase de empresas. Por ejemplo, Asdrúbal Chávez, vicepresidente de

PDVSA, también presidía las filiales de PDVSA PDV Marina, Interven, Commerchamp, Commercit, PDVSA Trading, Refinería Isla y Tradecal. Llegó a ser presidente de Citgo.

- El rol del Ministerio de Petróleo de producir los lineamientos de políticas que regirán las actividades del sector, como lo establece el artículo 60 de la Ley Orgánica de la Administración Pública, está desvirtuado porque el ministro de petróleo es a la vez presidente de PDVSA.
- Se perdió el concepto del *modelaje* en el ambiente cotidiano de trabajo de la corporación y sus filiales para que imperara la ética y el respeto profesional. Se perdió la estructura de *Desarrollo Organizacional*, la cual daba el máximo apoyo de la alta gerencia de cada filial. Se perdió el adiestramiento para el desarrollo de carrera del personal.
- Se perdió la práctica del *conocimiento operacional* como caso base en el desarrollo de todos los profesionales sin excepción, desde los de recursos humanos, legal o finanzas hasta los ingenieros.

Un resumen del deterioro de la industria petrolera nacional en estos dieciocho años

- En 1999 se cambia la Constitución nacional y se amarra la industria petrolera nacional al Estado (menos el gas natural); y una ley habilitante (22 de abril de 1999) autoriza al presidente a hacer de todo en el ámbito económico y financiero, en especial en la industria petrolera nacional, de donde se originó la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.
- Aníbal R. Martínez recoge en su *Cronología del petróleo venezolano* (2005) que para junio de 1999 el contrabando de gasolina llegó a 72 millones de litros por mes.
- En 1999 (13 de octubre) PDVSA cancela definitivamente el Proyecto Cristóbal Colón, aunque se reactivaría con otro nombre: Proyecto mariscal Sucre (ahora Proyecto Cigma).
- A partir del año 2000 comenzó la venta de refinerías en el exterior con la venta de PDV Midwest Refining en Lemont, cerca de Chicago. Venezuela pierde sus facilidades de producción de asfalto en EE. UU., así como su capacidad de refinación de sus crudos pesados y extrapesados.
- En 2001 se crea el ALBA, y se le asigna a PDVSA todo lo relacionado con la entrega de petróleo y combustibles a los países signatarios. Negocios totalmente negativos para la estatal como empresa petrolera.

- En 2001 el Ministerio de Energía evalúa la factibilidad de separar a PDVSA Gas de la estatal, y adscribirla al despacho de energía. Esa decisión fue tomada por Bernardo Álvarez, ministro encargado para la época, enviando oficio a la directiva de PDVSA Gas, cuando el oficio ha debido ser enviado a la presidencia de PDVSA. Esta situación produjo una reacción del personal contra esa pretensión del Ejecutivo, y fue lo que disparó la rebelión de los empleados de PDVSA contra las pretensiones del Ejecutivo de hacerse de la estatal.
- El 1.º de enero de 2002 entra en vigencia la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), en la cual se decreta en su exposición de motivos al *Estado empresario*. Esta LOH fue reformada en 2006 para darle más poderes al Estado sobre la industria petrolera nacional.
- El 07 de abril de 2002 el presidente Hugo Chávez anuncia en su programa radial *Aló Presidente* número 101 el despido de siete y la jubilación de una docena de *empleados rebeldes* de Petróleos de Venezuela, que terminaría a comienzos de 2003 con el despido de 726 empleados de la nómina ejecutiva (67% del total de la nómina), 12.371 empleados de nómina mayor (67% del total de la nómina), 3.705 empleados de la nómina menor (29% del total de la nómina) y 1.954 empleados de la nómina diaria (27% del total de la nómina), para un gran total de 18.756 empleados despedidos.¹²
- En 2003 los edificios sede de Maraven y Lagoven en Caracas son transformados en sedes de «universidades», con el argumento de que esas empresas no tenían que estar en Caracas, sino en las áreas operacionales. Se desvirtuaba el concepto fundamental de gerencia con respecto a la separación de la actividad de planificación de la operacional; porque al colocar al planificador en las áreas operacionales, estos van a ser absorbidos por el día a día de las operaciones.
- En 2003 se crean las misiones, y se le asigna a PDVSA su financiamiento. Al 31 de diciembre de 2016, PDVSA había entregado a las misiones y a otros fondos (Fonden y Fondespa) la cantidad de 265.186 millones de dólares, es decir, 16,3% del total de los ingresos de PDVSA en dieciocho años.¹³

12 Ramírez Serfaty, E. (2004): *Ni un paso atrás. En defensa de la democracia*. Caracas: Fundación Andrés Mata, p. 234.

13 PDVSA (2016): «Informe anual 2016». Balance de la Gestión Social Ambiental, p. 92.

- En julio 2003 se decide reactivar la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) bajo los siguientes términos:

Esta vez como una filial de propósitos especiales que tendría bajo su responsabilidad la administración y el control de todos los negocios con terceros y, adicionalmente, todo el aspecto social relacionado con el manejo de fideicomisos, función delegada por PDVSA (...). El propósito fundamental de la reactivación de la CVP fue centralizar el manejo de los convenios operativos (...). Después de esto, se abarcaron los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas y los convenios de asociación de la faja petrolífera del Orinoco.¹⁴

Después, manejaría todas las empresas mixtas.

- En 2004 comienzan a ampliarse las filiales de PDVSA en América Latina con la creación de la sede de PDVSA en Argentina. Luego se crearía Petrocaribe, lo que amplió la influencia geopolítica de Venezuela a diecisiete países.
- En 2004 las funciones del presidente de PDVSA y ministro de petróleo comienzan a ser ocupadas por la misma persona.
- El Decreto n.º 3.299 del 07 de diciembre de 2004, publicado en la *Gaceta Oficial* de la República Bolivariana de Venezuela n.º 38.081 de esa misma fecha, cuyas normas representan el Acta Constitutiva y los Estatutos Sociales de la empresa, cambió definitivamente la misión de PDVSA. Las principales funciones de PDVSA incluyen planificación, coordinación, supervisión y control de las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia en materia de petróleo y demás hidrocarburos de sus empresas tanto en Venezuela como en el exterior.

Adicionalmente, sus funciones también incluyen la promoción o participación en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana (...). **Misión:** Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), además de las actividades relacionadas con el negocio medular petrolero: exploración, producción, refinación, mercado interno y ventas de exportación, interactúa mediante procesos de integración con todas las instituciones del Estado y de la sociedad del país y países de todos los continentes, asimismo, mantiene estrecha relación con las comunidades, promoviendo acciones que generan un alto impacto en el desarrollo

14 PDVSA CVP: «Informe de gestión 2005, 2006, 2007 y 2008», p. 7.

social y económico, que contribuyan a erradicar la desigualdad en provecho de todos los venezolanos.¹⁵

- En 2005 nace Petrocaribe, y se le asigna a PDVSA todo lo relacionado con la entrega de petróleo y combustibles a los países signatarios, dándole a los países miembros facilidades de pago en deterioro de las finanzas de la estatal, además de participar en actividades empresariales y de asesoramiento en esos países.
- En 2005, Citgo comienza a regalar combustibles a más de 180.000 familias norteamericanas «pobres».
- El 18 de agosto de 2005, se presentó al país el *Plan Siembra Petrolera*. El plan iba a llevar la producción a 5.837.000 b/d, de los cuales 1.207.000 b/d serían de la faja del Orinoco, y la exportación de productos a 1.361.000 b/d de productos; para 2012 la producción de gas natural llegaría a 11.500 millones de pies cúbicos diarios, se construiría una refinería en Cabruta y se terminaría el proyecto Cigma para atender el mercado interno y para exportar gas licuado.
- En 2006 se crea el Proyecto Orinoco Magna Reserva, para inflar las verdaderas reservas de la faja del Orinoco. Se lee en las publicaciones de PDVSA sobre el tema: «Este proyecto con visión geopolítica, en el que participan 22 países, permitirá elevar las reservas venezolanas a 316.000 millones de barriles de crudo, ratificando a Venezuela como el país con la mayor acumulación de hidrocarburos líquidos a nivel mundial». Al final, ese proyecto sirvió para otorgar presencia en el país a países que no tienen actividad petrolera relevante, como Chile, Cuba y Uruguay.
- En 2007 (Decreto n.º 5.200 del 26 de febrero de 2007) se eliminan las cuatro exitosas asociaciones estratégicas del campo faja del Orinoco, con el argumento de su nacionalización, y los tres convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, lo que creó arbitrajes con ExxonMobil y ConocoPhillips, que la nación perdió. En el decreto se establece la participación del Estado en un mínimo de 60% en las empresas mixtas que se crean. Se cambiaba la relación 51%-49% establecida en la LOH.
- A partir de 2007 la República Bolivariana de Venezuela ha suscrito convenios de cooperación con la República Popular China, en los cuales PDVSA participa como proveedor de petróleo crudo. Solo entre 2007 y 2011 se recibieron del fondo 20.800 millones de dólares. Hay un *punto de cuenta* del ministro Ramírez, de fecha 15 de abril de 2011, que aprobó

15 Ministerio de Petróleo y Minería (2012): «Memoria y cuenta», p. 270

el presidente Chávez, donde el primero le solicitaba reanudar los términos de considerar esas entregas de crudo como pago de regalías. En los años siguientes se prorrogarían estos convenios, sin beneficios algunos para la estatal en casi todos los años, apenas en el año 2015 PDVSA recibió 1.232 millones de dólares (84.712 millones de bolívares) en calidad de subvención del Fondo Conjunto Chino-Venezolano, a través del Banco de Desarrollo Económico Social de Venezuela (Bandes), para la adquisición de los bienes y servicios destinados a la ejecución de proyectos petroleros.¹⁶

- En 2009 se promulga la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos.¹⁷ El argumento para promulgar esa ley era el «carácter estratégico» de esas actividades. Acorde con esa ley, las actividades reservadas serán ejecutadas directamente por la República, por Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), o la filial que esta designe a tal efecto, o a través de empresas mixtas, bajo el control de PDVSA o sus filiales. La ley incluía las actividades de inyección de agua, de gas o de vapor, así como las plantas de compresión de gas, haciendo énfasis en las actividades que realizaban particulares en el lago de Maracaibo, como las vinculadas a trabajos con lanchas para el transporte de personal, buzos y mantenimiento; las de barcasas con grúa; las de transporte de combustibles y agua, de tendido de tuberías y cables subacuáticos, etc. (el Ministerio de Petróleo, mediante resoluciones, daría los detalles de las empresas y personas involucradas). La estatal tomaba posesión de todos esos activos al promulgarse la ley. Todo fue declarado de servicio público y de interés público y social. Esta ley produjo la confiscación de la empresa más importante de servicios en el lago de Maracaibo: *Terminales Maracaibo*, y ha sido la causa principal del deterioro de las actividades en el lago y de la caída de la producción por la falta de ese apoyo fundamental para realizar las operaciones de cada día. La ley creó incertidumbre en las áreas petroleras, ya que los servicios de transporte terrestre de todo tipo, y hasta las ferreterías y otros servicios menores, podrían ser incluidos en las expropiaciones y confiscaciones.
- Mediante el Decreto n.º 2.231 (*Gaceta Oficial* n.º 40.845 del 10 de febrero de 2016) se autoriza la creación de una empresa del Estado, bajo la forma de compañía anónima, que se denominará Compañía Anónima Militar

16 PDVSA (2016): «Estados financieros consolidados», 31 de diciembre de 2016.

17 *Gaceta Oficial* (2009): Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, n.º 39.173 del 07 de mayo de 2009.

de Industrias Mineras, Petrolíferas y de Gas (Camimpeg), la cual estará adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Defensa. La empresa militar en cuestión tiene por objeto realizar todas las actividades económicas —que no son militares— lícitas en materia de servicios petroleros, gas y explotación minera, y luego señala una inmensa lista *de actividades que se mencionan «en general y sin que ello implique limitación alguna»*. Camimpeg prestará apoyo a PDVSA en las áreas que sean requeridas como frontera y seguridad.¹⁸

- Mediante el Decreto n.º 3.368 del 12 de abril de 2018 (*Gaceta Oficial* n.º 41.376), se le otorgaron al Ministerio de Petróleo todas las facultades para dirigir las actividades de PDVSA.¹⁹

Los proyectos faraónicos que nunca se concretaron

- El presidente Chávez, el 16 de agosto de 2000, anunció la reactivación del proyecto para construir un gasoducto circundando las islas del Caribe hasta Centroamérica, México y la costa de Florida. Proyecto imposible de llevar a cabo, principalmente porque los proyectos se ejecutan con reservas probadas, no con recursos.
- La construcción de un gasoducto para llevar el gas natural de Venezuela desde Güiria, estado Sucre, hasta Buenos Aires en Argentina. Proyecto imposible de llevar a cabo, en primer lugar, porque los proyectos se ejecutan con reservas probadas, no con recursos, y en segundo lugar, porque tendría que atravesar la Amazonía, y se necesitarían decenas de sistemas de compresión en el trazado que iban a tener que ser construidos en zonas ambientalmente protegidas, además de que no podían soportar su mantenimiento cuando se elevaba el nivel del agua en todo los ríos a atravesar, al cambiar las estaciones, lo que podía sobrepasar los doce metros.
- La construcción de los módulos de mejoramiento de los crudos de la faja del Orinoco en las riveras del río Orinoco (tres en la población de Soledad y uno en Mapire). El ministro Ramírez anunció con bombos y platillos que (...) *en 2014 entrarán en funcionamiento dos mejoradores*

18 *Gaceta Oficial*. Ley que crea Camimpeg. Extraído de <http://www.gaceta-oficial.com/2016/07/creacion-de-empresa-militar-segun.html#axzz572IRaf6K>

19 *Gaceta Oficial* (2018): Decreto n.º 3.368 que le otorga al Ministerio de Petróleo derechos sobre PDVSA. Extraído de <http://dctos.finanzasdigital.com/Gaceta-Oficial-41376-Decreto-3368.pdf>

en Soledad que procesarán petróleo extrapesado.²⁰ En una reseña que escribió la periodista Mery Mogollón, señaló: «La tragedia de los **nuevos mejoradores no es el costo. PDVSA** planea ubicar los mejoradores a lo largo del río Orinoco, en Soledad y Mapire, lo que sería una locura, ya que no tiene sentido enviar el crudo de la faja para la mejora a 200 km al sur de los campos y luego devolverlo mejorado otra vez al puerto de aguas profundas que los planes de PDVSA para construir en el golfo de Cariaco al este de Cumaná, otros 400 km de distancia hacia el norte».²¹ Se añadiría preguntarse por dónde iba a salir la producción de coque y azufre que se iba a producir en esos mejoradores, considerando los riesgos de contaminación ambiental si alguna de esas barcas, transportando esos productos, se derramaba en el río Orinoco y en el delta.

- Sacar crudo de la faja del Orinoco a través de un oleoducto hasta el puerto de Tumaco en el sur de Colombia. El oleoducto de tres mil kilómetros desde el río Orinoco hasta el puerto de Tumaco, costa pacífica, recorrerá el llano venezolano y llegará hasta el océano Pacífico colombiano, cerca de la frontera con Ecuador.²²

El Plan de la Patria

Y lo más reciente fue la *Propuesta del candidato de la patria comandante Hugo Chávez para la gestión Bolivariana socialista 2013-2019* que lanzó el presidente Chávez en su campaña de junio 2012, que aprobó la Asamblea Nacional en diciembre 2013 con el nombre de Ley del Plan de la Patria y que fue recogido como programa de gobierno por el presidente Nicolás Maduro. Esto lo relata muy bien la periodista Maru Morales del diario *El Nacional*, en su trabajo del 26 de enero de 2014.²³

Pues bien, el resumen de ese Plan de la Patria aparece desde entonces en los informes anuales de PDVSA, como *Grandes Objetivos Históricos*, como se copia a continuación. Objetivos que no tienen nada que ver con los de una empresa petrolera.

20 *Abrebrecha*: «Los mejoradores en Soledad». Extraído de http://www.abrebrecha.com/6965_En-el-2014-entrar%C3%A1n-en-funcionamiento-dos-mejoradores-en-Soledad-que-procesar%C3%A1n-petr%C3%B3leo-extrapesado.html

21 Mogollón, M. (2014): «Rafael Ramírez resultó ser más ‘troglodita’ que Luis Giusti para PDVSA». *Economía en Crisis*. Extraído de <https://economiaencrisis.wordpress.com/2014/06/17/rafael-ramirez-resulto-ser-mas-troglodita-que-luis-giusti-para-pdvsa/>

22 González, D. (2011): «Sobre el Oleoducto Venezuela – Colombia» en *Barriles de Papel* n.º 83. Caracas: Cedice.

23 Morales, M. (2014): «Ley del Plan de la Patria». Caracas: *El Nacional*, sección Nación., p. 3.

Los lineamientos estratégicos y políticos que en materia de hidrocarburos ha venido adoptando PDVSA y sus filiales, están fundamentados de acuerdo con lo establecido en la Ley del Plan de la Patria; Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019, aprobado por la Asamblea Nacional, que contiene las directrices políticas, sociales, económicas y geopolíticas del Gobierno Bolivariano para los próximos años. El Plan está formulado dentro de la orientación estratégica de construir y fortalecer en nuestro país un sistema socialista, procurando la mayor suma de felicidad social en el contexto de la patria grande latinoamericana, contribuyendo a la construcción de un mundo multipolar, visión del proyecto original del Libertador Simón Bolívar impulsada en el siglo XXI por el Comandante Supremo Hugo Chávez.

GRANDES OBJETIVOS HISTÓRICOS

I. DEFENDER, EXPANDIR Y CONSOLIDAR EL BIEN MÁS PRECIADO QUE HEMOS RECONQUISTADO DESPUÉS DE 200 AÑOS: LA INDEPENDENCIA NACIONAL para preservar y consolidar la soberanía sobre los recursos petrolíferos y demás recursos naturales estratégicos, garantizando el control por parte del Estado sobre PDVSA.

II. CONTINUAR CONSTRUYENDO EL SOCIALISMO BOLIVARIANO DEL SIGLO XXI EN VENEZUELA, COMO ALTERNATIVA AL SISTEMA DESTRUCTIVO Y SALVAJE DEL CAPITALISMO Y CON ELLO ASEGURAR LA “MAYOR SUMA DE SEGURIDAD SOCIAL, MAYOR SUMA DE ESTABILIDAD POLÍTICA Y LA MAYOR SUMA DE FELICIDAD” PARA NUESTRO PUEBLO. PDVSA reforzará los valores socialistas e impulsará y desarrollará nuevas relaciones sociales de producción, al servicio de la satisfacción plena de las necesidades de nuestro pueblo.

III. CONVERTIR A VENEZUELA EN UN PAÍS POTENCIA EN LO SOCIAL, LO ECONÓMICO Y LO POLÍTICO DENTRO DE LA GRAN POTENCIA NACIENTE DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, QUE GARANTICEN LA CONFORMACIÓN DE UNA ZONA DE PAZ EN NUESTRA AMÉRICA. Gracias a la explotación racional de nuestras reservas de hidrocarburos nos consolidaremos como país potencia en lo energético, en el plano regional y universal.

IV. CONTRIBUIR AL DESARROLLO DE UNA NUEVA GEOPOLÍTICA INTERNACIONAL EN LA CUAL TOMA CUERPO UN MUNDO MULTICÉNTRICO Y PLURIPOLAR QUE PERMITA LOGRAR EL EQUILIBRIO DEL UNIVERSO Y GARANTIZAR LA PAZ PLANETARIA. La explotación racional de los hidrocarburos debe contribuir a que Venezuela siga desempeñando un papel protagónico en la construcción de un mundo multicéntrico y pluripolar, así como el posicionamiento geopolítico de Venezuela en el ámbito internacional, contribuyendo al fortalecimiento de la OPEP y de los organismos de coordinación energética regionales.

V. CONTRIBUIR CON LA PRESERVACIÓN DE LA VIDA EN EL PLANETA Y LA SALVACIÓN DE LA ESPECIE HUMANA. Aprovechando en forma racional, óptima y sostenible los recursos petrolíferos y gasíferos, elaborando e implementando planes operativos que respeten los procesos y ciclos de la naturaleza, para contener las causas y reparar los efectos del cambio climático que ocurren como consecuencia del modelo capitalista depredador y estructurar planes de remediación de pasivos ambientales que minimicen el impacto de las operaciones en la cadena de valor de los hidrocarburos.

Y esta Ley del Plan de la Patria es utilizada por el Comisario de la estatal para decir en sus informes, que todo lo que él aprueba está de acuerdo con dicho plan:²⁴

(...) En el Acta Continuada de la Primera Asamblea Ordinaria de Accionistas de PDVSA de fecha 30 de junio de 2016 se establecen los lineamientos estratégicos y las políticas en materia de hidrocarburos, en armonía con los Objetivos Históricos de la «Ley del Plan de la Patria, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019», del Ejecutivo nacional, publicada en la *Gaceta Oficial* de la República de Venezuela n.º 6.118 Extraordinaria, de fecha 4 de diciembre de 2013. Al efecto, se ha realizado seguimiento de los niveles de cumplimiento en la gestión de PDVSA y filiales de las principales políticas y lineamientos dirigidos a operaciones y negocios (...) PDVSA, empresa adscrita al Ministerio del Poder Popular de Petróleo (Min. PP de Petróleo), recibió 105 lineamientos y políticas aprobados en la Primera Asamblea Ordinaria de Accionistas del año 2016, alineados conforme a los Objetivos Históricos de la «Ley del Plan de la Patria, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013- 2019», publicados en *Gaceta Oficial* de la República Bolivariana de Venezuela n.º 6.118 Extraordinario, de fecha 4 de diciembre de 2013 y recogidos en el acta de dicha asamblea. De acuerdo a las atribuciones establecidas en el acta antes indicada, y dentro de las funciones del Comisario Principal de PDVSA, se encuentra la instrucción que asigna la responsabilidad de verificar el cumplimiento de los lineamientos y políticas a la Oficina de Apoyo al Comisario. Durante el año 2016, esta Oficina coordinó acciones orientadas a verificar con énfasis especial el cumplimiento de 48 lineamientos y políticas, considerados medulares para abordar la gestión de PDVSA, filiales y afiliadas (ver detalles de lineamientos en el numeral 3.4.). Estos lineamientos se encuentran vinculados a los Objetivos Históricos de la Ley del Plan de la Patria: I) Independencia Nacional: 18 lineamientos; II) Socialismo Bolivariano del Siglo XXI: 7 lineamientos; III) Venezuela – País Potencia: 14 lineamientos; IV) Nueva Geopolítica: 3 lineamientos; V) Preservación de la Vida en el Planeta: 6 lineamientos (...).

Este Plan de la Patria, en materia de hidrocarburos, contempla lo siguiente:

- Objetivos ideológicos (relacionados con la industria petrolera nacional):
- Preservar y consolidar la soberanía sobre los recursos petroleros y demás recursos naturales estratégicos.
- Mantener y garantizar el control por parte del Estado sobre PDVSA.
- Asegurar una participación mayoritaria en las empresas mixtas.
- Fortalecer las acciones emprendidas para el control efectivo de las actividades conexas estratégicas de la industria petrolera nacional.
- Elevar la conciencia política e ideológica del pueblo y de los trabajadores petroleros.

24 PDVSA (2016): Informe del Comisario sobre el Plan de la Patria. Extraído de http://www.pdvsa.com/images/informes_comisario/2016/informecomisario2016.pdf

- Profundizar el contenido político y social de la industria petrolera nacional.
- Objetivos operacionales en materia de hidrocarburos, entre los cuales destacan (porque hay más deseos):
- Alcanzar la capacidad de producción de crudo de 6.000.000 b/d para el año 2019.
- Alcanzar la producción de gas natural a 11.947 mmpc/d para 2019.
- Alcanzar una capacidad de producción total de 4.000.000 b/d de la faja del Orinoco para el año 2019.
- Construir nuevos mejoradores para el crudo de la faja hasta alcanzar una capacidad total de procesamiento de 1.000.000 b/d.
- Construir dos nuevas refinerías, una en Cabruta y otra en Jose, con una capacidad total de procesamiento de 720.000 b/d.
- Perforar 10.500 pozos horizontales agrupados en 520 macollas de producción.
- Construir una capacidad de almacenamiento de 20 millones de barriles y el tendido de 2.000 km de tuberías entre oleoductos y *diluenductos*.
- Construir un terminal de aguas profundas en el estado Sucre, con una capacidad de exportación de 2.000.000 b/d, así como tres terminales fluviales de sólidos y líquidos en el río Orinoco.
- Construir cinco plantas termoeléctricas con una capacidad total de generación de 2.620 MW, las cuales emplearán coque petrolero generado del crudo de la faja.
- Construir dos condominios industriales en las áreas de Carabobo y Junín de la faja del Orinoco para suministro de servicios a los mejoradores.
- Mantener la producción en las áreas tradicionales de petróleo y gas.
- Mantener las actividades de perforación, rehabilitación y reparación de pozos.
- Continuar con la incorporación de nuevos proyectos de recuperación secundaria y mantener y mejorar los existentes.
- Mantener y mejorar los niveles de confiabilidad y mantenimiento de la infraestructura existente.
- Desarrollar las reservas del cinturón gasífero en nuestro mar territorial, incluidas las de los proyectos Rafael Urdaneta, mariscal Sucre y plataforma deltana para alcanzar una capacidad de producción de 2.030 mmpc/d para el año 2019.

- Acelerar los esfuerzos exploratorios en las áreas Blanquilla, golfo de Venezuela, ensenada de Barcelona, el norte del mariscal sucre y fachada atlántica.
- Adecuar y expandir el sistema de refinación nacional a 1.800.000 b/d en el año 2019. Esto incluye expandir las refinerías existentes y construir tres nuevas refinerías: Batalla de Santa Inés (100.000 b/d), Petrobicentenario (350.000 b/d) y Cabruta (220.000 b/d).
- Incrementar la capacidad de extracción de líquidos del gas natural en 120.000 b/d.
- Fortalecer y ampliar la cobertura de la red de distribución de gas metano (por tubería) a través del tendido de 11.760 km de tuberías.
- Consolidar y desarrollar los seis polos petroquímicos planificados: Ana María Campos, Morón, Jose, Paraguaná, Puerto de Nutrias y Güiría.
- Incrementar en 300% la capacidad de producción de olefinas.
- Profundizar las estrategias de diversificación de mercados de crudos y productos con una meta para 2019 de 2.200.000 b/d para países asiáticos, 1.250.000 b/d para Latinoamérica y el Caribe, 550.000 b/d para Europa y 1.150.000 b/d para Norteamérica.
- Garantizar la seguridad energética.
- Es fácil concluir que ninguno de esos deseos se cumplió, así como no se cumplieron los deseos del Plan Siembra Petrolera de 2005.

Todo lo anterior se resume en los siguientes grandes números

A continuación, compararemos las cifras de 1998, último año de la PDVSA democrática, con las cifras oficiales del Informe de gestión de PDVSA 2106. En los parámetros donde el informe de PDVSA 2016 no tiene cifras, se utilizarán las del Informe anual del Ministerio de Petróleo PODE del año 2014, último presentado al país:

- Los pozos exploratorios, fundamentales para realmente crear nuevas reservas, se redujeron de 38 en 1998 a apenas 10 en 2016.
- La producción oficial de petróleo se redujo en 758.000 b/d, pero las fuentes secundarias de la OPEP hablan de más de 1.000.000. b/d de caída.

- El crudo procesado en las refinerías venezolanas cayó de 1.056.000 b/d en 1998 a menos de 400.000 en 2018.²⁵ Esto ha generado que se tengan que importar más de 100.000 b/d de gasolina.
- El gas arrojado a la atmósfera, según PDVSA, llegó a la cifra inverosímil de 1.482 mmpc/d. Hay fotografías de satélite (National Geographic) que muestran a Venezuela como el país que más gas está quemando.²⁶ Recolectar ese gas necesitará que se revisen los precios de venta del gas en el mercado interno.
- La calidad del petróleo producido se ha reducido de 25,0 en 1998 a 19,2 grados API en 2016, ello porque lo que se ha incrementado es la producción del campo faja del Orinoco, en detrimento de las áreas tradicionales, productoras de los crudos más comerciales. Por esta razón observadores indican que el precio de la cesta petrolera que presenta el Ministerio de Petróleo no es verdad.
- El número de pozos perforados, indispensables para desarrollar las reservas probadas, se redujo de 1.402 en 1998 a 553 en 2016, así el número de pozos completados para poner los perforados en producción pasó de 726 en 1998 a 215 en 2016.
- El número de pozos cerrados, capaces de producir acorde con la normativa del Ministerio de Petróleo, se incrementó de 15.053 en 1998 a 20.206 en 2016, lo que explica una de las causas de la caída de la producción.
- El precio de la cesta petrolera venezolana se incrementó de 10,6 \$/b en 1998 a 35,15 \$/b en 2016, por lo que no se puede argumentar que la estatal no tenía dinero para ejercer sus actividades primarias. Lo demuestra que los ingresos de la estatal pasaron de 25.546 millones de dólares en 1998 a 47.696 millones de dólares en 2016. Hay que recordar que en el segundo trimestre de 2014 se alcanzó un precio promedio máximo de 97,70 \$/b;²⁷ y en 2012 los ingresos de la estatal promediaron 127.611 millones de dólares, con el crudo en 103,42 \$/b en promedio.

25 Díaz, A. (2017): «Capacidad de producción de refinerías ha caído 70% en los últimos 2 años». *El Nacional*. Extraído de http://www.el-nacional.com/noticias/petroleo/capacidad-produccion-refinerias-caido-los-ultimos-anos_205879

26 NatGeo (2016): «The World Is Hemorrhaging Methane, and Now We Can See Where». Extraído de <https://news.nationalgeographic.com/energy/2016/01/150113-methane-aliso-canyon-leak-noaa-flaring-map/>

27 Ministerio de Petróleo y Minería (2014): Precio del petróleo en 2014. Extraído de <http://www.mpetromin.gob.ve/portalmepet/secciones.php?option=view&idS=45>

- Un hecho negativo es el incremento de los costos y gastos sin regalías, que pasaron de 19.491 millones de dólares en 1998 a 41.446 millones de dólares en 2016.
- Uno de los indicadores críticos, que no tiene explicación aparente, es el aumento de la deuda financiera, la cual pasó de apenas 7.102 millones de dólares en 1998 a 41.076 millones de dólares en 2016.
- Otro indicador crítico es la participación mundial de Venezuela en la producción mundial de petróleo, que pasó de 4,8% en 1998 a 2,0% en 2016; así, su participación en la producción de la OPEP, cayó de 11,9% a apenas 5,97% en 2016.
- También es crítica la caída de las exportaciones a EE. UU., las cuales pasaron de 1.825.441 b/d en 1998 a apenas 803.000 b/d en 2016. A la fecha, las exportaciones están por debajo de los 500.000 b/d.
- Y lo más crítico es el aumento de la fuerza laboral, la cual pasó de 40.385 en 1998, entre propios más contratados, a 168.905 en 2016.

Tabla 2. Los grandes números de PDVSA.

	<u>1998</u>	<u>2016</u>
Pozos exploratorios	38	10
Producción de petróleo, b/d	3.329.000	2.571.000
Producción de gas metano, mmpc/d	6.015	7.926
Gas arrojado, MMpc/d	232	1.482 (2014)
Grados API del crudo producido	25,0	19,2 (2014)
Pozos perforados	1.402	553 (2014)
Pozos completados	726	215 (2014)
Pozos activos	14.534	18.566
Pozos cerrados	15.053	20.206 (2014)
Total pozos en Venezuela (incluye los abandonados y los que están esperando abandono)	39.879	50.807
Crudo procesado en las refinerías, b/d	1.056.000	-400.000
Precio cesta realizado, \$/barril (crudo y productos)	10,6	35,15
Ingresos, millones de dólares	25.546	47.696
Costos y gastos sin regalías, millones de dólares	19.491	41.446
Impuesto sobre la renta, millones de dólares	1.481	817
Deuda financiera, millones de dólares	7.102	41.076
Participación mundial de Venezuela, %	4,8	2,0
Participación de Venezuela en la OPEP, %	11,9	5,97
Exportaciones de crudos y productos a Estados Unidos, b/d	1.825.441	803.000
Fuerza laboral (propios más contratados)	40.385	168.905

El cambio de la misión de la estatal se muestra en las actividades que ahora realiza, de acuerdo con el organigrama que presenta la estatal en su Informe de gestión 2016: en la organización principal aparecen empresas como PDVSA TV, S. A., PDVSA Industrial, S. A., PDVSA Naval, S. A., PDVSA Agrícola, S. A. y PDVSA Desarrollos Urbanos, S. A.²⁸

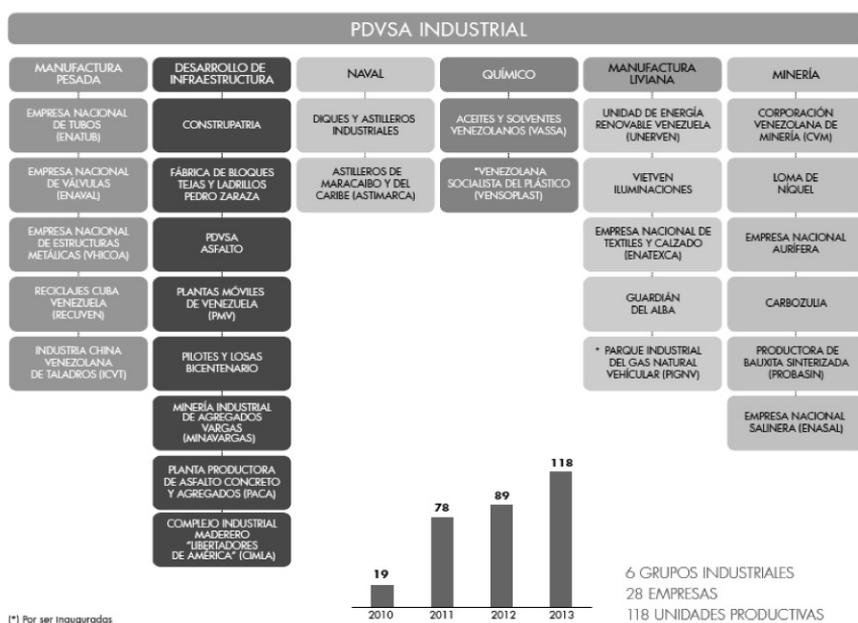
28 PDVSA (2016): «Informe de Gestión 2016» sobre PDVSA Industrial, p. 24.

Y en su «gobierno corporativo», en el mismo Informe de gestión 2016, se destacan comités como el de «Dirección de Proyectos y Vivienda» y el «Operativo para el Sector no Petrolero».

Así, tienen unas gerencias corporativas tales como «Relaciones Institucionales y Gestión de Planes de Salud» y «Salud Integral».

Lo más crítico es la filial PDVSA Industrial, conformada por ciento dieciocho unidades productivas en veintiséis empresas no petroleras que fabrican desde bloques, tejas y ladrillos hasta textiles y calzados. Así como la empresa nacional aurífera. Más detalles en el cuadro siguiente.

Cuadro 2. Empresas que conforman PDVSA Industrial.



Fuente: PDVSA: Informe de gestión 2013, p. 160.

Finalmente, el deterioro de la estatal PDVSA se demuestra por la detención de dos de sus presidentes (Eulogio Del Pino y Nelson Martínez) y de la solicitud de detención del exministro y expresidente de PDVSA, Rafael Ramírez, todo esto junto a la detención y búsqueda de, por lo menos, sesenta y cinco altos gerentes.²⁹

29 *El Nacional* (2017): «Detuvieron a Nelson Martínez y Eulogio Del Pino por corrupción». Extraído de <http://www.el-nacional.com/noticias/politica/detuvieron-nelson-martinez-eulogio-del-pino-por->

Así, fue detenido Orlando Chacín, vicepresidente de PDVSA, junto con otros altos gerentes, todos acusados por corrupción por el fiscal general de la República.³⁰ Esto sin incluir otros altos funcionarios de la estatal detenidos en el exterior. Lo anterior ha producido la renuncia de cientos de empleados y, por supuesto, la caída de la producción.

Lo anterior había sido denunciado por el Lic. Silvestre Latimer Molero Torres, comisario de PDVSA, en su Informe de 2016. En su página 18 y siguientes se lee:

Casos de investigación: (véase la nota 31 de los Estados Financieros Consolidados).

Es un asunto clave de auditoría debido a que hemos identificado riesgos de irregularidades (fraude o conducta irregular), principalmente, en los procesos de procura de bienes y servicios, y de pagos a proveedores. Asimismo, por las investigaciones que está realizando PDVSA sobre ciertas irregularidades de las cuales ha sido objeto.

(...) Nuestra evaluación se basó fundamentalmente en la necesidad que tiene el grupo de seguir reforzando sus procedimientos para prevenir, detectar y responder al fraude; así como también, en ciertas investigaciones iniciadas por PDVSA en este ejercicio económico, investigaciones de ejercicios económicos anteriores aún no concluidas por PDVSA, acusaciones en contra de representantes de ciertos contratistas y proveedores, y denuncias y órdenes de detención a directivos y otros funcionarios de PDVSA.

(...) Tanto en los casos en los cuales PDVSA contrató especialistas externos, como en las investigaciones internas, el enfoque de trabajo establecido por la gerencia de PDVSA se orientó en dos fases fundamentales. La primera fase enfocada principalmente a confirmar si realmente ocurrió fraude, cuáles fueron las debilidades de control interno que permitieron la ocurrencia de esos hechos, identificar las modalidades a través de las cuales se cometió fraude, identificar a los potenciales responsables y determinar si el hecho irregular era sistemático o no, con la finalidad de delimitar la población afectada y, posteriormente, poder cuantificar el posible efecto sobre los estados financieros consolidados mediante una metodología razonable. En la segunda fase, la gerencia de PDVSA profundiza los procedimientos de investigación para precisar responsabilidades, establecer sanciones y activar procesos legales para que PDVSA obtenga el resarcimiento de los daños que le hubiesen causado.

La gerencia estima que estos procesos se extenderán un tiempo, y podrían requerir cambios en su alcance en la medida que estos avancen. Estas investigaciones están sujetas a una serie de incertidumbres y los efectos de sus resoluciones finales sobre los futuros resultados consolidados de las operaciones y la situación financiera consolidada de PDVSA son inciertos (...).

corrupcion_213577

30 Alba ciudad 96.3 FM (2017): «Capturan a vicepresidente y 10 gerentes de PDVSA por corrupción y sabotaje a producción petrolera». Extraído de <http://albacidad.org/2017/10/capturan-a-vicepresidente-y-10-gerentes-de-pdvsa-por-corrupcion-y-sabotaje-a-produccion-petrolera/>

(...) En relación a este asunto clave, el comisario principal de PDVSA ha realizado una debida lectura de los informes y presentaciones ante el Comité de Auditoría, de los resultados de las investigaciones forenses y papeles de trabajo sobre los casos de fraudes en la procura de materiales y equipos petroleros que han tenido lugar en Bariven, S. A. y sus filiales en el exterior, objeto de las revisiones de auditoría; con base en el avance de la actividad investigativa y subsiguientes informes tanto de la firma externa contratada, especializada en auditoría forense, como de los informes emitidos por la Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna Corporativa (DEAIC), durante el ejercicio económico y en años anteriores; asimismo, con base en investigaciones a cargo de la Dirección Ejecutiva de Seguridad Integral (DSI), antes Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas (PCP). En atención a los resultados de esas auditorías e investigaciones, se concluye que se ha identificado un cuadro de prácticas irregulares aplicadas en el manejo de ciertas transacciones de compras con sobreprecios y, por ende, con afectación patrimonial a la corporación; y dado el desarrollo alcanzado por las citadas revisiones, se han tomado acciones a cargo de la Presidencia y el Comité de Auditoría de PDVSA, dirigidas a confirmar situaciones irregulares presentadas, identificar controles internos vulnerados, mitigar los efectos de tales prácticas, establecer responsabilidades, así como emprender acciones legales, orientadas a resarcir el daño patrimonial.

(...) Adicionalmente, el Comité de Auditoría instruyó oportunamente para resarcirse con pagos no efectuados, de aproximadamente 400 millones de dólares, a las empresas relacionadas con la procura afectada por sobreprecios, acciones que en su conjunto permiten estimar razonablemente, quede reparado el daño patrimonial recibido por la corporación (...).

;;;A confesión de partes, relevo de pruebas!!!

REFLEXIONES SOBRE EL COLAPSO Y LA RECUPERACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN VENEZUELA



RAMÓN KEY* Y CLAUDINA VILLARROEL**

Resumen

El deterioro que se viene observando en la industria petrolera nacional desde el año 2006 y su colapso actual se deben al rol protagónico de esta como financista y operadora de la política social y de desarrollo del llamado socialismo del siglo XXI. En el modelo económico, social y político que se instaura a partir del año 1999, el sector petrolero es sometido a una serie de lineamientos del poder ejecutivo que comprometen su capacidad operativa y financiera. Este colapso del sector petrolero y de su sector energético en general, compromete a su vez la sostenibilidad de este modelo y la calidad de vida de la población. La recuperación del sector petrolero, indispensable para la superación de la depresión económica actual, requiere de la focalización de PDVSA en el negocio medular, la remoción de los subsidios al mercado interno, la participación del sector privado tanto en la conducción de las operaciones como en el financiamiento de la inversión requerida y, finalmente, la renegociación de la deuda de la corporación. Cabe destacar que la aplicación de cada una de estas medidas en forma aislada no resuelve el problema de la sostenibilidad del sector. El levantamiento de 1,4 millones de barriles por día en un período no inferior a cinco años requerirá de montos de inversión que se aproximan a los 110.000 millones de dólares.

Introducción

El colapso del sector petrolero venezolano se parece mucho en sus magnitudes al colapso de la producción petrolera en la antigua Unión Soviética en la década de los noventa. Con un pico de producción alcanzado en el año 1987 de 11,42 millones de b/d, la producción de crudo en la Federación Rusa cae en forma continua hasta alcanzar en el año 1996 una producción de 6,06 millones de b/d. En nueve años se presentó una caída acumulada de 46,9%. Para el caso venezolano, se presenta una situación similar a partir del pico alcanzado el año 2006, de 3,34 millones de b/d,

* Centro Internacional de Energía y Ambiente – IESA

** Universidad Central de Venezuela

según la misma fuente estadística. Ese año en particular se revierten los contratos de los convenios operativos, de las asociaciones estratégicas de la faja petrolífera del Orinoco (FPO) y de los convenios de exploración a riesgo. Para el año 2017 la producción que informó por BP es de 2,11 millones de b/d, lo cual representa una caída acumulada de 36,7%. Para el año 2018, tomando en consideración los datos presentados por la OPEP (2018), estos sugieren una caída en promedio de 26% para 2018, pudiendo resultar en una caída acumulada de 51,8% desde el año 2006 (durante un período de doce años). Una caída muy parecida en magnitud a la registrada en la Federación Rusa. La caída de la producción petrolera en Venezuela solo tiene precedente en la caída de la producción ocurrida en el período 1970-1985, cuando la producción de petróleo registra una caída de 53,5% (durante un período de quince años). En aquella oportunidad, debido a la falta de inversión por parte de las empresas operadoras internacionales ante la inminente nacionalización del sector petrolero. En el caso ruso, la caída de la producción petrolera está asociada al colapso del modelo socialista soviético. En el caso de la Venezuela actual, la caída de la producción petrolera estaría asociada a la insostenibilidad del llamado socialismo del siglo XXI.

Hay, sin embargo, una diferencia entre la caída del sector petrolero de la Federación Rusa de los años noventa y la caída de la producción en Venezuela. En el caso ruso, en los nueve años contados a partir del pico del año 1986, la producción lograba estabilizarse. En el caso venezolano, en doce años contados a partir del pico alcanzado en la producción, la producción continua en caída libre. Con el objetivo de arrojar luces sobre el origen de esta caída libre en la producción de petróleo en nuestro país, en la sección II de este trabajo se analiza el rol del sector petrolero dentro del modelo económico, social y político instaurado en el país desde el año 1999. En la sección III, se hace énfasis en el desempeño económico-financiero de PDVSA y la insostenibilidad del modelo del socialismo del siglo XXI.

Los efectos de la caída de la producción petrolera en Venezuela, su principal base económica, ha dejado profundas huellas en la calidad de vida de la población. La caída de la producción de petróleo durante el período 1970-1985 vino acompañada de una pérdida de 20,1% en el PIB total per cápita. Más recientemente, desde el año 2006 y hasta el año 2016, se registra una pérdida similar en el PIB per cápita de 20,6%, mientras que la pérdida acumulada en el PIB per cápita desde el año 2006 hasta el año 2018 sería de 43,5%. La caída del PIB total per cápita en Venezuela, tanto ayer como hoy, estaría asociada a la disminución de su base económica, el sector petrolero. Para el año 2015 el sector petrolero aportaba aproximadamente 12% del PIB total, pero su incidencia en el comportamiento del PIB total va mucho

más allá de esta cifra. El sector petrolero aporta más de 90% de las divisas que financian las importaciones de la economía y financia más de 50% del gasto fiscal y parafiscal. Por otra parte Rodríguez y Rodríguez (2010), señalan los efectos de arrastre que tiene la actividad petrolera sobre el resto de la economía a través de las exportaciones, inversiones, además del pago de impuestos para el financiamiento del gasto público. En Key y Villarroel (2018) se estima, haciendo uso de un modelo de multiplicadores de origen petrolero, que la caída en variables como volumen de exportaciones, inversiones y aportes fiscales (y parafiscales) serían responsable de 80% de la caída observada del PIB total durante el período 2009-2018.

Revertir la tendencia reciente en el desempeño del sector petrolero se perfila como una condición necesaria para la recuperación del PIB total y del PIB per cápita. En la sección IV, a propósito de esta condición, se analizan los aspectos clave para lograr la recuperación del sector petrolero. En la sección V se presentan las conclusiones.

Rol del sector petrolero dentro del socialismo del siglo XXI

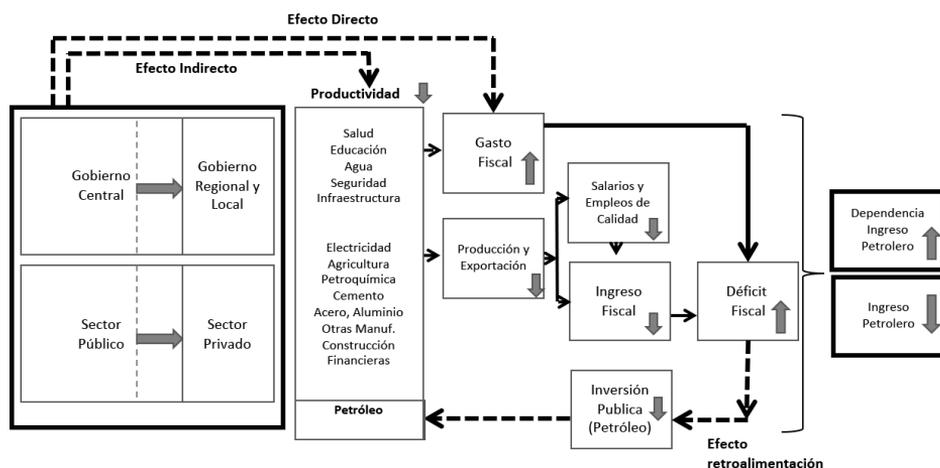
El punto de partida del análisis de esta sección es caracterizar el modelo petrolero vigente en el país bajo el socialismo del siglo XXI (desde 1999 hasta el presente) y sus resultados. El sector petrolero juega un rol protagónico, principalmente como financista, en una fase inicial, dentro de un modelo que es estatista en la producción de bienes privados y centralista en la provisión de bienes y servicios públicos. Este modelo es el responsable de generar una tremenda paradoja que lo hace inviable y lo hace parecer al colapso del socialismo soviético del siglo XX. Por un lado propicia una mayor dependencia (de la nación como un todo) de este ingreso petrolero (a través de mayores demandas para el uso del ingreso petrolero por parte de todos los sectores), pero por el otro debilita a la propia industria en aspectos claves y fundamentales del negocio petrolero como lo son la productividad y la inversión que, a la larga, se traduce en menos ingreso petrolero para atender las demandas de la sociedad y de la misma industria petrolera.

En la figura 1 se muestra en forma esquemática la relación entre el modelo del socialismo del siglo XXI y el aumento de la dependencia del ingreso petrolero. Se identifican mecanismos directos, indirectos y de retroalimentación que fomentan y reproducen la dependencia del ingreso petrolero. El punto de partida de este análisis se basa en el modelo económico, social y político estatista (en la producción de bienes privados) y centralista (en la producción de bienes públicos) que se implanta en el país desde 1999 y que se ve fortalecido por el *boom* de precios del petróleo más

largo y pronunciado que se ha producido desde los años setenta. Paul Stevens destaca el rol del crecimiento de la demanda de petróleo de los países asiáticos (China, India y otros países del sudeste asiático) como el principal factor detrás del crecimiento de los precios más que al rol jugado por la OPEP en la evolución de los precios.

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

Figura 1. Socialismo del siglo XXI y la dependencia del ingreso petrolero en Venezuela.



Fuente: basado en Key, R. y Villarroel, C. (2018): «El petróleo será... op. cit.

El *efecto indirecto* se materializa a través de la caída de la productividad de los múltiples sectores que pasan a manos del Estado. En *Gestión en rojo: evaluación de desempeño de 16 empresas estatales y resultados generales del modelo productivo socialista* se muestra evidencia sobre estas caídas de productividad cuando las empresas estatales pasan a manos del Estado. Al producirse esta caída de productividad se genera mayor presión sobre el gasto debido a los mayores requerimientos de recursos para lograr los mismos objetivos. Esta caída de productividad viene también acompañada de la caída de los ingresos de los organismos y empresas estatales y los impuestos presentados y pagados, con lo cual tiende a aumentar el déficit y la presión sobre el uso del excedente económico de PDVSA (indicador sobre el cual vamos a dar cuenta posteriormente). Un agravante en la pérdida de productividad del modelo estatista-centralista instaurado en el país desde 1999 es la sobrevaluación de la tasa de cambio

oficial que se produce por el *boom* de precios petroleros referido anteriormente en ausencia de fondos de estabilización macroeconómica eficiente, y de una política deliberada de endeudamiento externo a cuenta de los precios del petróleo más altos.

El *efecto retroalimentación* consiste en reducir el componente de inversión del sector público, incluida PDVSA, una vez que se agotan las fuentes de financiamiento externo. De esta forma, la caída de inversiones en las empresas del Estado retroalimenta el efecto indirecto descrito anteriormente debido a que las reducciones de inversiones públicas refuerzan aún más las caídas de productividad. Se retroalimenta la dependencia del ingreso petrolero al reducirse la capacidad de producción y de generación de ingresos de estas empresas estatales no petroleras. Por otra parte, al reducirse la inversión en el sector petrolero, y la consecuente caída de la productividad del sector, se reduce la capacidad de generar recursos suficientes para atender las crecientes demandas del resto de los sectores económicos y sociales del país.

Esta contradicción entre crecientes demandas de los recursos de origen petrolero de parte de todos los sectores de la sociedad y la caída de los ingresos petroleros asociados a caída de la producción hacen insostenible el modelo, incluso en un escenario de estabilidad o de crecimiento moderado de los precios petroleros. Cabe destacar que este resultado en la disparidad entre las demandas de recursos petroleros (por todos los sectores de la sociedad) y los ingresos petroleros descritos en la figura 1 se ve agravado por la caída de los precios del petróleo en los mercados internacionales a partir del segundo semestre del año 2014.

El Gobierno, en vez de aprovechar la coyuntura de precios bajos durante el segundo semestre del año 2014 para revertir el origen y las consecuencias del «modelo» estatista-centralista descrito anteriormente, decide, por el contrario, reforzarlo imponiendo un ajuste recesivo vía restricciones cuantitativas a las importaciones de todos los sectores productivos, incluido el propio sector petrolero. De esta forma, el control y la restricción a las importaciones se convierte en un instrumento para reforzar aún más el modelo estatista-centralista, lo que niega la posibilidad de reactivación económica tanto del propio sector petrolero como del resto de la actividad no petrolera a través del mecanismo de precios relativos, el mecanismo más eficiente de asignación de recursos en una economía moderna.

En lo que respecta a la industria petrolera, la orientación de la política petrolera y los lineamientos directos del Ejecutivo nacional merman en forma directa los recursos propios de PDVSA para financiar sus inversiones de largo plazo y el mantenimiento de sus operaciones e instalaciones. En la figura 2 se presentan, en forma esquemática, los aspectos más resaltantes de la política petrolera-lineamientos

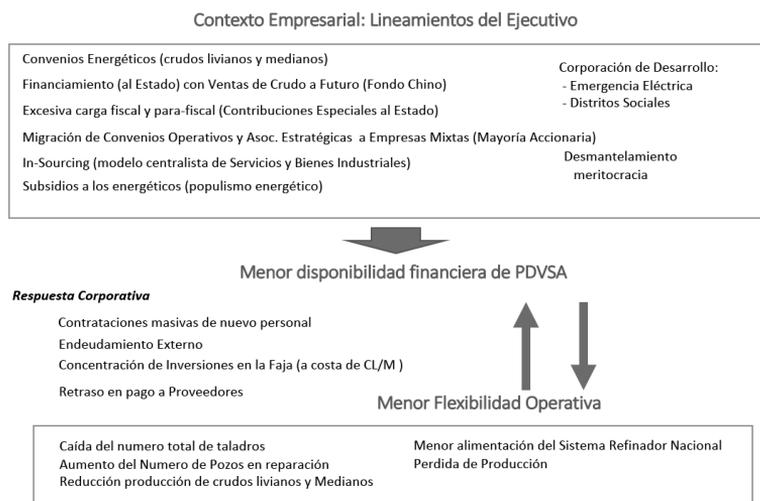
del Ejecutivo (primer nivel), la respuesta de la organización PDVSA frente a estas exigencias a lo largo del tiempo (segundo nivel) y los efectos sobre la operatividad de la empresa (tercer nivel). Esta figura, al igual que la anterior, destaca los aspectos dinámicos o de retroalimentación que permiten dar cuenta del deterioro progresivo de la industria petrolera hasta el presente. Los lineamientos del Ejecutivo apuntan a lo siguiente:

- Aumento de la carga fiscal-para-fiscal sobre PDVSA desde el mismo año 1999 que es reforzada desde el año 2001 con contribuciones para-fiscales (contribuciones especiales al Estado) para financiar las llamadas misiones sociales. Sobre este particular se destaca que el total de aportes fiscales (regalía e ISLR) y misiones-desarrollo social durante los años 1999-2016 representan, en promedio, 100,3% del excedente operativo generado por la corporación mientras que durante el período 1990-1998 el promedio fue de 84,3% del excedente operativo.
- Aumento de los subsidios implícitos a los energéticos vendidos en el mercado interno desde el año 1999 por la congelación de precios y tarifas y su venta por debajo de los costos de producción y de oportunidad, lo que también compromete la disponibilidad de recursos de la corporación. Cifras de la IEA (2017) estiman en 91% la tasa promedio de los subsidios a los combustibles en el mercado interno y en 15,6 MMM\$ el valor que representan en términos de sacrificio en ingresos.
- Acuerdos energéticos bilaterales con países del Caribe, Centroamérica y Suramérica a partir del año 2000, los cuales implican condiciones comerciales de colocación de crudos y de financiamiento no favorables para el flujo de caja de la corporación. Entre los años 2008 y 2016 se suministró bajo el paraguas de estos acuerdos el equivalente a 12% de las exportaciones. Se estima que por compromisos de esta naturaleza actualmente se dejan de percibir 1.700 millones de dólares.
- Migración de convenios operativos y asociaciones estratégicas de la faja a partir del año 2006 hacia la figura jurídica de empresas mixtas, con lo cual PDVSA debe aportar más de 60% del financiamiento de nuevos proyectos de inversión.
- Exigencia de convertir PDVSA en una corporación de desarrollo mediante diversas iniciativas como la de creación de distritos sociales, en 2006, con nuevas y diversas responsabilidades para los gerentes de operaciones.
- Creación de diversas empresas de producción social (2006) con fines alejados de los conceptos de sostenibilidad y de la dedicación de tiempo y esfuerzo a actividades no medulares. La adquisición y expropiación de

empresas proveedoras de bienes y servicios petroleros (del llamado sector conexo) a partir del año 2008 aumenta los requerimientos de inversión de la corporación en actividades no medulares.

- Venta de petróleo a futuro a través del Fondo Chino (2011) para financiar en más de 60% proyectos no petroleros del Estado. Responsabilidad directa en la atención de la emergencia eléctrica del año 2009.
- Desmantelamiento de la meritocracia a la par que a la corporación se le asignaban nuevos y variados compromisos administrativos y operacionales no medulares al negocio petrolero. En este contexto cae el despido de más de 23.000 trabajadores de la llamada nómina mayor, compuesta por profesionales y técnicos de altísima calificación y experiencia. De nuevo se produce aquí una paradoja entre las mayores demandas de recursos humanos de origen petrolero y su efectiva disponibilidad.

Figura 2. Modelo Económico-Social y PDVSA.



Fuente: Key (2016).

Frente a este contexto empresarial exigente en recursos financieros, la empresa recurre al endeudamiento externo como forma de paliar las presiones fiscales y de demanda de recursos financieros. Adicionalmente, toma la decisión estratégica (cuestionable) de concentrar sus inversiones en la faja, en detrimento de las inversiones en crudos livianos y medianos, particularmente, en occidente. Al

subestimar los costos de capital para el desarrollo del crudo pesado y sobreestimar la capacidad de ejecución de la corporación en proyectos complejos, se produce la desinversión en la producción de crudos livianos y medianos y la consecuente caída vertiginosa de la producción de estos crudos. Por otra parte, sin que se haya desarrollado ninguna capacidad adicional en el procesamiento de crudo pesado a través de nuevos mejoradores, el ajuste de precios a la baja (que ocurre en el año 2008 y, particularmente, a partir del año 2014), combinado con la caída de la producción de crudos livianos (por una decisión estratégica), limita el alcance de las economías de dilución de crudos pesados de la faja. Vamos a ver en la próxima sección que la contraparte de esta realidad compleja es una caída abrupta e importante en la productividad media de los activos en propiedad, plantas y equipos de la corporación y de EyP en particular y de la fuerza de trabajo.

Una vez que se agota el financiamiento externo al punto que resulta ser extremadamente costoso, el estrés financiero al que es sometida la empresa merma la capacidad de pagos a sus contratistas y proveedores y se contrae la inversión (gráfico 1). De esta forma, para el año 2016, el promedio de pago de una factura alcanza el récord de veintinueve meses, un indicador que desde 1990 y hasta 2007 estaba alrededor de 2,1 meses. Llegada a esta fase en el estrés financiero de la empresa, se reduce su flexibilidad operativa al no contar con los insumos y servicios básicos necesarios en la producción y procesamiento de crudos en los tiempos requeridos, reforzándose así una especie de círculo vicioso que se manifiesta como una espiral de deterioro operacional indetenible (gráfico 2).

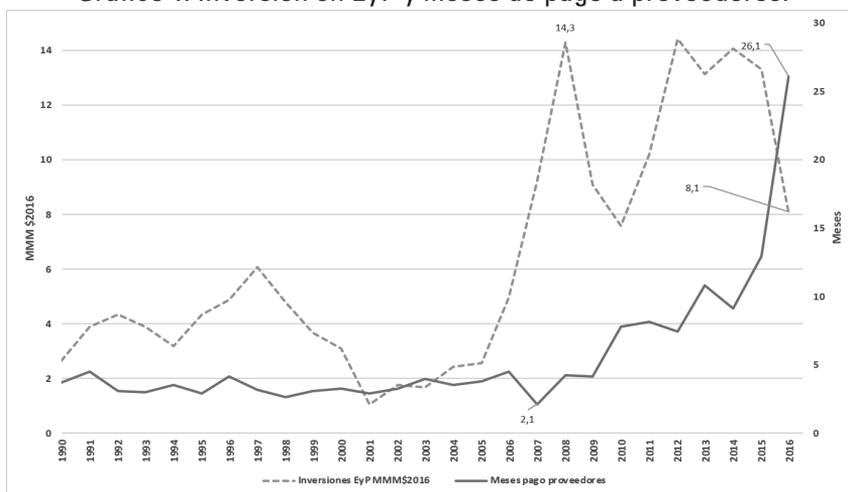
Desempeño económico-financiero de PDVSA

El análisis de la productividad es clave para entender la naturaleza de la debacle actual del sector petrolero. En esta sesión se analiza la productividad de PDVSA en relación a los trabajadores empleados en forma directa y en forma indirecta (contratada) y en relación a los activos en calidad de propiedad en plantas y equipos. Posteriormente, se analiza la evolución del excedente operativo y financiero, los aportes fiscales y cuasifiscales y el del déficit financiero. Con relación a la productividad, los gráficos 3 y 4 muestran, respectivamente, la productividad promedio de los trabajadores y de los activos utilizados por la empresa en términos de barriles físicos netos producidos o extraídos. En relación a ambos indicadores, se destaca una caída de productividad promedio entre los años 2006 y 2016 (un lapso de diez años). Para el caso de la productividad promedio de los trabajadores directos y contratados, esta cae de 17.800 barriles por trabajador en el año 2006 a 6.500

barriles por trabajador en 2016 (una caída de 58%). Para el caso de la productividad promedio de los activos invertidos en propiedades, plantas y equipos, se observa que este indicador presentaba un valor pico de 21.000 barriles por \$2016 en el año 2006 y pasa a 7.100 barriles por dólar en el año 2016 (una caída de 66%).

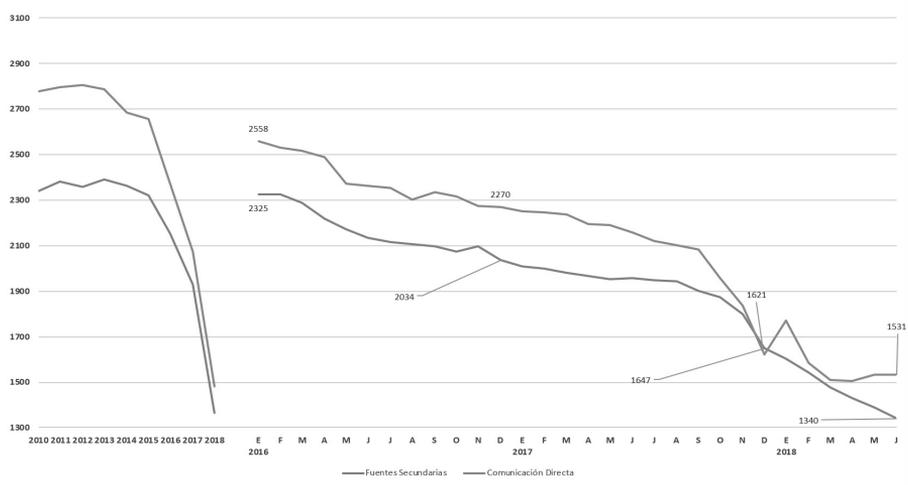
La naturaleza dinámica del sector petrolero consiste en generar los barriles suficientes para compensar la declinación natural y mecánica de los pozos productores a través de la aplicación de métodos de recuperación que implican desembolsos en servicios e inversiones.

Gráfico 1. Inversión en EyP y meses de pago a proveedores.



Fuente: cálculos propios basados en informes anuales de PDVSA.

Gráfico 2. Producción de crudo.



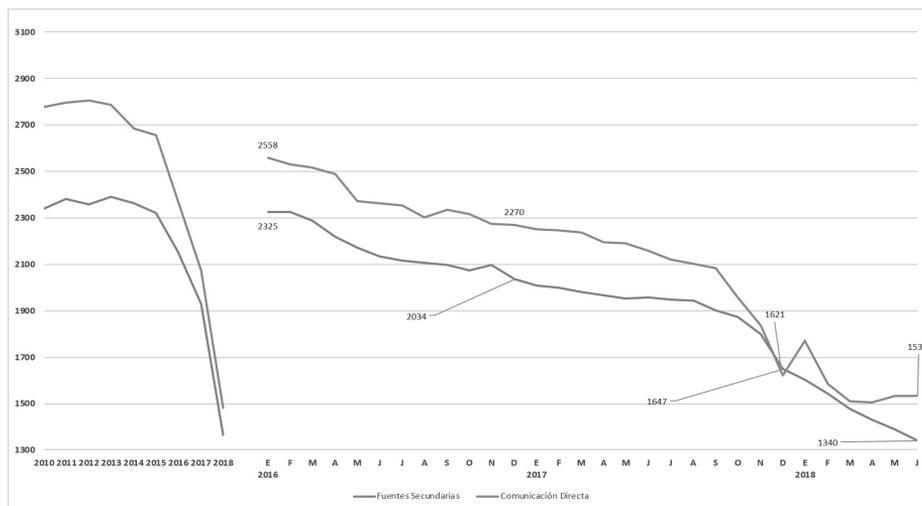
Fuente: OPEP (2018) y cálculos propios.

Gráfico 3. Miles de barriles producidos por trabajador petrolero.



Fuente: cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA.

Gráfico 4. Miles de barriles producidos por \$2016 en propiedad, planta y equipos.



Fuente: cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA.

Para fines didácticos de la realidad de la producción en Venezuela, se presenta en el gráfico 5, en un formato de doble escala, la tendencia de variables claves como declinación de la producción (línea de puntos) (asumiendo un promedio de declinación natural de 24%), la generación de barriles para compensar esa declinación —y las inversiones en EyP— (línea de guiones). Estas variables aparecen en dicho gráfico como líneas de tendencia mediante aproximaciones polinómicas. Se aprecia la tendencia hacia la baja de la inversión en Exploración y Producción (EyP) desde el año 1999 hasta el año 2003, mientras que los barriles generados alcanzan su máximo en 2001. En consecuencia, hasta el año 2005, los barriles generados justo logran compensar los barriles declinados. Los aspectos comentados sobre la caída en la productividad de los factores representados en los gráficos 3 y 4 se presentan nuevamente en el gráfico 5. Nótese que a partir del año 2003 se aprecia un repunte de las inversiones en EyP, a tal punto que para el año 2006 se alcanza el pico de inversión del año 1995. El problema que atañe a la productividad se presenta en que entre el año 2003 y el año 2013 la inversión real en dólares de 2016 se multiplica por un factor de 7, mientras que en este mismo período los barriles generados se reducen a la mitad. De forma tal que los barriles generados no logran compensar la declinación a partir del año 2006.

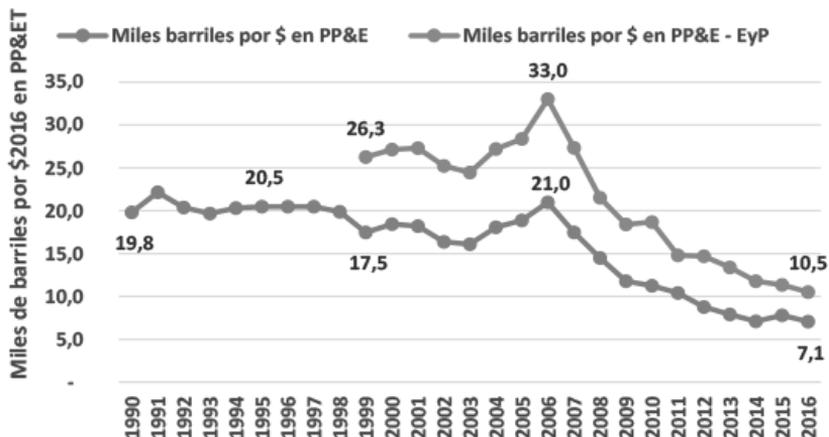
La situación a partir del año 2014 se presenta aún más grave cuando las inversiones en EyP se reducen de valores cercanos a los 14.000 millones de dólares a niveles cercanos a los 8.000 millones de dólares, una reducción por el orden de 50%. En estas circunstancias, la generación de barriles adicionales para compensar la declinación se convierte en una clara imposibilidad. De esta forma, lo que explica la caída de producción en fechas recientes 2016-2018 que superan los 200 MBD por año es, por un lado, la caída de la eficiencia de la inversión (del orden de 60%) y, por el otro, la caída de la propia inversión en términos absolutos de 50%.

Esta pérdida de la productividad de los factores y de la eficiencia de la inversión trae como consecuencia el deterioro de la capacidad de generación de excedente presente y futuro. En el gráfico 6 se presenta la evolución de los ingresos, de los costos-gastos y del resultado operativo en términos reales a precios de 2016. Se destaca la abrupta caída del resultado operativo (excedente) a partir del año 2011 y su completo colapso en los años 2015 y 2016. Se destaca para el año 2016 que, a pesar de unos ingresos por ventas similares a la de los años noventa, el resultado operativo difiere sustancialmente. En el peor año de esa década (1993), el resultado operativo equivalía a 10,3 MMM\$16. En el año 2016, este apenas alcanza los 0,5 MMM\$. Este resultado se corresponde con el efecto del alza de costos y gastos relacionados con la caída de la productividad de los factores y de la eficiencia de la inversión.

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

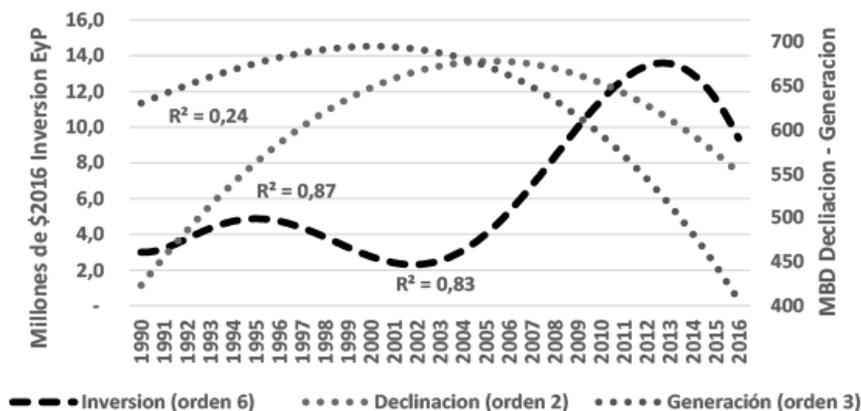
un excedente negativo (después de los aportes al Estado) desde el año 2013 por montos que superan los 5 MMM\$2016.

Gráfico 5. Declinación, generación de barriles e inversión.



Fuente: cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA.

Gráfico 6. Resultado operativo de PDVSA.

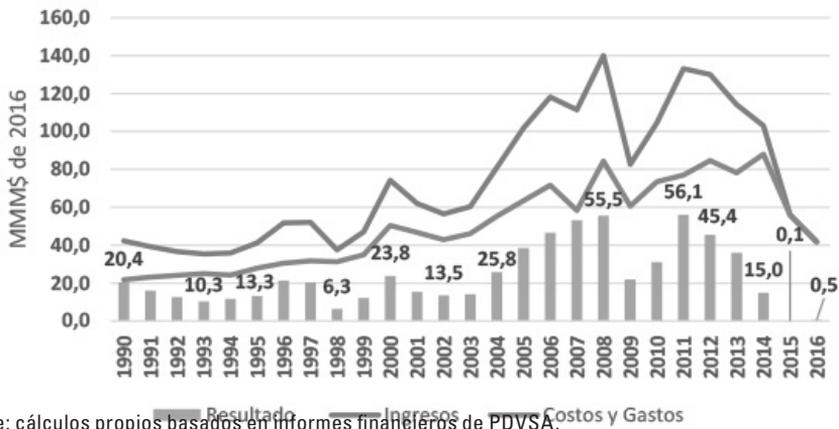


Fuente: cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA.

Si se considera ahora el desembolso por inversiones (ver gráfico 8), se aprecia un creciente déficit financiero a partir del año 2006 hasta que alcanza niveles críticos

a partir del año 2009, al superar los 15 MMM\$16. Esta situación deficitaria se mantiene hasta el presente.

Gráfico 7. Resultado operativo, aporte fiscal-parafiscal y excedente petrolero.



Fuente: cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA.

Gráfico 8. Inversión y déficit financiero de PDVSA.



Fuente: Cálculos propios basados en informes financieros de PDVSA.

Al tomar en cuenta el financiamiento de dicho déficit tomando en consideración fuentes tradicionales como el endeudamiento externo, fondos por depreciación y el crédito de proveedores, el porcentaje de dicho financiamiento tradicional se reduce de 80% en 2006 a 49% en 2006. Estas cifras sugieren la relevancia creciente del financiamiento por parte del Banco Central de Venezuela a

PDVSA, lo cual representa la máxima expresión de la desnaturalización de la función de esta corporación como empresa operadora de petróleo y el fracaso del modelo económico-social imperante desde 1999. Otro aspecto que ilustra este colapso es mirar la matriz energética y no solo la petrolera. La caída en la producción de energía primaria durante el período 2006-2016 es de 24,9%, la caída de la generación hidroeléctrica es de 24,8%, mientras que la caída de la producción de carbón es de 96,2%. Solo en el sector gasífero se observa un crecimiento, y este se debe a la presencia de licenciatarios privados. Mientras que la producción total de energía primaria se contrae en 24,5%, el consumo se reduce solo en 4,9%, con lo cual la exportación neta de energía primaria se contrae en 35,6%.

Cuadro 2. Evolución de la matriz de energía primaria en Venezuela.

Producción Energía Primaria en Venezuela (Millones Toneladas petróleo equivalente)

	1996	2001	2006	2011	2016	2016/2006 Variación %
Petróleo	165,2	163,0	171,2	141,5	124,1	-27,5%
Gas	26,8	26,6	28,3	24,8	30,9	8,9%
Carbon	4,2	7,7	7,2	2,6	0,3	-96,2%
Hidro-electricidad	12,2	13,7	18,4	18,8	13,9	-24,8%
Total	208,3	211,0	225,1	187,8	169,1	-24,9%

Consumo de Energía Primaria en Venezuela (Millones Toneladas petróleo equivalente)

	1996	2001	2006	2011	2016	2016/2006 Variación %
Petróleo	18,2	27,0	31,5	34,6	28,7	-8,9%
Gas	26,8	26,6	28,3	26,7	32,0	13,0%
Carbon	-	-	0,2	0,2	0,1	-72,6%
Hidro-electricidad	12,2	13,7	18,4	18,8	13,9	-24,8%
Total	57,1	67,3	78,5	80,3	74,6	-4,9%

Exportación de Energía Primaria en Venezuela (Millones Toneladas petróleo equivalente)

	1996	2001	2006	2011	2016	2016/2006 Variación %
Petróleo	147,0	136,0	139,7	106,9	95,4	-31,7%
Gas	0,0	0,0	0,0	-1,9	-1,1	-
Carbon	4,2	7,7	6,9	2,4	0,2	-97,1%
Hidro-electricidad	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Total	151,2	143,7	146,6	107,4	94,4	-35,6%

Fuente: BP (2017).

Elementos claves para la recuperación del negocio petrolero en Venezuela

La recuperación de la base económica del país –su sector petrolero– es condición necesaria para superar la gran depresión económica actual que azota al país desde el año 2014. Sin embargo, prevalece la escasez de recursos frente al déficit de infraestructura no solo en el sector energético, sino también en las áreas de salud, educación, agua, transporte y vialidad, entre otras. En esta sección se abordan tres temas claves relacionados con la recuperación del sector petrolero. El primero es i. ¿A cuánto ascienden las inversiones para recuperar a la industria petrolera?; ii. ¿A cuánto ascienden las necesidades de financiamiento del sector?; y iii. ¿Cuáles serían las acciones para darle viabilidad financiera y operacional a la industria petrolera nacional?

Inversiones requeridas

Las inversiones requeridas son una función de los escenarios de producción a alcanzar. Se plantean para ello tres escenarios alternativos, para un horizonte temporal de cinco años. Un escenario base de 1,6 MMBD para el final del período, uno intermedio de 2,1 MMBD y otro acelerado de 3,0 MMBD. Los respectivos requerimientos de inversión por año para estos escenarios serían 12 MMM\$, 15 MMM\$ y 22MMM\$, respectivamente.¹ El supuesto implícito en estos números es la eficiencia y productividad a niveles previos al año 1999.

Necesidades de financiamiento

Para la medición de las necesidades de financiamiento de cada uno de los escenarios se realiza un ejercicio de simulación con la estructura financiera que aparece en el cuadro 1. Para ello, se simulan los correspondientes ingresos, gastos, aportes fiscales y parafiscales, inversiones (correspondiente al apartado anterior), así como los compromisos que se derivan de contratos comerciales y deudas financieras. En cuanto a las necesidades que se derivan de estos compromisos, cabe destacar una deuda financiera de más de 40.000 millones de dólares, una deuda con proveedores que supera los 30.000 millones de dólares, unos pasivos contingentes de más de

1 Un estudio más preciso y detallado se encuentra en Gabaldón A., Larrañaga F. J. y Key, R. (coordinadores) (2018): *Plan de recuperación...*, *op. cit.*

25.000 millones de dólares y compromisos con el Fondo Chino por otros 20.000 millones de dólares. Estas cifras totalizan unos 115.000 millones de dólares, y pudieran representar unos desembolsos anuales de unos 15.000 millones de dólares por año a mediano plazo solo por el asunto de los compromisos adquiridos. La premisa básica es partir de la situación actual en cuanto a lineamientos del Ejecutivo relativos a la presencia de aportes parafiscales (29% del excedente operativo, promedio 1999–2016), así como la tasa actual de subsidios a las ventas del mercado interno (98%) y una limitada participación del sector privado en el financiamiento de nuevas inversiones (0% como punto de partida). Por último, se toman en cuenta unos precios de referencia del Brent en el rango 58 \$/bl–72 \$/bl. Tomando en consideración todas estas premisas, consideraciones y circunstancias, se estiman unas necesidades totales de financiamiento en el rango de 25 MMM\$ a 29 MMM\$.

Acciones para darle viabilidad financiera y operacional a la industria petrolera nacional

Para darle viabilidad financiera a la industria petrolera nacional, PDVSA en este caso, se requiere de cada uno de los siguientes puntos que se describen a continuación.

1. Devolverle a PDVSA su papel de empresa operadora en la extracción y procesamiento de crudos y concentrar su gestión en sus áreas de competencia.
2. Eliminar la carga parafiscal de PDVSA para mitigar la excesiva presión fiscal sobre la empresa.
3. Eliminar los subsidios implícitos a los combustibles en el mercado nacional.
4. Aumentar la participación del sector privado en la industria petrolera.
5. Renegociar deuda financiera y no financiera.

No se trata de medidas que puedan ser tomadas en forma aislada. Ya vimos en el apartado anterior que, aun asumiendo los parámetros de eficiencia operativa y de la inversión de los años previos a 1999, se presentarían necesidades de financiamiento entre 25 MMM\$ y 29 MMM\$. Si se considera solo la total eliminación de la carga parafiscal, las necesidades de financiamiento estarían por el orden de los 22 MMM\$ a 26 MMM\$. Asimismo, si se considera solo la total eliminación de los subsidios al mercado interno, las necesidades de financiamiento estarían en el rango de 15 MMM\$ a 19 MMM\$. Si se considera solo aumentar la participación privada en el financiamiento de las inversiones requeridas, las necesidades de financiamiento

se ubicarían entre los 16 MMM\$ y 18 MMM\$. Finalmente, renegociar la deuda² financiera podría reducir las necesidades de financiamiento a un rango de 21 MMM\$ a \$25 MMM\$.

De acuerdo a un escenario base (1,6 MMBD), la cobertura de las necesidades de financiamiento requerirían la eliminación de la carga parafiscal, la eliminación total de los subsidios, el 100% de participación privada en el financiamiento de la inversión y reducción de 50% de la deuda financiera.

En un escenario intermedio (2,1 MMBD), la cobertura de las necesidades de financiamiento requerirían la eliminación de la carga parafiscal, una tasa de subsidio de 10%, un 80% de participación privada en el financiamiento de la inversión y reducción de 50% de la deuda financiera.

En un escenario acelerado (3,0 MMBD), la cobertura de las necesidades de financiamiento requerirían la eliminación de la carga parafiscal, una tasa de subsidio de 30%, un 70% de participación privada en el financiamiento de la inversión y reducción de 50% de la deuda financiera.

Hay dos razones adicionales, además de la financiera, por las cuales la recuperación del sector petrolero en Venezuela debe descansar en los hombros del sector privado. Una, es el aumento de la productividad y la eficiencia de la inversión. La otra, son los cambios significativos y estructurales en el mercado petrolero internacional que limitan la vida útil del petróleo. El Estado venezolano debería evitar ese riesgo o, en todo caso, estar dispuesto a compartirlo. La participación del sector privado es clave en la actual recuperación. A corto plazo, las empresas mixtas son el vehículo para lograr la eficiencia y la productividad que caracterizaron a la industria petrolera venezolana. Ahora bien, una mayor participación del sector privado requerirá condiciones mínimas de estabilidad política, así como un entorno regulativo y fiscal coherente con una estrategia de apertura.

Conclusiones

El modelo económico-social imperante en el país desde el año 1999 le asigna un rol preponderante al sector petrolero como financista y operador de su política social y de desarrollo.

2 Amaral J. y Franco R. hacen una evaluación sobre la reducción de deuda que los poseedores de deuda financiera estarían dispuestos a aceptar concluyendo que el mismo sería de 50%. Véase: Amaral, J. y Franco, R. (2018): «Opciones para una reestructuración de la deuda venezolana: una propuesta para los tenedores de bonos de PDVSA». Trabajo especial de grado de la maestría en Finanzas del IESA (julio).

Los lineamientos del Ejecutivo en relación a la empresa estatal han debilitado su capacidad operativa y financiera: venta de crudo a futuro para financiar al resto del Estado, desmantelamiento de convenios operativos y de asociaciones estratégicas, creación de empresas mixtas con mayoría accionaria del Estado, convenios energéticos sin criterios comerciales, funciones de corporación de desarrollo, congelamiento de precios en el mercado interno (subsidios implícitos), excesiva presión fiscal y parafiscal y desmontaje de la meritocracia.

El colapso del modelo económico-social se presenta a su vez por el colapso de su industria petrolera. Los signos de ese colapso se manifiestan por la caída de la inversión (y su falta de productividad) y el retraso en el pago a proveedores (más de veintiséis meses según datos de 2016). Variables que dan cuenta de la caída de la producción de más de 35% desde el año 2006 hasta el presente.

Los niveles de déficit financiero de la industria petrolera nacional representan múltiplos de 5 y 6 respecto a lo que han sido los picos históricos previos al año 1999. En el año 2016, este déficit representaba el equivalente a 25.000 millones de dólares. De acuerdo a las actuales circunstancias de agotamiento del financiamiento externo, el financiamiento por parte del BCV permite a su vez dar cuenta del explosivo crecimiento de la inflación doméstica en el país.

La recuperación de la base económica del país –su sector petrolero– es condición necesaria para superar la gran depresión económica actual que azota al país desde el año 2014.

Para darle viabilidad financiera a la industria petrolera nacional, PDVSA en este caso, se requiere: devolverle a PDVSA su papel de empresa operadora, eliminar la carga parafiscal, eliminar los subsidios implícitos a los combustibles en el mercado nacional, aumentar la participación del sector privado en la industria petrolera y renegociar deuda financiera y no financiera. No se trata de medidas que puedan ser tomadas en forma aislada.

El sector privado debe estar incorporado plenamente en la recuperación de la industria petrolera nacional, no solo por el financiamiento, sino también por la necesidad de aumentar la productividad y la eficiencia del sector. Otro elemento es como estrategia de diversificar el riesgo de un negocio petrolero que tiene un horizonte temporal más reducido.

EL COLAPSO DE LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA Y SUS CONSECUENCIAS GLOBALES

FRANCISCO MONALDI



El país con una de las mayores dotaciones de recursos energéticos en el planeta, Venezuela, ha sido durante mucho tiempo uno de los principales exportadores de petróleo crudo. En la década de los noventa, la industria petrolera venezolana atrajo un gran número de inversiones y contratos, su futuro se veía brillante. Pero, Venezuela no ha estado a la altura de su potencial energético, y desafortunadamente tampoco en otras áreas. Producto de casi veinte años de negligencia y mala gestión, la realidad venezolana no es lo que el mundo podría haber imaginado hace dos décadas.

Hoy, el país enfrenta una crisis de proporciones graves con repercusiones globales. Durante años, el presidente Nicolás Maduro ha dirigido a Venezuela hacia la autocracia, haciendo caso omiso de las presiones diplomáticas internacionales, de las presiones económicas y de las protestas de la gente. Las tasas de hiperinflación pronosticadas para 2018 superan los miles proyectando una sombra sobre Venezuela, siendo los partidarios del Gobierno central exprimidos por sus efectos.¹ El orden democrático del país está hecho pedazos, ilustrado por el anuncio de una elección presidencial el 20 de mayo de 2018, que prohíbe la participación de miembros clave de la oposición y carece de garantías electorales básicas.

La vida cotidiana es cada vez más insostenible; la población continúa enfrentando una paralizante escasez de alimentos y medicinas, lo que lleva a muchos a buscar refugio en los vecinos países de Brasil y Colombia, entre otros. Con las negociaciones entre el Gobierno y la oposición terminadas y con la invitación de Venezuela para asistir a la Cumbre de las Américas en Perú anulada, el mundo teme que una solución efectiva y sostenible a la crisis es actualmente inalcanzable.

A medida que la crisis venezolana implosiona, la industria petrolera del país —donde el petróleo crudo representa alrededor de 95 % de las exportaciones totales— está en una espiral de muerte. La producción se derrumba de una manera pocas veces vista en ausencia de una guerra. Hoy, más de la mitad de lo que se produce no genera flujo de efectivo a la empresa petrolera nacional, Petróleos de Venezuela,

1 Openheimer, A.: «It's Hard to Believe, But Venezuela's Economic Crisis Will Get Worse In 2018». *Miami Herald*. Extraído de <http://www.miamiherald.com/news/local/newscolumns-blogs/andres-oppenheimer/article190104214.html>. (15/12/2017).

S. A. (PDVSA). En su lugar, se vende con pérdidas masivas en el mercado interno o se utiliza para pagar préstamos de petróleo, principalmente a Rusia y China. Y los atrasos con los socios y proveedores se han acumulado, lo que ha llevado a las empresas de servicios a reducir su actividad en el país y a hacer que las compañías petroleras extranjeras no estén dispuestas a invertir en sus empresas conjuntas con PDVSA.

Sin lugar a dudas, las sanciones individuales y financieras de Estados Unidos han dificultado que la empresa refinancie su deuda. A finales de 2017, Venezuela se retrasó en los pagos a los tenedores de bonos, y las agencias calificadoras declararon al Gobierno en incumplimiento selectivo. En contraposición al tamborileo de las sanciones petroleras de Estados Unidos y con las sanciones de la Unión Europea promulgadas contra los principales miembros del Gobierno, la comunidad internacional sigue presionando al presidente Maduro para restablecer el Estado de derecho y celebrar elecciones libres y justas. Pero el Gobierno no ha mostrado signos de repliegue, claramente ilustrado por el anuncio del líder venezolano de las elecciones de mayo. Estas condiciones indican un escenario desolador para el año 2018 y para el futuro inmediato de Venezuela.

Por supuesto, el deterioro de la industria petrolera venezolana no está ocurriendo en un vacío. La caída del sector de la energía tendrá implicaciones importantes para los mercados mundiales del petróleo y la geopolítica mundial, dado el papel clave que, cada vez más, Rusia y China podrían desempeñar en el sector energético venezolano. Además, la difícil situación petrolera del país probablemente profundizará su depresión económica y su crisis humanitaria haciendo que la recuperación sea menos probable en el corto plazo, incluso si los precios del petróleo siguieran aumentando. Con lo que está en juego en su punto más alto, ¿cómo puede sobrevivir la industria petrolera venezolana? ¿Qué significará la entrada de actores extranjeros como Rusia y China para el futuro de la energía venezolana y de la región? ¿Y qué significará esto en el año 2018 y más allá?

El colapso

Venezuela no había visto niveles tan bajos de producción de petróleo desde la década de los ochenta. Hoy, la producción es menos de la mitad del nivel que prevalecía cuando Hugo Chávez llegó al poder en 1999 (cuando alcanzó los 3,5 millones de barriles por día (b/d)).² De acuerdo con el informe de febrero de 2018 de Venezuela a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la

2 OPEP: «Monthly Oil Market Report» 2017 y enero 2018. Extraído de http://www.opec.org/opec_web/en/publications/4054.htm.

producción promedio de petróleo disminuyó drásticamente en los dos años recientes, en 12% en 2016 y nuevamente en 13% en 2017. La producción en diciembre de 2017 fue de 1,63 millones de barriles por día, nada menos que 29% menos que un año antes (un declive de unos 650.000 b/d).³ El colapso de la oferta es cerca de cuatro veces menos del compromiso de reducción de Venezuela de conformidad con el acuerdo de corte de la OPEP de 2016, renovado el año pasado.

El colapso de la industria petrolera ha reforzado el desastre económico de Venezuela. Más de 90% de las divisas del país se obtienen a través de la exportación de petróleo. Debido al colapso de la producción de petróleo y del flujo de efectivo –a pesar de que el precio promedio de la canasta de exportación de petróleo venezolano aumentó en más de 11 dólares por barril de 2016 a 2017– el país no mejoró su situación de efectivo y las reservas de divisas declinaron a menos de 10.000 millones de dólares a finales de 2017, a más de 11.000 millones de dólares en 2016 y de 16.000 millones de dólares en 2015.⁴

El país también está sufriendo la peor depresión económica jamás registrada en América Latina. El Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que el Producto Interno Bruto (PIB) se contrajo en 16.5% en 2016 y en 12% en 2017, y pronostica una contracción de 15% para 2018. La inflación alcanzó más de 2.600% en 2017, la más alta del mundo por un amplio margen, y el FMI pronostica 13.000% para 2018.⁵

Los problemas actuales de la industria venezolana del petróleo están enraizados en las políticas petroleras implementadas por el presidente Hugo Chávez entre 1999 y 2013. Se destaca más de una situación. Durante una huelga petrolera en 2003, Chávez despidió a cerca de la mitad de la fuerza de trabajo de PDVSA, incluida la mayoría de los altos ejecutivos y del personal técnico. Entre 2005 y 2007, renegoció forzosamente los contratos con las empresas mixtas y los contratos de operación con compañías extranjeras y nacionalizó parcialmente estos proyectos. ExxonMobil y ConocoPhillips se retiraron del país como resultado.

Las políticas de Chávez también llevaron a PDVSA a endeudarse significativamente. La inversión en desarrollo y la producción de petróleo disminuyeron, incluso durante el *boom* del precio del petróleo que duró una década y terminó en 2014. Con esto, Venezuela desperdició la oportunidad de aumentar

3 El 12 de febrero de 2018 la OPEP señaló que la producción alcanzó 1.6 millones de b/d en enero de 2018, de acuerdo a fuentes secundarias, pero que se incrementó a 1.77 millones de b/d de acuerdo al gobierno venezolano.

4 Banco Central de Venezuela: «Reservas internacionales y servicio de la deuda pública externa». Extraído de <http://www.bcv.org.ve/cuadros/2/231.asp?id=32>.

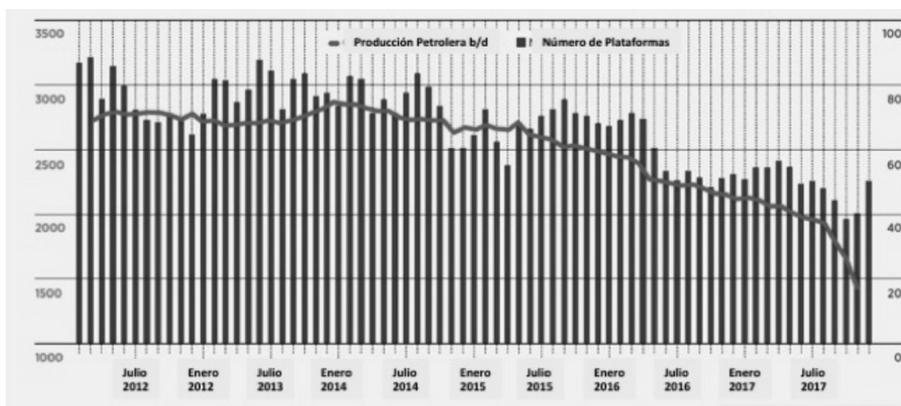
5 Biller, D. (2018): «IMF Projects Venezuela Inflation Will Soar to 13,000 Percent in 2018». Bloomberg. Extraído de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-0125/imfsees-venezuela-inflation-soaring-to-13-000-percent-in-2018>. (25/01/2018).

su producción en más de un millón de b/d, para superar los 4 millones de b/d, tal y como se había planeado antes de la presidencia de Chávez y siguió siendo planificado durante su mandato.

Sobrellevar la caída de la industria petrolera

Después de que el precio del petróleo se redujo de más de 90 dólares por barril en 2014 a menos de la mitad de eso a principios de 2015, los problemas del sector petrolero venezolano se volvieron mucho más graves. La canasta petrolera venezolana –que, en promedio, se mantuvo por encima de 100 dólares en 2011 y 2012– cayó a 35 dólares en 2016.⁶ Desde entonces, la producción de petróleo ha disminuido en más de 1,1 millones b/d [ver gráfico 1]. Debido al colapso del flujo de caja, PDVSA ha acumulado deudas masivas con proveedores y socios que exceden los 20.000 millones de dólares. En consecuencia, las empresas de servicios comenzaron a reducir su actividad. La cantidad promedio de plataformas petroleras en operación pasó de sesenta y nueve en 2014 a cuarenta y nueve en 2017, una disminución de 29%.⁷ La eficiencia de las plataformas también ha disminuido significativamente, lo que ha llevado a que se perforen menos pozos por plataforma.

Gráfico 1. Producción petrolera y plataformas en operación.



Fuente: OPEP y Baker Hughes.

Adicionalmente, la mayor parte del petróleo que produce PDVSA no genera flujo de caja. De los aproximadamente 1,8 millones de b/d de petróleo que estaba produciendo en noviembre de 2017 (1,9 millones de b/d, incluidos los líquidos

6 Ministerio de Petróleo: «Precios del petróleo». Extraído de <http://www.mpetromin.gob.ve/portalmenpet/secciones.php?option=view&idS=45>

7 Baker Hughes: «International Oil Rig Count». Extraído de <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsintl>

de gas), antes de la fuerte caída de diciembre, solo unos 850.000 b/d generaron ingresos para la compañía.⁸ Alrededor de 400.000 a 450.000 b/d se consumieron en el mercado interno con una gran pérdida y, aproximadamente, de 500.000 a 600.000 b/d estaban comprometidos para reembolsar préstamos a China, Rusia y a socios de empresas conjuntas. De acuerdo con el informe de deuda de PDVSA de finales de 2017, de la deuda financiera (de 3.020 millones de dólares) con socios de empresas mixtas, Venezuela debía 1.580 millones de dólares a China National Petroleum Corporation (CNPC), 690 millones de dólares a Chevron, 580 millones de dólares a Repsol y el resto a otros. Esa cifra no incluye la gran deuda por petróleo con Rosneft (alrededor de 5.000 millones).⁹ Además, se suministraron alrededor de 50.000 b/d con un gran descuento a los países del Caribe, principalmente a Cuba. Al mismo tiempo, Venezuela importó más de 150.000 b/d de productos refinados y petróleo liviano, en parte, como diluyente para su petróleo extrapesado.¹⁰

La producción de petróleo de PDVSA se puede dividir en dos categorías: producción operada exclusivamente por PDVSA y producción operada por empresas mixtas con socios extranjeros. La producción operada exclusivamente por PDVSA, sin socios, colapsó mucho más rápidamente que la producción total (en casi tres cuartas partes desde la investidura de Chávez en 1999). Por el contrario, de 2010 a 2015, la producción de las empresas mixtas aumentó en más de 30%. Desde entonces, la producción de las empresas mixtas ha disminuido, pero a un ritmo menor que el de PDVSA. Como resultado, las empresas mixtas con socios extranjeros hoy en día manejan más de la mitad de la producción de Venezuela, un aumento respecto a 2010 cuando representaba una cuarta parte.¹¹

La producción en campos convencionales ha estado cayendo muy rápidamente. Por el contrario, la producción de crudo extrapesado en la faja petrolífera del Orinoco (FPO) había ido en constante aumento hasta 2016, cuando comenzó a disminuir, pero a un ritmo más lento que la producción total. Como resultado, la canasta venezolana se ha vuelto cada vez más pesada y menos rentable. Además,

8 Estimaciones del autor basadas en múltiples fuentes, entre las que se encuentran informes internos de PDVSA, la Agencia de Información de Energía de EE. UU. y Reuters Tanker Data.

9 La deuda financiera total de PDVSA es de 36.300 millones de dólares, principalmente en bonos denominados en dólares. La deuda financiera no incluye pagarés (estimados en 1.500 millones de dólares) ni atrasos con compañías de servicios que podrían superar los 10.000 millones.

10 Las estimaciones del autor se basan en múltiples fuentes, entre las que se encuentran informes internos de PDVSA, la Agencia de Información de Energía de EE. UU. y Reuters Tanker Data.

11 Las cifras oficiales para 2017 todavía no están disponibles, pero las propias estimaciones del autor son que PDVSA produce menos de 800.000 b/d y las empresas mixtas más de 850.000 b/d. Para obtener más detalles sobre la evolución del sector petrolero venezolano, véase: Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An Assessment of the Financial and Operational Situation of the Venezuelan Oil Industry». CID Working Paper n.º 327. Cambridge: Working Papers - Center for International Development at Harvard University.

para aumentar la producción, el país necesita importar más diluyentes, reduciendo aún más sus márgenes de ganancia y requiriendo inversiones significativas en infraestructura adicional.¹²

Sanciones

En 2017, el Gobierno de EE. UU. impuso sanciones financieras limitadas a Venezuela y PDVSA, lo que le impidió a la empresa obtener crédito a largo plazo en Estados Unidos y restringió los dividendos de Citgo, la filial de refinación estadounidense de PDVSA. Estados Unidos también impuso sanciones específicas de conformidad con la Orden Ejecutiva 13692 y la Ley para la Designación de Cabecillas Extranjeros del Narcotráfico (Kingpin Act) a más de cuarenta individuos venezolanos, incluido el presidente venezolano Nicolás Maduro y el vicepresidente Tareck Zaidan El Aissami Maddah, considerado responsable de violaciones de derechos humanos, lavado de dinero y otros delitos.¹³

Canadá y la Unión Europea han promulgado sanciones similares. Canadá impuso sanciones a casi veinte venezolanos, incluido el presidente Maduro, y la Unión Europea impuso sanciones que incluyen prohibición de viajar y congelación de activos a funcionarios a cargo de las fuerzas de seguridad acusados de abusos durante las protestas antigubernamentales de 2017.

Aunque las sanciones todavía no han sido dirigidas a las importaciones o a las exportaciones de petróleo, existen pruebas de que ambas ya están siendo afectadas. Los compradores están tratando de encontrar fuentes alternativas a los suministros de Venezuela, y los bancos no están dispuestos a darle cartas de crédito a PDVSA. Como resultado, las exportaciones venezolanas a Estados Unidos, que habían sido relativamente estables durante los cuatro años pasados, colapsaron en 2017, desde un promedio de 24,3 millones de barriles por mes en 2016 (equivalente a 810.000 b/d) a 16,6 millones de barriles por mes (555.000 b/d) en noviembre de 2017 (ver gráfico 2). La Administración de Información Energética (EIA) de EE. UU. aún no ha publicado las cifras mensuales de los dos meses anteriores, pero según las estimaciones de Reuters, las exportaciones venezolanas a Estados Unidos fueron de 393.000 b/d en diciembre de 2017 y de 477.000 b/d en enero de 2018.¹⁴ Esto tendrá

12 Centro Internacional de Energía y Ambiente (2016): «Energía en cifras» 2014-2015. Caracas: IESA. Extraído de http://servicios.iesa.edu.ve/portal/ciea/energia_en_cifras_%202014_2015_iesa.pdf.

13 Mortlock, D. y Monaldi, F. (2017): «Venezuela: What are the Most Effective US Sanctions?» Washington, DC: Atlantic Council. Extraído de <http://www.publications.atlanticcouncil.org/spotlight-venezuela/>.

14 Párraga, M.: «Venezuela's US Oil Sales Rebound in January, Still Below Year Ago». Reuters. Extraído de <https://www.reuters.com/article/us-oil-venezuela-usa/venezuelasu-s-oil-sales-rebound-in-january-still-belowyear-ago-idUSKBN1FQ2YQ>. (06/02/2018).

un impacto negativo adicional en PDVSA, ya que el mercado de EE. UU. es el más rentable y genera la mayor parte del flujo de efectivo. Desviar las exportaciones de petróleo a India y China, como ha venido haciendo Venezuela, implica mayores costos de transporte y venta con descuento para capturar los mercados.

Gráfico 2. Importaciones de petróleo crudo y productos a Estados Unidos desde Venezuela.



Fuente: US Energy Information Administration (EIA).

Incumplimiento de pago (*default*)

Venezuela ha incumplido con el pago de su deuda con muchos acreedores, principalmente con China y Rusia. Sin embargo, hasta finales de 2017, había evitado incumplir con los tenedores de bonos (a quienes les debe más de 60.000 millones de dólares, lo que incluye tanto deuda del Tesoro venezolano como deuda de PDVSA). Pero durante el último trimestre de 2017, el país tardó en hacer algunos pagos, por lo que fue declarado en incumplimiento selectivo por las principales agencias de calificación internacionales (Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's).¹⁵ Y mientras el presidente Maduro, en octubre de 2017, anunció una reestructuración de la deuda de Venezuela, no ha proporcionado detalles sobre cómo lo hará.

En 2018, el país nuevamente enfrenta pagos de bonos por más de 8.000 millones de dólares. En ausencia de un aumento adicional significativo en el precio

15 BBC: «Venezuela in Selective Default, Says Credit Ratings Agency». Extraído de <http://www.bbc.com/news/world-latinamerica-41982069>. (14/11/2017).

del petróleo, la probabilidad de un incumplimiento generalizado es muy alta, ya que la combinación de sanciones estadounidenses, la disminución de la producción de petróleo y el agotamiento de los activos externos de Venezuela deja a las autoridades con muy poco margen de maniobra. Las consecuencias del incumplimiento pueden ser muy serias. Los acreedores ya intentaron apoderarse de activos extranjeros de PDVSA, y en enero de 2018 algunos buques de carga fueron incautados en el Caribe por deudas impagas.¹⁶ Los costos para evitar este tipo de acciones por parte de los acreedores afectarían negativamente la situación financiera de PDVSA.

El papel de China y de Rusia

Solo China y Rusia pueden proporcionar a Venezuela un salvavidas financiero para evitar un incumplimiento total, pero es poco probable que lo hagan. Aunque China tiene la capacidad, el país parece reacio. El gigante asiático no ha aumentado su exposición crediticia en Venezuela en los años recientes, aunque ha aceptado ser flexible en el pago de la deuda. Venezuela aún le debe a China cerca de 25.000 millones de dólares, la mayoría de los cuales deben ser reembolsados con envíos de petróleo.¹⁷ En 2017, Venezuela le suministró a China alrededor de 330.000 b/d, pero debido al acuerdo de refinanciamiento, solo una porción de este se utilizó para pagar el préstamo. Otra parte se le pagó en efectivo al Gobierno venezolano, pero ese dinero, generalmente, no llegó a PDVSA y el Gobierno lo gastó en otro lado. En 2018, el acuerdo de refinanciación debe renovarse, lo que se espera que suceda.

Del mismo modo, aunque los rusos han estado más dispuestos a financiar a PDVSA en los años recientes, les resultaría difícil seguir aumentando su exposición a largo plazo. Venezuela le debe cerca de 3.000 millones de dólares al Gobierno ruso –una deuda que fue refinanciada recientemente con un generoso período de gracia– y más de 5.000 millones de dólares al gigante petrolero ruso Rosneft. Por su último préstamo, en 2016, Rosneft recibió como garantía 49% de las acciones de Citgo. En 2017, Venezuela le suministró a Rosneft alrededor de 220.000 b/d.¹⁸ Rosneft también adquirió recientemente dos licencias de gas costa afuera y ha estado

16 Koch, Rolf J.: «More PDVSA Ships Seized for Unpaid Debts». rolf's venezuela-anleihen blog. Extraído de <http://venezuela-anleihen.blogspot.com/2018/01/rus.html>. (18/01/2018).

17 Monaldi, F.: «The Death Spiral of Venezuela's Oil Sector and What Can Be Done About It». Forbes. Extraído de <https://www.forbes.com/sites/thebakersinstitute/2018/01/24/the-death-spiral-of-venezuelas-oilsector-what-if-anything-can-be-done-aboutit/#760fe2307e60>. (24/01/2018).

18 Párraga, M. y Ulmer, A.: «Special Report: Vladimir's Venezuela - Leveraging Loans to Caracas, Moscow Snaps Up Oil Assets». Reuters. Extraído de <https://www.reuters.com/article/us-venezuelarussia-oil-specialreport/special-report-vladimirsvenezuela-leveraging-loans-to-caracasmoscow-snaps-up-oil-assets-idUSKBNIAR14U>. (11/08/2017).

en negociaciones para obtener activos petroleros adicionales (y posiblemente canjear la garantía de acciones de Citgo por algunos activos nacionales).

Parece probable que las compañías petroleras rusas y chinas van a tener un papel más importante en el sector petrolero venezolano, especialmente en un escenario de mayores sanciones o de incumplimiento de pago masivo. En tales escenarios, estas compañías probablemente comercializarán una porción significativa de las exportaciones de PDVSA y operarán una porción creciente de su producción, lo que garantiza el pago de sus préstamos. Del mismo modo, las compañías chinas de servicios petroleros desempeñarán un papel más destacado que las compañías occidentales tradicionales.

El papel de las empresas internacionales de petróleo

En las circunstancias actuales, las compañías petroleras internacionales deben considerar cuidadosamente cómo reaccionar. Venezuela tiene una de las dotaciones geológicas más abundantes del mundo. Además, debido a su desesperación, el Gobierno está ofreciendo ofertas cada vez más atractivas. Sin embargo, los riesgos sobre el terreno (no técnicos) son claramente muy altos. ¿Esas compañías deberían quedarse si empeora la situación económica y política? ¿Deberían firmar nuevas ofertas si son lo suficientemente atractivas?

Dependiendo de la extensión del futuro aislamiento diplomático y financiero de Venezuela de la comunidad internacional, hay escenarios en los que las empresas occidentales —ya sea que se retiren del país o sean expulsadas— sean desplazadas parcial o totalmente por las compañías petroleras nacionales (CPN) no occidentales. Un escenario extremo, en el que todas las empresas occidentales abandonen el país, probablemente significaría niveles más bajos de producción de petróleo (por ejemplo, 1,2 millones de b/d), pero eso aún puede ser suficiente para mantener un gobierno autoritario aislado internacionalmente.

Los principales actores occidentales son Chevron, Repsol, Total y ENI, así como Statoil y Shell. En conjunto, las empresas occidentales operan más de la mitad de la producción de las empresas mixtas y más de una cuarta parte de la producción total del país.

En el caso muy poco probable de que Venezuela se aparte del actual modelo autoritario y se levanten las sanciones, algo que podría suceder si se celebran elecciones libres y justas; si un éxodo es negociado exitosamente entre la oposición y el Gobierno; si Maduro es expulsado por otros miembros del Gobierno; o si los militares toman el control (todos los escenarios poco realistas en el corto plazo);

las compañías extranjeras de todo tipo –incluidas muchas que no están operando actualmente en el país– podrían desempeñar un papel muy importante en la recuperación de la industria. La actual situación catastrófica del sector petrolero, combinada con la enorme dotación geológica del país, hace que Venezuela sea un candidato importante para la inversión si se produce un cambio dramático en la situación interna. El éxito de Venezuela en atraer tales inversiones dependerá, por supuesto, del grado de estabilidad política y de la fortaleza y credibilidad del marco institucional. Incluso si tal estabilidad y credibilidad siguen siendo sostenibles solo en un futuro lejano, es importante reconocer que Venezuela tiene el potencial de agregar más de un millón de b/d de producción de petróleo en menos de una década.

Otros desarrollos en 2017

Además del colapso en la producción de petróleo, en 2017 se vivió la agitación en la industria petrolera venezolana manifestada de otras maneras. En noviembre, el ministro de petróleo Eulogio Del Pino, el presidente de PDVSA Nelson Martínez, el CEO y la junta directiva de Citgo y más de setenta ejecutivos de PDVSA fueron despedidos y acusados de diversos cargos de corrupción. El poderoso exministro y expresidente ejecutivo de PDVSA, Rafael Ramírez, fue despedido de su cargo de embajador ante las Naciones Unidas y acusado de corrupción.

Esta purga fue ampliamente percibida como motivada políticamente para lograr objetivos múltiples: utilizar a estos ejecutivos como chivos expiatorios por el colapso económico, eliminar a Ramírez como rival político del presidente Maduro y abrir la puerta a la militarización de la industria petrolera.

Un general de la Guardia Nacional, Manuel Quevedo, fue nombrado ministro de Petróleo y presidente de PDVSA, con el mandato de aumentar la producción y librar a la empresa de la corrupción. Quevedo y su equipo de oficiales militares tienen una experiencia muy limitada en la industria petrolera, por lo que es extremadamente difícil gestionar con éxito los dramáticos desafíos financieros y operativos que enfrenta la compañía.

Los acontecimientos políticos en los dos primeros meses de 2018 –el anuncio de las próximas elecciones y el colapso de las negociaciones entre el Gobierno y la oposición en República Dominicana– han creado un contexto que solo exacerbará el estado ya grave del sector petrolero.

Perspectivas para 2018 y escenarios futuros

Las perspectivas para Venezuela de producción de petróleo en 2018 son sombrías. PDVSA continuará enfrentando graves problemas de flujo de efectivo incluso en el mejor escenario de precios. Es probable que la producción disminuya entre 250.000 y 350.000 b/d para diciembre, y mucho más en el caso de un incumplimiento total de pagos o de sanciones adicionales.

En la perspectiva ideal, al menos tres cambios importantes tendrían que ocurrir para que la industria de Venezuela se recupere. En el nivel más básico, la macroeconomía debería ponerse en orden, con un programa integral de ajuste que incluiría la reestructuración de la deuda y una tasa de cambio competitiva. Para atraer una significativa inversión extranjera, el marco institucional del petróleo debería ser más flexible y creíble. Finalmente, el país tendría que hacer la transición a un gobierno político democrático y estable, lo que reduciría los riesgos políticos y permitiría levantar las sanciones internacionales. Para reconstruir el sector petrolero y añadir hasta un millón de barriles por día en menos de una década, las inversiones también tendrían que triplicarse a un monto de alrededor de 15.000 millones de dólares por año, el número de plataformas petroleras en operación tendría más que duplicarse y la eficiencia de las plataformas tendría que mejorar. Por cada 100.000 b/d por año de aumento de producción, se necesitarían aproximadamente 4.000 millones de dólares por año en inversión adicional. Debido a que PDVSA no podría aumentar la inversión, más de 75% de la inversión futura debería provenir de empresas extranjeras.¹⁹

Desafortunadamente, ninguno de estos cambios es probable que suceda en 2018 o en un futuro cercano. De hecho, mientras el Gobierno actual permanezca en su lugar, no es probable que se produzcan mejoras en la política. Como tal, el escenario más realista es aquel en el que la producción continúa cayendo, el país se vuelve más aislado, las empresas occidentales no pueden aumentar las inversiones y algunos abandonan el país.

Es mucho más probable que la inversión se mantenga en el nivel actual o que disminuya, que la producción en los campos operados por PDVSA continúe disminuyendo y que la producción de empresas mixtas se estanque o disminuya lentamente. En este caso, mientras que la producción continuaría disminuyendo en los próximos años, probablemente no colapsaría. Más bien, la producción alcanzaría asintóticamente un nivel (por ejemplo, de 1 a 1,2 millones de b/d) en el que se estancaría. Esto se espera porque la producción restante se concentraría en campos

19 Estimaciones del autor.

más nuevos, operados por empresas mixtas, y en la zona de la faja petrolífera del Orinoco, área en la que la disminución ha sido menos pronunciada.

Un mayor descenso en la producción de Venezuela eliminaría el excedente de la demanda mundial más rápidamente de lo esperado, lo que ejerce presión al alza sobre los precios del petróleo. Eventualmente, eso llevaría a una mayor producción por parte de otros países de la OPEP con capacidad adicional y por parte de Estados Unidos. Sin embargo, los descuentos en los precios del petróleo pesado se reducirían, ya que también habría escasez de este tipo de petróleo.

Existe, por supuesto, un riesgo de colapso de la producción mucho más allá de lo previsto aquí, debido a una combinación de eventos como una huelga petrolera, un incumplimiento de pagos total, sanciones internacionales generalizadas o disturbios civiles masivos, todos sucesos posibles. En el caso de sanciones predeterminadas y estrictas, PDVSA dependería en gran medida de las compañías petroleras nacionales chinas y rusas, tanto para comercializar el petróleo como para limitar el impacto de las sanciones y para operar las empresas conjuntas.

Un escenario intermedio a considerar, aunque poco probable, es aquel en el que se produce un cambio dentro del Gobierno que abra puertas para reformas económicas limitadas. Tal escenario llevaría a la estabilización en los niveles de producción de petróleo en alrededor de 1,5 a 1,7 millones de b/d. Esta perspectiva requeriría que las empresas occidentales se queden y aumenten ligeramente la inversión en un entorno de sanciones limitadas, reestructuración de la deuda y algunas reformas macroeconómicas básicas, y en un entorno de precios petroleros favorables, una confluencia fortuita de precondiciones que sigue siendo improbable. Exportaciones limitadas de gas natural a Trinidad también ocurrirían en este escenario.

Finalmente, en un escenario de transición exitosa, las compañías occidentales jugarían un papel importante en la recuperación del sector petrolero venezolano, junto con las compañías petroleras nacionales de China, Rusia e India. Como en la mayoría de los países exportadores de petróleo, es probable que PDVSA continúe desempeñando un papel prominente, pero eso requeriría de una reestructuración importante de la empresa, reenfocándola en negocios comerciales de petróleo y gas.

Al final, aumentar la producción de petróleo y gas natural ofrece la mejor oportunidad para que la economía venezolana finalmente se recupere. Si bien la diversificación económica debe ser una prioridad a largo plazo, no existe otro sector que pueda atraer los montos de inversión y generar los ingresos fiscales que los hidrocarburos pueden obtener en el mediano plazo.

Venezuela tiene la dotación de recursos de hidrocarburos más abundante fuera del Medio Oriente; su petróleo y, cada vez más, su producción de gas natural deberían ser una parte clave del suministro de energía en las próximas décadas. Hoy, el país enfrenta una crisis de proporciones inimaginables. Solo si Venezuela puede salir de la crisis que hoy la cubre, el mundo una vez más verá florecer su sector petrolero.

DE LA BONANZA A LA HIPERINFLACIÓN: CÓMO EL CHAVISMO GENERÓ UN COLAPSO EN LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA

LUIS OLIVARES



Preámbulo

En cuestión de menos de cuatro años (desde el segundo trimestre del año 2014 hasta el cuarto trimestre del año 2017) Venezuela pasó de disfrutar la bonanza petrolera más larga de su historia a iniciar el terrible andar dentro de una hiperinflación. No hay discusión en torno a que Hugo Chávez y, luego, Nicolás Maduro llevaron a un colapso generalizado de la industria petrolera venezolana sin precedentes en nuestra historia.

La política petrolera llevada a cabo, tanto en el Gobierno de Hugo Chávez como reafirmada en el de Nicolás Maduro, no buscaba aumentar el bienestar de la población ni mejorar la situación financiera ni operacional de la empresa estatal PDVSA, el objetivo central estaba en ejercer un mayor control sobre los ingresos petroleros, incrementar el uso discrecional de estos recursos para consolidar el proyecto político del presidente de turno y aumentar el poder de la élite gobernante.

Aun teniendo presente que no es la única causa de los problemas de Venezuela, existe suficiente consenso entorno a que la debilidad institucional instaurada por Hugo Chávez (y refrendada luego por Nicolás Maduro) nos provee elementos fundamentales para explicar el deterioro en la industria petrolera del país en las dos décadas anteriores. El chavismo buscó desesperadamente una ruptura con esquemas del pasado (por eso se trata de desarrollar la faja petrolífera de forma acelerada dejando de lado los campos petroleros tradicionales) y al mismo tiempo introdujo nuevos mecanismos en la relación Estado-PDVSA que fueron concebidos claramente para buscar control y mantenerse en el poder.

Esa debilidad institucional queda plasmada en una asignación de los recursos discrecional, poco transparente y negativa para la población, en una nula rendición de cuentas, en persecución a grupos opositores utilizando recursos del Estado y sus instituciones, en escasa seguridad jurídica, en pobre respeto a los derechos de propiedad, en políticas económicas que no buscaban el bienestar en la población pero sí ganancias políticas para el Gobierno y hasta en maniobras fraudulentas en elecciones.

El chavismo se encargó de armar todo un entramado institucional y financiero para blindar la obtención de esos objetivos, sin importarle el trauma ocasionado por propiciar el paro petrolero, las multimillonarias pérdidas al país por el establecimiento de convenios energéticos desfavorables a los intereses económicos la República (pero favorables a su proyecto político) o las nefastas consecuencias que sobre la industria petrolera nacional han generado la fuerte extracción de recursos a PDVSA y la politización de su nómina. La eliminación de contrapesos institucionales fue parte de esa estrategia.

Esos cambios institucionales han generado elevados incentivos para seguir en el poder. Desprenderse de él ya no solo es una normal pérdida política, también lo es económica, una preocupación en términos de impunidad, pero al mismo tiempo es una pérdida internacional para la cantidad de socios extranjeros que se vieron beneficiados con la venta de petróleo y derivados a precios muy por debajo del mercado o al aceptar fuentes de pago no satisfactorias para los venezolanos.

A pesar de que la bonanza petrolera representó una formidable oportunidad de hacer muchas cosas para mejorar el país, su desacertado uso llevó a que antes de su final, en Venezuela se iniciara una grave crisis económica y social de la cual hoy seguimos sufriendo y que desembocó en una hiperinflación.

Sin lugar a dudas, hoy nuestra industria petrolera vive sus peores años, lógica consecuencia de veinte años de decisiones que solo respondían a intereses políticos de una élite en el poder. El chavismo convirtió a PDVSA en el mejor ejemplo mundial de lo que no debe hacerse en una empresa petrolera.

Colapso productivo y operativo

Sin lugar a dudas, Venezuela tuvo condiciones excepcionales para el desarrollo de su industria petrolera en el período desde 1999 hasta, al menos, 2014: en ese tiempo no solamente contó con precios del petróleo a niveles elevados, también disfrutó del control total del poder tanto en la industria como el presidencial, lo cual les garantizaba continuidad y fuerza en la estrategia fijada. A pesar de ese marco tan propicio para el desarrollo y crecimiento de una industria petrolera que aprovechara buena parte de sus potencialidades, el resultado al día de hoy es bastante pobre, mediocre, de un colapso importante y con una tendencia clara al deterioro.

La industria petrolera que tenía Hugo Chávez en la cabeza nunca tuvo una orientación productiva, muy por el contrario, era una que privilegiaba la defensa de precios por sobre los volúmenes de producción. Desde su llegada al poder buscó que Venezuela disminuyera su producción petrolera generando incrementos en

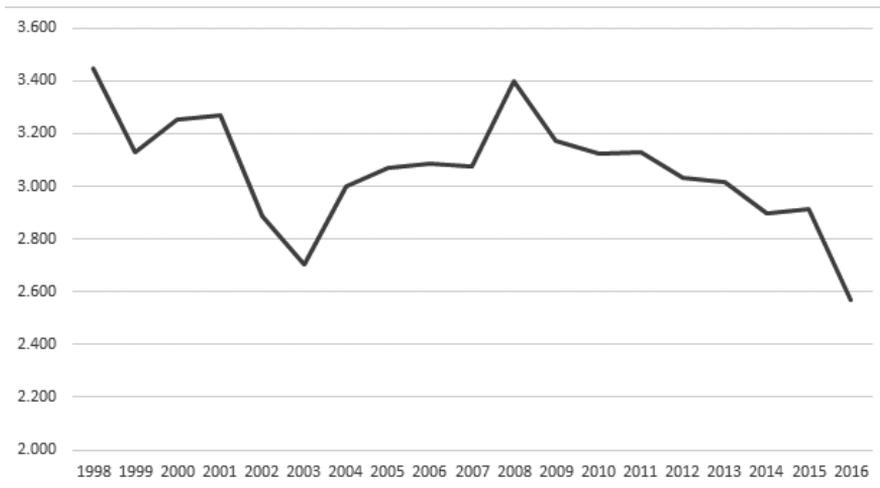
los precios. Su defensa de la OPEP no era porque creyera en la organización, sino porque la veía como una excelente aliada para lograr mayores ingresos por la venta de petróleo sin tener que producir más.

La caída en la producción petrolera venezolana se inicia apenas Chávez toma posesión, para 1999 nuestro país produce en promedio 3.127.000 b/d, unos 322.000 b/d menos en comparación a lo registrado el año previo (fuente: PDVSA). En los siguientes gráficos se muestra la evolución de la producción petrolera venezolana desde 1917 hasta 2017 (gráfico 1), la evolución de la producción petrolera anual en el período 1998-2017 (gráfico 2), la producción petrolera per cápita desde 1917 hasta 2018 (gráfico 3) y la producción petrolera venezolana mensual desde enero de 2012 hasta junio de 2018 según la OPEP, separada por tipo de fuente (gráfico 4).

Gráfico 1. Producción petrolera venezolana (b/d).



Gráfico 2. Producción petrolera anual de Venezuela (miles de b/d).



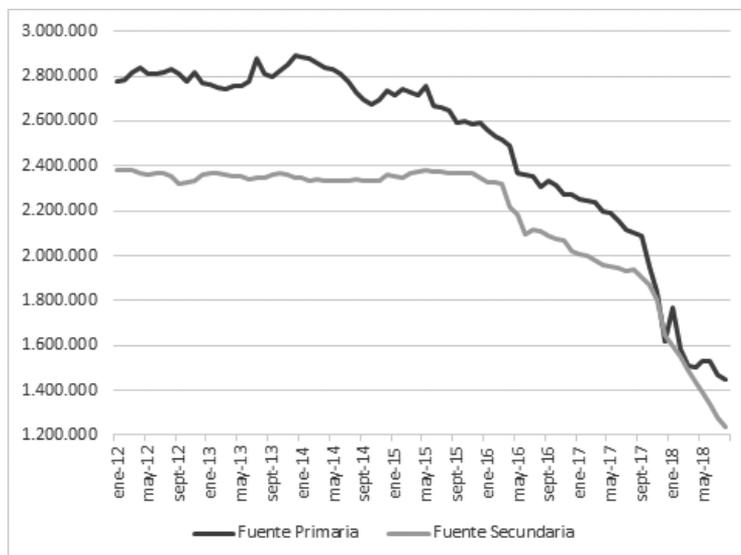
Fuente: PDVSA, BCV y la OPEP.

Gráfico 3. Producción petrolera per cápita.



Fuente: PDVSA, BCV y la OPEP.

Gráfico 4. Producción petrolera de Venezuela (OPEP).

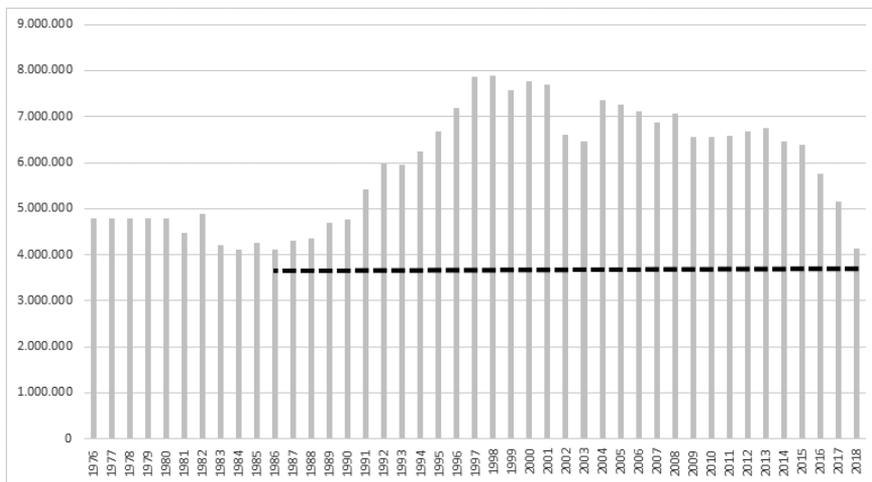


Fuente: PDVSA, BCV y la OPEP.

Llama poderosamente la atención cómo la producción petrolera venezolana de 2018 sería similar a la de 1948, mientras que en términos per cápita la producción estimada para 2018 sería comparable solo a la de 1927 (casi 15 barriles). Cifras que nos demuestran el colapso que vive en la actualidad la industria petrolera venezolana. El gráfico 4 evidencia notablemente cómo ha sido la caída en la producción petrolera venezolana en los años recientes. Según cálculos propios, entre 2015 y junio de 2018 Venezuela habría dejado de percibir ingresos cercanos a 33.000 millones de dólares por la caída en la producción petrolera.

El gráfico 5 presenta la actividad petrolera en bolívares constantes según el BCV hasta el año 2015, y luego de 2016 a 2018 estimada de acuerdo a cálculos propios. Llama la atención como la actividad petrolera del año 2018 sería similar a la del año 1986 (32 años atrás). Si en 1998 la actividad petrolera representaba casi 19% del PIB venezolano, para el año 2018 no llegaría a 12%.

Gráfico 5. Actividad petrolera (bolívares constantes).



Fuente: cálculos propios.

Otro indicador importante en la industria petrolera es el de taladros operativos. El gráfico 6 muestra la evolución de los taladros operativos desde 1998 hasta junio de 2018. Claramente se observa el comportamiento decreciente (y volátil) desde el año 2011, aunque a partir de 2016 se hace más fuerte la caída.

Gráfico 6. Taladros operativos.

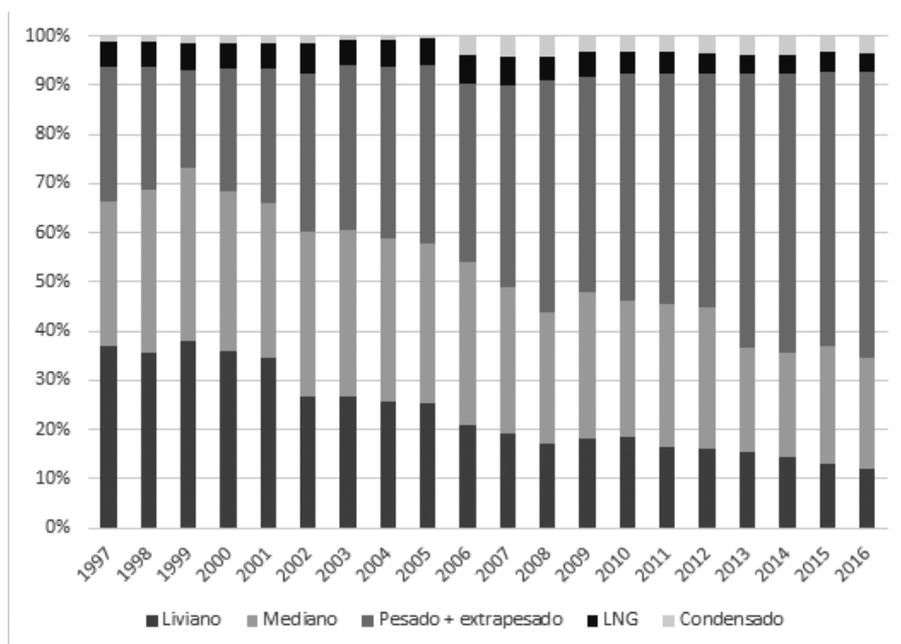


Fuente: Baker Hughes.

En relación a la actividad petrolera es pertinente comentar el cambio de forma que introdujo Hugo Chávez de la industria petrolera venezolana. Chávez trató de barrer con todo lo que le «sonara» a cuarta República, a pasado dentro de PDVSA y en la industria, y es por esto que decide que el foco debería estar en la faja petrolífera del Orinoco, en desmedro de las áreas tradicionales.

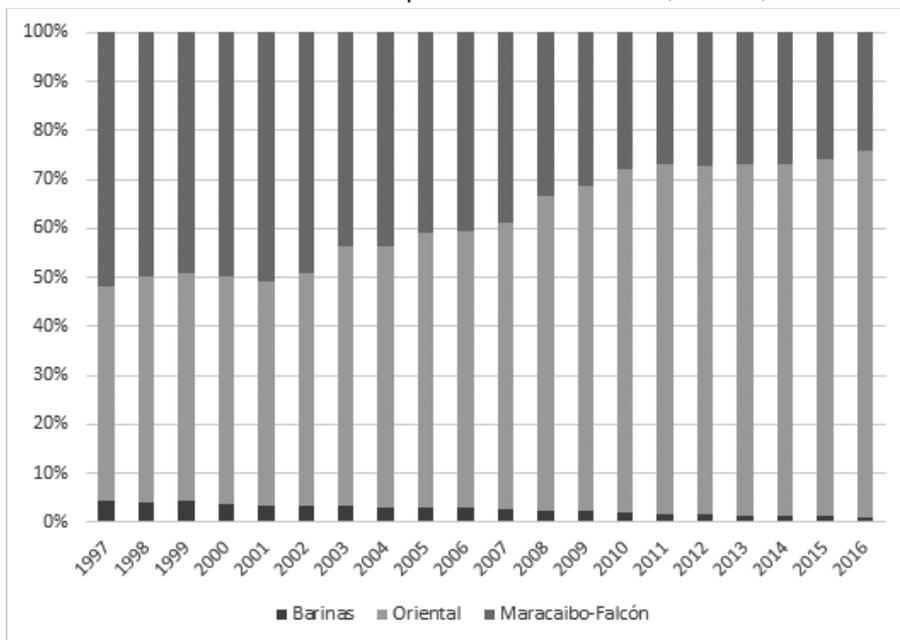
Esta estrategia tiene su punto culminante en el año 2008, cuando Hugo Chávez presenta el «Proyecto Socialista Orinoco» como una parte clave en el desarrollo de la faja petrolífera del Orinoco. Los frutos de esto los sentirá la industria petrolera nacional básicamente explicados en los gráficos 7 y 8 donde se verá un cambio importante en el tipo de crudo que se pasa a producir (prioriza los pesados y extrapesados por sobre los medianos y livianos) y en las cuencas geográficas (gana peso la cuenca oriental y lo pierde la Maracaibo-Falcón).

Gráfico 7. Producción petrolera venezolana (tipo de crudo).



Fuente: Informes de gestión de PDVSA, varios años.

Gráfico 8. Producción petrolera venezolana (cuenca).



Fuente: Informes de gestión de PDVSA, varios años.

Tormenta financiera

La extracción de recursos por parte del Gobierno a PDVSA se volvió en práctica común una vez controlada la empresa y debilitada la institucionalidad. Chávez convirtió a PDVSA en la financista de las políticas económicas y sociales de su Gobierno. PDVSA no solamente se encargaba de la política petrolera, también pasó a financiar un conjunto de actividades muy alejadas de su negocio medular. En el cuadro 1 presentamos los aportes a misiones, programas sociales y fondos en el período 2001-2016 por parte de PDVSA (tomado de su Informe de gestión 2016). Es menester poner atención en esos aportes que ha realizado PDVSA desde el año 2001 hasta la fecha, donde, sin duda, destacan los \$82.152 millones al Fonden (y deberíamos agregar los 4.229 millones de dólares al Fondespa).

La falta de transparencia en la asignación y el manejo de estos aportes que ha hecho PDVSA pone en duda su efectividad. Cuando comparamos estos aportes con los ingresos totales de PDVSA de cada año notamos que entre 2011 y 2012 promediaron 35% de los ingresos, pero entre 2014 y 2016 se ubicaron en 23%.

Cuadro 1. Aportes a misiones, programas sociales, Fonden y Fondespa 2001-2016.

TABLA + APORTES A MISIONES, PROGRAMAS SOCIALES, FONDEN Y FONDESPA 2001 - 2016

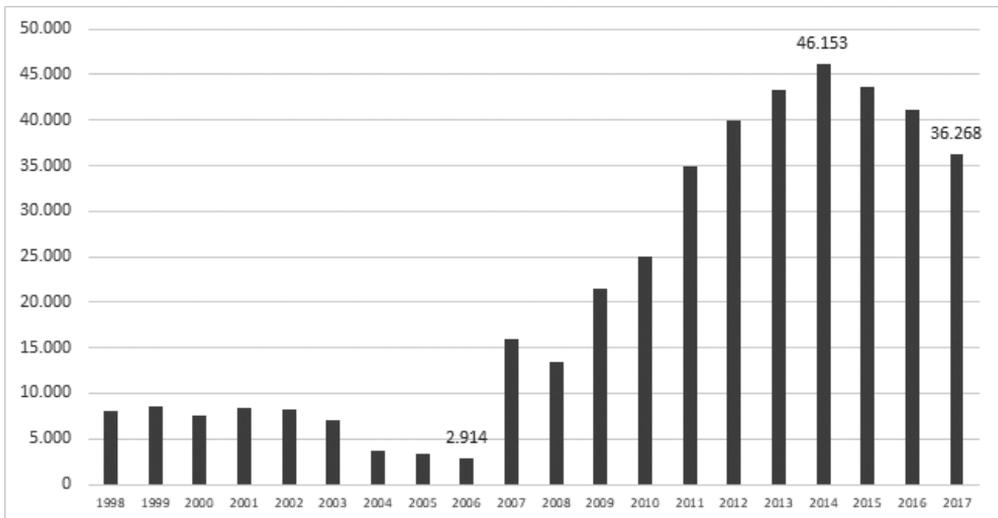
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	405	150	157	46	15	3.521
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	317	1.569	1.607	835	306	8.983
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	3.463	3.781	5.581	3.888	4.321	2.159	1.063	29.962
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	240	29	11	-	-	-	-	-	-	-	-	672
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	25	9	-	-	-	-	-	-	-	-	159
Misión Sacre	-	-	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	89	196	250	142	-	6.317
Gran Misión Vivienda Venezuela y Otros Aportes para Vivienda	-	-	300	500	500	476	659	221	157	1.251	4.810	-	-	-	-	-	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	362	109	102	17	141	15	4.203
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	63	799	204	574	3	2.600
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	230	89	5	6	-	739
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	8.015	5.385	33.294
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	-	-	-	-	-	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.865	2.587	5.022	5.760	5.817	6.854	6.355	2.931	38.175
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	210	1.657	50	17	11	3.774
Plan Caracas Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	170	77	10	-	-	402
Obras hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	6	180	3	-	-	1.088
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	601	477	12.079
Apoyo a emergencia por lluvias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	219	175	103	-	-	-	534
Aportes a comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	585	3.880	1.430	413	168	29	8.502
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	282	262	578	369	297	623	1.680	343	131	119	28	4.631
Fondo de Ahorro de los Trabajadores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.162	102	208	63	1.540
Otras misiones y aportes	-	-	168	57	493	152	230	289	248	31	307	161	504	162	-	-	2.802
Tajeta Misiones Socialistas Hogares de la Patria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108
Subtotal aportes a misiones y programas sociales	34	14	549	2.316	3.762	5.274	8.048	4.990	6.006	22.223	28.657	28.293	23.341	15.680	19.242	10.376	178.805
Contribuciones al FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	976	599	82.152
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.229
Subtotal FONDEN y FONDESPA	-	-	-	2.000	3.525	7.084	6.761	12.384	600	1.334	14.728	15.572	10.418	10.400	976	599	86.381
Total aportes a misiones, programas sociales, FONDEN y FONDESPA	34	14	549	4.316	7.287	12.358	14.809	17.374	6.606	23.557	43.385	43.865	33.759	26.080	20.218	10.975	265.186

Fuente: PDVSA, Informe de gestión, año 2016.

En esa misma línea tenemos la deuda financiera de PDVSA, la cual para 1998 rondaba los 8.000 millones de dólares y a partir de ese año inicia un fuerte declive hasta el año 2006 cuando cierra en 2.914 millones de dólares.

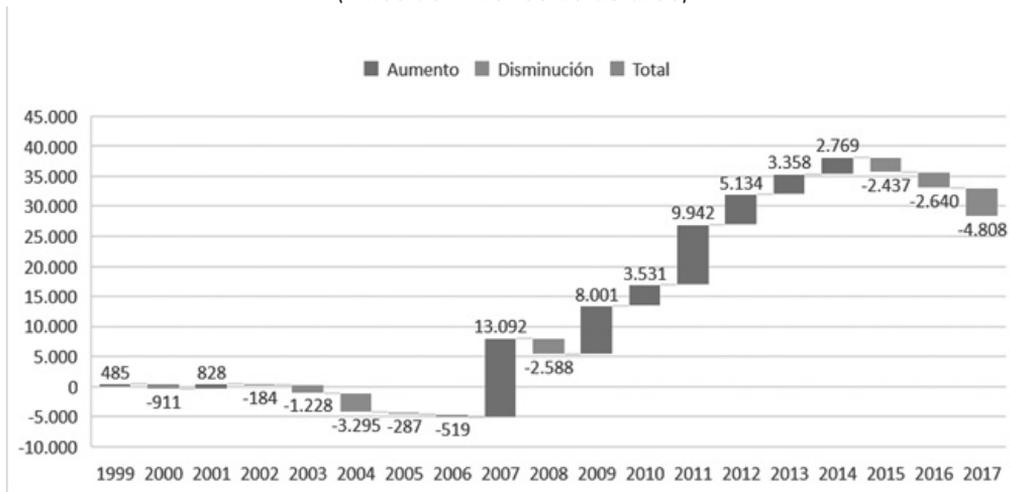
Es a partir de ese momento, y a pesar de contar con un escenario de precios del petróleo muy favorable, que la estatal petrolera venezolana comienza un agresivo plan de endeudamiento financiero. En los siguientes gráficos se muestran la evolución de la deuda financiera de PDVSA y la variación de esa variable año a año.

Gráfico 9. Deuda financiera de PDVSA (millones de dólares).



Fuente: PDVSA.

Gráfico 10. Variación anual del endeudamiento financiero de PDVSA
(miles de millones de dólares).

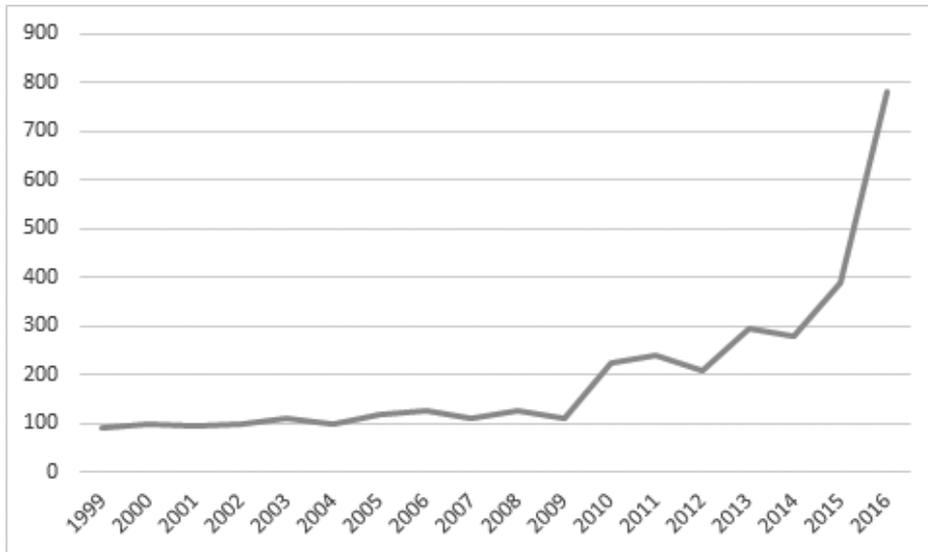


Fuente: PDVSA.

Sería lógico esperar que ese endeudamiento hubiera sido utilizado para incrementar la producción petrolera, lamentablemente no fue así. Esa nueva deuda tuvo como destino satisfacer la voracidad fiscal del Gobierno, financiar campañas electorales y mantener una absurda sobrevaluación de la moneda venezolana.

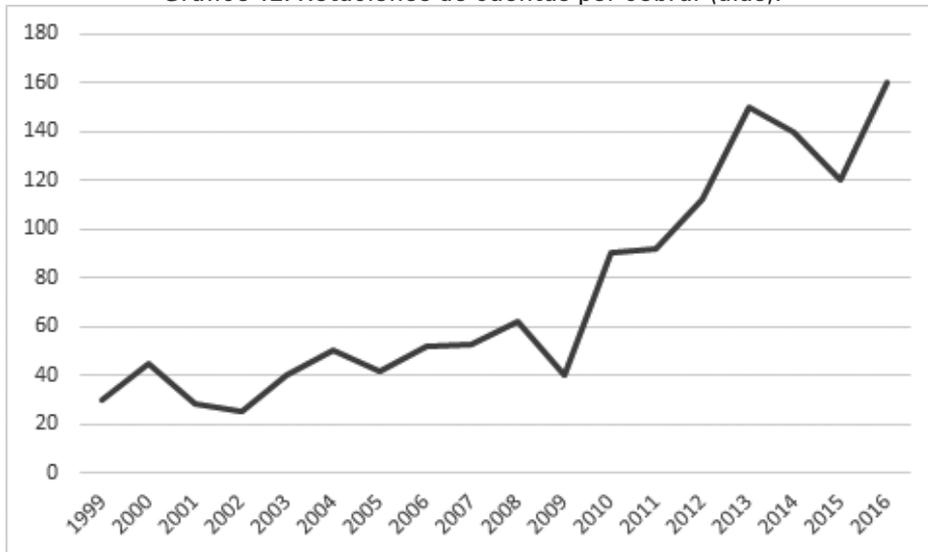
Por otra parte, es necesario destacar lo ocurrido con las cuentas por pagar y por cobrar de PDVSA. En los gráficos 11 y 12 se presentan las rotaciones de las cuentas por pagar y por cobrar de la estatal. Destaca cómo las cuentas por pagar promediaban entre 90 y 120 días hasta el año 2009, a partir de 2010 hay un aumento importante y para 2016 se colocan en más de 780 días (más de dos años). Con respecto a las cuentas por cobrar, estas evolucionan más lentamente, pero resalta cómo de 30 días en 1999 terminan colocándose en 160 días para el año 2016.

Gráfico 11. Rotaciones de cuentas por pagar (días).



Fuente: cálculos propios basados en los informes financieros de PDVSA.

Gráfico 12. Rotaciones de cuentas por cobrar (días).



Fuente: cálculos propios basados en los informes financieros de PDVSA.

Una tragedia llamada Petrocaribe (y otros acuerdos energéticos regionales)

Con el pretexto de diversificar los destinos de las exportaciones petroleras, Hugo Chávez emprende la creación de un conjunto de acuerdos energéticos con varios países de la región. Es así como nacen los convenios con Cuba, Nicaragua y países suramericanos y luego el Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe (Petrocaribe) en el año 2004. El argumento para explicar estos acuerdos es el de promover la integración regional y la distribución justa de la energía entre las naciones de América Latina en el marco de la búsqueda de la diversificación del portafolio de clientes, no obstante las intenciones reales eran utilizar el petróleo para comprar aliados (y por lo tanto apoyos en organismos internacionales, como la Organización de Estados Americanos (OEA), la Comunidad del Caribe (Caricom), la Organización de Naciones Unidas (ONU), entre otros), aumentar el radio de influencia del Gobierno venezolano en la región y ayudar a países ideológicamente amigos. Esto sin importar que dichos acuerdos, mediante los cuales, entre otras cosas, se comercializa petróleo a descuento y que están rodeados de una enorme falta de transparencia, generaran pérdidas económicas a Venezuela.

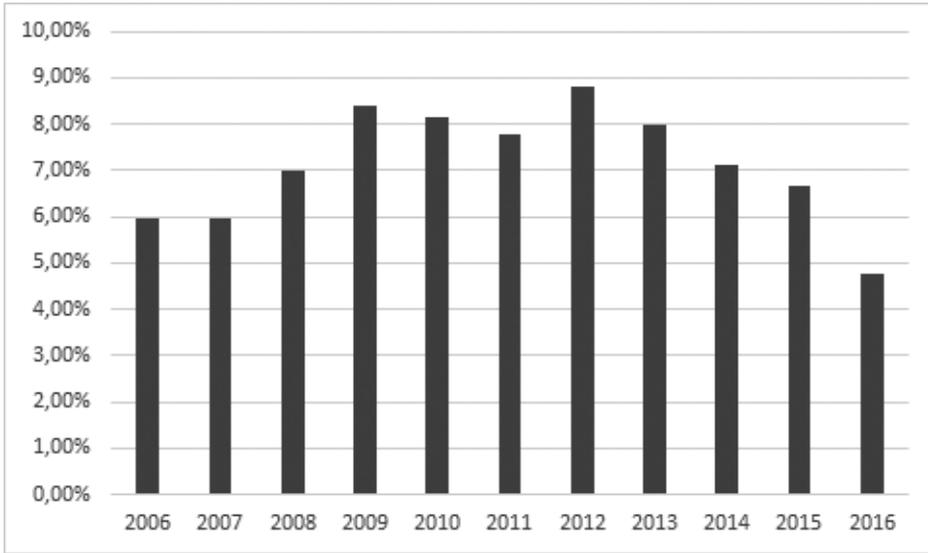
El mejor ejemplo de que estos acuerdos han sido un terrible negocio para los venezolanos, lo representan las operaciones que Venezuela hizo con República Dominicana en enero de 2015 y con Jamaica en agosto de 2015, en el marco de Petrocaribe. Con República Dominicana se llegó a un acuerdo para cambiar una cuenta por cobrar de 4.027 millones de dólares por un pago en efectivo de 1.933 millones de dólares, dejando la cuenta por cobrar en 96,5 millones de dólares. En total, la reducción de la deuda fue de 49%. Entre 2006 y 2014, se enviaron, en promedio, a ese país 26.678 barriles diarios (b/d), el monto total de la factura estuvo en el orden de los 7.085 millones de dólares y Venezuela (a través de Petrocaribe) les financió 58% de ese total (estamos asumiendo que el 42% restante de la factura fue cancelado en un plazo de noventa días, en efectivo, algo de lo cual no hay certeza). El precio promedio de venta en todos esos años fue de 80,85 \$/b. Cuando ajustamos la disminución de la cuenta por cobrar negociada entre Venezuela y República Dominicana, tenemos que el precio promedio de venta del petróleo enviado a ese país fue de 56,01 \$/b. En condiciones normales, sin la existencia de Petrocaribe, Venezuela habría recibido en efectivo y al momento de realizar la venta de petróleo 7.085 millones de dólares, pero al final recibió 31% menos. Con Jamaica la reducción en la cuenta por cobrar fue de 50%, de 3.000 millones de dólares a 1.500 millones de dólares. A ese país se enviaron, en promedio, casi 24.000 b/d en el período 2006-

2014, a un precio de venta promedio de 80,33 \$/b, generándose una factura total de un poco más de 6.300 millones de dólares. Haciendo el mismo cálculo que con República Dominicana, tenemos que el precio promedio de venta a Jamaica, tomando en cuenta la disminución de la cuenta por cobrar, fue de 61,05 \$/b. En ambos casos, el país tuvo una pérdida financiera importante, de unos 3.451 millones de dólares, dinero que se pudo recibir completo y en el corto plazo.

Por otra parte, tenemos la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América – Tratado de Comercio de los Pueblos (ALBA-TCP) donde la cuenta por cobrar a Nicaragua asciende a casi 3.000 millones de dólares. También es necesario destacar los casos de Haití y Cuba (este último país cuenta con un Convenio Integral de Cooperación particular). El primero tiene una cuenta por pagar con Venezuela cercana a los 995 millones de dólares producto de envíos promedio anuales de unos 13.000 b/d, mientras que el segundo de, al menos, 16.000 millones de dólares por envíos de unos 93.300 b/d anuales. En total, sumando las deudas de todos los países participantes de los acuerdos «energéticos» con Venezuela, estaríamos hablando de cuentas por cobrar por el orden de los 25.000 millones de dólares. El caso de Cuba no deja de ser particular, teniendo presente la desinformación que existe sobre su forma y frecuencia de pago. Se entiende que paga (no está claro si todo o un porcentaje de la factura petrolera) con «servicios y personal», sin embargo, no hay información oficial sobre cómo se lleva a cabo la valoración de los «servicios y personal» suministrados como forma de pago.

En resumen, tanto Petrocaribe como todos los acuerdos de cooperación energética regionales han probado ser un terrible negocio para los venezolanos. Estos acuerdos demostraron que las decisiones en materia petrolera por parte del Gobierno de Chávez, y posteriormente el de Maduro, no se basaron en la generación de bienestar de la población, sino en la política y en tratar de extender su tiempo en el poder. En el gráfico 13 presentamos la participación en la producción total de PDVSA de los barriles destinados a los acuerdos energéticos regionales.

Gráfico 13. Participación de los acuerdos energéticos regionales en la producción total.



Destrucción institucional: consolidación del petro-Estado

Con los aportes de Terry Lynn Karl¹ aparece el término petro-Estado para referirse a aquellos países que sufren una regresión institucional que transforma la posible bendición de poseer recursos naturales en una maldición. Acertadamente, Karl comentaba que las bonanzas petroleras no solo generaban cambios en lo económico (dentro de los países exportadores), sino también producían movimientos en lo institucional, la mayoría de las veces de forma negativa (como el caso de Venezuela). Entre esos efectos negativos estaban el populismo, el clientelismo y el aumento vertiginoso del estatismo. Lo ocurrido en Venezuela en épocas de bonanza petrolera parece confirmar lo antes comentado, aderezado con una dependencia casi al extremo en la generación de divisas con los ingresos petroleros. Con la llegada de Chávez, las instituciones fueron transformadas para extraer el ingreso petrolero y beneficiar a la élite cercana al líder. El resultado final fue un Estado benefactor y poderoso en plena bonanza, pero muy débil y limitado para manejar la economía cuando los precios del petróleo disminuían (o al menos no crecían al mismo ritmo de años anteriores).

¹ Karl, T. L. (1997): *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States*. California: University of California Press.

Desde un primer momento, Chávez buscó afanosamente cambiar el orden institucional, creando un nuevo marco normativo formal. Su intención para consolidar su poder solo podía materializarse introduciendo mecanismos para incrementar el control gubernamental sobre la industria de los hidrocarburos en Venezuela. Chávez disfrazó el cambio que adelantó en PDVSA con la «profundización del rol social que la empresa debía jugar», una conveniente forma (política y social) de llamar la toma de control total que realizó sobre la estatal petrolera.

Con responsabilidad se puede afirmar que la precaria situación actual de PDVSA es fruto de una destrucción institucional bien pensada y manejada, primero por Hugo Chávez y luego por Nicolás Maduro. Esas falencias institucionales introducidas en los veinte años pasados llevaron a la exacerbación de un Estado clientelar que se basó en repartir parte de la renta petrolera de una forma equivocada e irresponsable, lo cual llevó a comportamientos fiscales deficitarios que derivaron, años después, en una hiperinflación (y en un caos económico sin precedentes).

Ideas finales

El período 1999-2018 pudiera ser considerado el más oscuro en la historia de la industria petrolera nacional. La obsesión por controlar PDVSA (y sus ingresos en divisas) por parte de Hugo Chávez lo llevó a causarle un daño tremendo a la empresa petrolera venezolana. El entramado financiero-institucional utilizado para tal fin ha generado consecuencias muy negativas para el presente y el futuro del país. Chávez y Maduro aceleraron la llegada de la era pospetrolera en Venezuela, pero no porque el petróleo haya perdido importancia en la matriz energética mundial ni porque haya habido escasez en los yacimientos venezolanos, sino, sencillamente, por su desacertada política petrolera.

Hoy es mucho el trabajo que hay que realizar para recuperar la industria petrolera, pero pareciera imposible de lograr si no ocurre un cambio drástico en quien ostenta el poder en Venezuela. Con el chavismo-madurismo conduciendo el futuro del país, la industria petrolera está condenada a ser un actor de muy baja importancia, aunque aún el país tenga cerca de 300.000 millones de barriles en reservas.

BIBLIOGRAFÍAS



- AA. VV. (1997): *La apertura petrolera. I Jornadas de Derecho de Oriente*. Caracas: FUNEDA.
- AA. VV. (1999): *Privatización y liberalización de servicios*. Madrid: Universidad Autónoma de Madrid.
- Abrebrecha*: «Los mejoradores en Soledad». Extraído de <http://www.abrebrecha.com/6965-En-el-2014-entrar%C3%A1n-en-funcionamiento-dos-mejoradores-en-Soledad-que-procesar%C3%A1n-petr%C3%B3leo-extrapesado.html>
- Agencia Nacional de Petróleo (ANP) de Brasil: varias informaciones. Extraído de <http://www.anp.gov.br/>
- Alba ciudad 96.3 FM (2017): «Capturan a vicepresidente y 10 gerentes de PDVSA por corrupción y sabotaje a producción petrolera». Extraído de <http://albaciudad.org/2017/10/capturan-a-vicepresidente-y-10-gerentes-de-pdvsa-por-corrupcion-y-sabotaje-a-produccion-petrolera/>
- Amaral, J. y Franco, R. (2018): «Opciones para una reestructuración de la deuda venezolana: una propuesta para los tenedores de bonos de PDVSA». Trabajo especial de grado de la maestría en Finanzas del IESA (julio).
- Araujo-Juárez, J. (2017): *La teoría de la cláusula exorbitante*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana-CIDEP.
- Arnold, R. *et al.* (2008): *Venezuela petrolera. Primeros pasos. 1911-1916*. Caracas: Andrés Duarte Vivas Editor.
- Atencio Bello, H. (editor) (2009): *Tierra nuestra: 1498-2009*. Caracas: Fundación Venezuela Positiva.
- Baker Hughes: «International Oil Rig Count». Extraído de <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsintl>
- Balza, R. (2010): *Una descripción de la economía venezolana a partir de su sector público: 1999-2009*. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.
- Banco Central de Venezuela (2003): *Testimonios de una realidad petrolera*. Caracas.

- Banco Central de Venezuela: «Reservas internacionales y servicio de la deuda pública externa». Extraído de <http://www.bcv.org.ve/cuadros/2/231.asp?id=32>.
- Banco Central de Venezuela: Información estadística e indicadores de varios años. Extraído de <http://www.bcv.org.ve/c2/indicadores.asp>
- Baptista, A. (2004): *El relevo del capitalismo rentístico*. Caracas: Fundación Polar.
- Baptista, A. (2006): *Bases cuantitativas de la economía venezolana, 1830-2008*. Caracas: Fundación Artesanogroup.
- Baptista, A. (2012): *Itinerario por la economía política*. Caracas: Ediciones IESA.
- BBC: «Venezuela in Selective Default, Says Credit Ratings Agency». Extraído de <http://www.bbc.com/news/world-latinamerica-41982069>. (14/11/2017).
- Betancourt, R. (1999): *Venezuela, política y petróleo*. Caracas: Monte Ávila Editores Latinoamericana.
- Billier, D. (2018): «IMF Projects Venezuela Inflation Will Soar to 13,000 Percent in 2018». Bloomberg. Extraído de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-0125/imfsees-venezuela-inflation-soaring-to-13-000-percent-in-2018>. (25/01/2018).
- Bolinaga, M. B. (1982): Cuadernos Lagoven, Serie Bicentenario. Caracas: Lagoven.
- Boscán de Ruesta, I. (1982): «Consideraciones sobre la naturaleza legal de Petróleos de Venezuela, S.A.», en *Revista de Derecho Público*, n.º 9. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Brewer-Carías A. (2018): *Crónica de una destrucción*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Brewer-Carías, A. (1980): *Evolución del régimen legal de la economía 1939-1979*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Brewer-Carías, A. (2004): *La Constitución de 1999. Derecho constitucional venezolano, Tomo II*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Brewer-Carías, A. (2007): «La terminación anticipada y unilateral mediante leyes de 2006 y 2007 de los convenios operativos y de asociación petroleros que permitían la participación del capital privado en las actividades primarias suscritos antes de 2002», en *Revista de Derecho Público*, n.º 109, Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Brewer-Carías, A. (director) (1981): *Archivo de derecho público y ciencias de la administración. Vol III, 1972-1979. Régimen jurídico de las nacionalizaciones en Venezuela. Homenaje del Instituto de Derecho Público al Prof. Antonio Morales Caubet, Tomo I*. Caracas: Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la UCV.

- Caballero Ortiz, J. (1982): *Las empresas públicas en el derecho venezolano*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Caballero, M. (2004): *Rómulo Betancourt, político de nación*. Caracas: Alfadil Ediciones.
- Caballero, M. (2007): *El plan de Barranquilla 1931*. Serie Cuadernos de Ideas Políticas, n.º 2. Caracas.
- Carmona, J. C. (2016): *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela*. Caracas: Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario.
- Carmona, J. C. (2016): *Régimen jurídico de la actividad petrolera en Venezuela*. Caracas: Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario.
- Centro Internacional de Energía y Ambiente (2016): «Energía en cifras» 2014-2015. Caracas: IESA. Extraído de http://servicios.iesa.edu.ve/portal/ciea/energia_en_cifras_%202014_2015_iesa.pdf.
- Clark, G. L. *et al.* (2013): *Sovereign Wealth Funds*. Princeton: Princeton University Press.
- Cordeiro, J. L. (1997): *El gran tabú venezolano*. Caracas: Ediciones Cedice.
- Chávez Frías, H. (1998): «La propuesta de Hugo Chávez para transformar a Venezuela: una revolución democrática». Documento divulgado en su campaña electoral.
- Dale, S. (2015): «The New economics of oil». Society of Business Economist, Annual Conference. London.
- De Soto, H. (2000): *El misterio del capital*. Bogotá: Editorial Planeta.
- Díaz, A. (2017): «Capacidad de producción de refinerías ha caído 70% en los últimos 2 años». *El Nacional*. Extraído de http://www.el-nacional.com/noticias/petroleo/capacidad-produccion-refinerias-caido-los-ultimos-anos_205879
- Dornbusch, R., y Edwards, S.: «The Macroeconomics of Populism» en Dornbusch, R., y Edwards, S. (editores) (1991): *The Macroeconomics of Populism in Latin America*. Chicago: University of Chicago Press.
- Dornbusch, R. (1985): «Stopping Hiperinflation: Lessons from the German Inflation Experience of the 1920s». Working Paper n.º 1675. Cambridge: National Bureau of Economic Research. Extraído de <http://www.nber.org/papers/w1675.pdf>

- Duque Corredor, R. (1978): *El derecho de la nacionalización petrolera*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Duval, C. et al. (2009): *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements*. Nueva York: Barrows.
- El Nacional* (2017): «Detuvieron a Nelson Martínez y Eulogio Del Pino por corrupción». Extraído de http://www.el-nacional.com/noticias/politica/detuvieron-nelson-martinez-eulogio-del-pino-por-corrupcion_213577
- El Nacional*: «La caída de la refinación en Venezuela». Extraído de http://www.el-nacional.com/noticias/petroleo/capacidad-produccion-refinerias-caido-los-ultimos-anos_205879
- Espinasa, R. y Sucre, C. (2007): *The Fall and Collapse of the Venezuelan Oil Sector*.
- FMI (2018): *World Economic Outlook*. Washington DC: Fondo Monetario Internacional, Abril.
- Fundación Venezuela Positiva (2001): *Sembrando el petróleo: 100 años de historia*. Caracas: Editorial Panapo.
- Gabaldón A., Larrañaga F. J. y Key, R. (coordinadores) (2018): *Plan de recuperación de la industria petrolera nacional*. Mimeo.
- Gaceta Oficial* (2009): Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, n.º 39.173 del 07 de mayo de 2009.
- Gaceta Oficial* (2018): Decreto n.º 3.368 que le otorga al Ministerio de Petróleo derechos sobre PDVSA. Extraído de <http://dctos.finanzasdigital.com/Gaceta-Oficial-41376-Decreto-3368.pdf>
- Gaceta Oficial*. Ley que crea Camimpeg. Extraído de <http://www.gaceta-oficial.com/2016/07/creacion-de-empresa-militar-segun.html#axzz572IRaf6K>
- Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela (1999): *Constitución de la República Bolivariana de Venezuela*. Caracas.
- Goldthau, A. (editor) (2013): *The Handbook of Global Energy Policy*. Estados Unidos: John Wiley & Sons, Ltd.
- González Berti, L. (1982): *La nacionalización de la industria petrolera*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- González Miranda, R. (1958): *Estudios acerca del régimen legal del petróleo en Venezuela*. Caracas: UCV, Facultad de Derecho.
- González, D. (2011): «Sobre el Oleoducto Venezuela – Colombia» en *Barriles de Papel* n.º 83. Caracas: Cedice.

- González, D.: «La OPEP» en Fundación Venezuela Positiva (2013): *Nuevas ideas para viejos problemas*. Caracas: Editorial Arte.
- Half, A. *et al.* (2017): *Apocalypse Now Venezuela. Oil and Reconstruction*. Columbia: Columbia SIPA, Center of Global Energy Policy.
- Half, A. *et al.* (2018): «Code red: Venezuela's oil and debt crisis». Columbia: Columbia University Center for Energy Policy.
- Hernández G., J. I. (2004): *La libertad de empresa y sus garantías jurídicas. Estudio comparado del derecho español y venezolano*. Caracas: IESA-FUNEDA.
- Hernández G., J. I. (2006): «Reflexiones en torno a la migración de los convenios operativos al modelo de empresas mixtas», en *Trabajos jurídicos II*. Caracas: Venamcham.
- Hernández G., J. I. (2006): *Derecho administrativo y regulación económica*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana.
- Hernández G., J. I. (2008): *Reflexiones sobre la Constitución y el modelo socioeconómico en Venezuela*. Caracas: FUNEDA.
- Hernández G., J. I. (2009): «Hacia los orígenes históricos del derecho administrativo venezolano: la construcción del contrato administrativo, entre el derecho público y el derecho privado», en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales*, n.º 147. Caracas.
- Hernández G., J. I. (2012): *Administración Pública, desarrollo y libertad en Venezuela*. Caracas: FUNEDA.
- Hernández G., J. I. (2016): *Derecho administrativo y arbitraje internacional de inversiones*. Caracas: CIDEP-EJV.
- Hernández G., J. I. (2016): *El pensamiento jurídico venezolano en el derecho de los hidrocarburos*. Caracas: Academia de Ciencias Políticas y Sociales.
- Hernández, I. y Monaldi, F. (2016): «Weathering Collapse: An Assessment of the Financial and Operational Situation of the Venezuelan Oil Industry». CID Working Paper n.º 327. Cambridge: Working Papers - Center for International Development at Harvard University.
- Hogan, W. y Sturzenegger, F. (editores) (2010): *The Natural Resources Trap: Private Investment without Public Commitment*. Cambridge: MIT Press.
- Humphreys, M., Sachs, J. y Stiglitz, J. E. (editores) (2007): *Escaping the resource curse*. Nueva York: Columbia University Press.
- IEA (2017): World Economic Outlook. International Energy Agency.
- Karl, T. L. (1997): *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States*. California: University of California Press.

- Key, R. (2010): «La política petrolera, su interacción con la política económica y la incidencia del sector petrolero en la actividad económica interna en Venezuela». *Nueva Economía*, n.º 32.
- Key, R. y Villarroel, C. (2018): «El petróleo será insuficiente». Caracas: Diálogos IESA. Volumen XXIII. Número 2. Abril – Junio.
- Koch, Rolf J.: «More PDVSA Ships Seized for Unpaid Debts». rolf's venezuela-anleihen blog. Extraído de <http://venezuela-anleihen.blogspot.com/2018/01/rus.html>. (18/01/2018).
- Konrad Adenauer Stiftung (2014): *Venezuela 1914-2014: cien años de industria petrolera*. Caracas: UCAB.
- Kornblith, M. (1978): *La participación del Estado en los orígenes de la industria petrolera en Venezuela (1869-1910)*. Caracas: CENDES.
- Kornblith, M. y Quintana, L. (1976): «Gestión fiscal y centralización del poder político en los gobiernos de Cipriano Castro y de Juan Vicente Gómez», en *Politeia*, n.º 10. Caracas: UCV.
- Lieuwen, E. (1954): *Petroleum in Venezuela. A history*. California: University of California Press, Berkley and Los Angeles.
- López, L. y Baquero, G. (2017): *Venezuela energética*. Caracas: La Hoja del Norte.
- Martín-Retortillo Baquer, S. (1991): *Derecho administrativo económico, Tomo I*. Madrid: La Ley.
- Martín-Retortillo Baquer, S. (coordinador) (1991): *Estudios sobre la Constitución española. Homenaje al profesor Eduardo García de Enterría, Tomo V*. Madrid: Civitas.
- Martínez, A. R. (2005): *Cronología del petróleo venezolano*. Caracas: Fundación Juan José Aguerrevere del Colegio de Ingenieros de Venezuela, 9.ª edición.
- McBeth, B. S. (1983): *Juan Vicente Gómez and the Oil companies in Venezuela, 1908-1935*. Cambridge: Cambridge University Press.
- McBeth, B. S. (2006): *La política petrolera venezolana: una perspectiva histórica 1922/2005*. Caracas: Universidad Metropolitana.
- Ministerio de Energía y Minas (1976): Informe Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE). Caracas.
- Ministerio de Energía y Petróleo: Informe Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), varios años.
- Ministerio de Minas e Hidrocarburos (1972): *Leyes*. Caracas: Imprenta Nacional.
- Ministerio de Petróleo y Minería (2012): «Memoria y Cuenta, año 2012». Caracas.

- Ministerio de Petróleo: «Precios del petróleo». Extraído de <http://www.mpetromin.gob.ve/portalmenpet/secciones.php?option=view&idS=45>
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería y PDVSA: «Pensamiento petrolero del comandante Chávez».
- Mogollón, M. (2014): «Rafael Ramírez resultó ser más ‘troglodita’ que Luis Giusti para PDVSA». Economía en Crisis. Extraído de <https://economiaencrisis.wordpress.com/2014/06/17/rafael-ramirez-resulto-ser-mas-troglodita-que-luis-giusti-para-pdvsa/>
- Monaldi, F.: «The Death Spiral of Venezuela’s Oil Sector and What Can Be Done About It». Forbes. Extraído de <https://www.forbes.com/sites/thebakersinstitute/2018/01/24/the-death-spiral-of-venezuelas-oilsector-what-if-anything-can-be-done-aboutit/#760fe2307e60>. (24/01/2018).
- Morales, M. (2014): «Ley del Plan de la Patria». Caracas: *El Nacional*, sección Nación.
- Moreno Castillo, L. F. y Hernández Mendible, V. R. (coordinadores) (2017): *Derecho de la energía en América Latina, Tomo I*. Colombia: Universidad Externado de Colombia.
- Mortlock, D. y Monaldi, F. (2017): «Venezuela: What are the Most Effective US Sanctions?» Washington, DC: Atlantic Council. Extraído de <http://www.publications.atlanticcouncil.org/spotlight-venezuela/>.
- Naseem, M. (2017): *International Energy Law*. Ámsterdam: Wolters Kluwer.
- NatGeo (2016): «The World Is Hemorrhaging Methane, and Now We Can See Where». Extraído de <https://news.nationalgeographic.com/energy/2016/01/150113-methane-aliso-canyon-leak-noaa-flaring-map/>
- Observatorio de Derechos de Propiedad (2011): Estadísticas. «Casos de violaciones a la propiedad privada en Venezuela Noviembre 2005 - Noviembre 2011». Extraído de http://paisdepropietarios.org/home/wp-content/uploads/2014/08/PDP_Estadisticas_Final1.pdf
- Obuchi M., R. K. (coordinador) (2011): *Gestión en rojo: evaluación de desempeño de 16 empresas estatales y resultados generales del modelo productivo socialista*. Caracas: Ediciones IESA.
- Oliveros, L. y Rodríguez, J. M.: «¿Qué hacer con el ingreso petrolero?» en Spiritto, F. (coordinador) (2017): *La nueva economía venezolana, propuestas ante el colapso del socialismo rentista*. Caracas: Fundación Konrad Adenauer, Editorial Alfa.

- OPEP: «Monthly Oil Market Report» 2017 y enero 2018. Extraído de http://www.opec.org/opec_web/en/publications/4054.htm.
- Oppenheimer, A.: «It's Hard to Believe, But Venezuela's Economic Crisis Will Get Worse In 2018». *Miami Herald*. Extraído de <http://www.miamiherald.com/news/local/newscolumns-blogs/andres-oppenheimer/article190104214.html>. (15/12/2017).
- Overland, I. (editor) (2018): *Public Brainpower: Civil Society and Natural Resource Management*. Estados Unidos: Palgrave Macmillan.
- Pacheco, L. (2018): «Venezuela's Oil Mythologies Have Hindered Its Development». Issue brief n.º 02.05.18. Houston, Texas: Rice University's Baker Institute for Public Policy.
- Parra Aranguren, F. (editor) (2002): *Temas de derecho administrativo. Libro homenaje a Gonzalo Pérez Luciani*, Colección Libros Homenaje, n.º 7. Caracas: Tribunal Supremo de Justicia.
- Parra Luzardo, G. (1995): *De la nacionalización a la apertura petrolera, derrumbe de una esperanza*. Maracaibo: Universidad del Zulia, Vicerrectorado Académico, Centro Experimental de Estudios Latinoamericanos.
- Párraga, M.: «Venezuela's US Oil Sales Rebound in January, Still Below Year Ago». Reuters. Extraído de <https://www.reuters.com/article/us-oil-venezuela-usa/venezuelasu-s-oil-sales-rebound-in-january-still-belowyear-ago-idUSKBN1FQ2YQ>. (06/02/2018).
- PDVSA (2016): «Estados financieros consolidados», 31 de diciembre de 2016.
- PDVSA (2016): «Informe anual 2016». Balance de la Gestión Social Ambiental.
- PDVSA (2016): «Informe de gestión 2016» sobre PDVSA Industrial.
- PDVSA (2016): Informe de gestión anual.
- PDVSA (2016): Informe del Comisario sobre el Plan de la Patria. Extraído de http://www.pdvsa.com/images/informes_comisario/2016/informecomisario2016.pdf
- PDVSA CVP: «Informe de gestión 2005, 2006, 2007 y 2008».
- PDVSA: Informes de gestión de varios años. Extraído de http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/biblioteca/readdoc.tpl.html&newsid_obj_id=5319&newsid_temas=111
- Pérez Alfonso, J. P. (1967): *El pentágono petrolero*. Caracas: Ediciones Revista Política.
- Pérez Márquez, A. (2005): *Implosión corporativa*. Caracas: Invermark Ediciones.
- Quirós Corradi, A. (1986). *El diagnóstico de lo imposible*. Caracas: Editorial Ateneo.

- Quirós Corradi, A. (1990): *Venezuela compañía anónima*. Caracas: Editorial Graphitec.
- Quirós Corradi, A. (1999): *La cultura de lo obsoleto*. Caracas.
- Quirós Corradi, A. (2001): *La selección del futuro*. Caracas.
- Rachadell, M. (2015): *Evolución del Estado venezolano 1958-2015. De la conciliación al populismo autoritario*. Caracas: Editorial Jurídica Venezolana-FUNEDA.
- Ramírez Serfaty, E. (2004): *Ni un paso atrás. En defensa de la democracia*. Caracas: Fundación Andrés Mata.
- Reinhart, C., y Santos, M. (2016): «From financial repression to external distress: The case of Venezuela» en *Emerging Markets Finance & Trade* (Vol. 52). Abingdon, Virginia, USA: R. T. Group, Ed.
- Roberts, P. (2016): *Petroleum Contracts*. Oxford: Oxford University Press.
- Rodríguez Gallad, I. y Yáñez, F. (1977): *Cronología ideológica de la nacionalización petrolera en Venezuela*. Caracas: UCV, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.
- Rodríguez, P. L. y Rodríguez, L. R. (2013): *El petróleo como instrumento del progreso*. Caracas: IESA.
- Rondón de Sansó, H. (2008): *El régimen jurídico de los hidrocarburos: el impacto del petróleo en Venezuela*. Caracas.
- Rondón de Sansó, H. (2014): *Empresas mixtas en el ámbito del régimen de los hidrocarburos en Venezuela*. Caracas.
- Ross, M. (2012): *The oil curse: How petroleum wealth shapes the development of nations*. Princeton: Princeton University Press.
- Roth Deubel, A. (2003): *Políticas públicas*. Bogotá: Ediciones Aurora.
- Sala Arquer, J. M. (1996): «La empresa mixta como modo de gestión de los servicios públicos en la nueva Ley de Contratos de las Administraciones Públicas», en *Revista Española de Derecho Administrativo*, n.º 90. Madrid: Civitas.
- Santos, M. A. y Barrios, D. (2018): «Anatomía de un colapso». Cambridge: Center for International Development at Harvard University.
- Satter, A. y Thakur, G. (1994): *Integrated Petroleum Reservoir Management – A team approach*. Tulsa: PennWell Books.
- Smith, A. (1994): *Investigación sobre la naturaleza y causas de la riqueza de las naciones*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP) (1969): foro sobre Reversión de las Concesiones Petroleras. Caracas.

- Sosa Pietri, A. (1993): *Petróleo y poder*. Caracas: Editorial Planeta Venezolana, S. A.
- Stevens, P. (2005): «Oil Markets» en *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 21, n.º1. Oxford: Oxford University Press.
- Tablante, C. y Jiménez Guanipa, H. (editores) (2014): *Petróleo: bendición o maldición. 100 años del Zumaque I*. Caracas: La Hoja del Norte.
- Tanzi, V. (1977): «Inflation, Lags in Collection, and the Real Value of Tax Revenue» en *Economic Review*. FMI; Olivera, J. H. G. (1967): «Money, Prices and Fiscal Lags: A Note on the Dynamics of Inflation» en *Banca Nazionale del Lavoro Quarterly Review*. Banca Nazionale del Lavoro, vol. 20(82).
- The Economist*: «Emerging markets' Trump tantrum abates, except in Turkey». Extraído de <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21716049-turkeys-policymakers-have-not-learnt-lessons-past-emerging-market>
- Tugwell, F. (1975): *The politics of Oil in Venezuela*. Stanford: Stanford University Press.
- Turuhpial, H. (2008): *Teoría general y régimen jurídico del dominio público en Venezuela*. Caracas: FUNEDA.
- Urbaneja, D. B. (2013): *La renta y el reclamo, ensayo sobre petróleo y economía política en Venezuela*. Caracas: Editorial Alfa.
- Urbaneja, D. B. (coordinador) (2017): *Desarmando el modelo: las transformaciones del sistema político venezolano desde 1999*. Caracas: Fundación Konrad Adenauer – AB Ediciones – Instituto de Estudios Parlamentarios Fermín Toro.
- Urbaneja, D. B. (coordinador) (2017): *Desarmando el modelo: las transformaciones del sistema político venezolano desde 1999*. Caracas: Fundación Konrad Adenauer – AB Ediciones – Instituto de Estudios Parlamentarios Fermín Toro.
- Vallenilla, L. (1975): *Petróleo venezolano: auge, declinación y porvenir*. Caracas: Monte Ávila Editores.
- Vicepresidencia de la República (2018): Presupuesto nacional 2018. Extraído de <http://www.vicepresidencia.gob.ve/index.php/2017/11/30/presupuesto-nacional-2018-destinara-el-725-a-la-inversion-social/>
- Villar Palasí, J. L. (1950): «Naturaleza y regulación de la concesión minera», en *Revista de Administración Pública*, n.º 1. Madrid, pp. 90-93.

Zambrano Sequín, L. (2015): «El petróleo y la política macroeconómica en la Venezuela contemporánea» en el foro «La economía del petróleo en la Venezuela contemporánea». Caracas: IESA.

.....

Este ejemplar
se terminó de imprimir en
Caracas en enero del año 2019.
Para su diseño se utilizó la tipografía
Adobe Garamond Pro 10 ptos., ha sido impreso
sobre Papel Saima White. Se imprimieron
500 ejemplares, en los talleres de
Gráficas LAUKI, C.A.

.....



Colección
LA REPÚBLICA DE TODOS



- La muestra de sectores incorporados en este volumen pretende reflejar la economía forjada bajo el signo del petróleo, haciendo énfasis en el siglo XX. Se trata de sectores dinámicos que demuestran que en Venezuela sí se generó capacidad productiva, visión contraria a la de un sistema económico parasitario y rentista que a lo largo de las décadas prevaleció en muchos sectores sociales y políticos, especialmente a partir del siglo XXI cuando un modelo político autodefinido como socialista pretendió deslegitimar el pasado.
- La decadencia generalizada que muestra la economía venezolana finalizando la segunda década de este siglo (hecho evidente no importa cuál indicador se utilice) oculta realidades del pasado, incluso historias exitosas, desconocidas por muchos.



UCAB UNIVERSIDAD CATÓLICA
ANDRÉS BELLO



ISBN 978-980-244-921-7



9 789802 449217