

José Ignacio Hernández G.

# SANCIÓN ECONÓMICA Y NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA (El contrato de participación productiva)



EDITORIAL  
JURÍDICA  
VENEZOLANA  
INTERNATIONAL

Caracas, 2025

COLECCIÓN ESTUDIOS JURÍDICOS N° 170

with great



SANCIONES ECONÓMICAS Y  
NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA  
(EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA)



José Ignacio HERNÁNDEZ G.

**SANCIÓN ECONÓMICAS Y  
NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS  
EN VENEZUELA  
(EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN  
PRODUCTIVA)**

Colección Estudios Jurídicos  
Nº 170

 **EJ**ditorial jurídica venezolana  
international  
2025

© JOSÉ IGNACIO HERNÁNDEZ G.

ISBN: 979-8-89480-612-9

Editorial Jurídica Venezolana

<http://www.editorialjuridicavenezolana.com.ve>

Impreso por: Lightning Source, an INGRAM Content company  
para Editorial Jurídica Venezolana International Inc.

Panamá, República de Panamá.

Email: [ejvinternational@gmail.com](mailto:ejvinternational@gmail.com)

Portada: Alexander Cano

Diagramación, composición y montaje

por: Mirna Pinto, en letra Times New Roman, 13

Interlineado exacto 14, Mancha 18x11,5

*A la memoria del profesor*  
Román J. DUQUE CORREDOR



# **SUMARIO**

<b>NOTA PRELIMINAR.....</b>	<b>15</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>17</b>
 <b>I</b>	
<b>EL MARCO REGULATORIO DE LA INVERSIÓN PRIVADA: DE LA APERTURA PETROLERA A LAS EMPRESAS MIXTAS</b>	<b>29</b>
1. La Apertura Petrolera y los derechos contractuales de los socios minoritarios. Referencias a las críticas que denunciaron una “privatización disfrazada” .....	31
2. La Ley Orgánica de Hidrocarburos y el contrato de sociedad para la creación de empresas mixtas. La prohibición legal de ceder el ejercicio de los derechos petroleros.....	39
 <b>II</b>	
<b>LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE EMPRESAS MIXTAS EN EL MARCO DEL PROCESO DE MIGRACIÓN DE LOS CONTRATOS CELEBRADOS EN LA APERTURA PETROLERA .....</b>	<b>50</b>
1. La entrada de Chevron al mercado de hidrocarburos como socio minoritaria de empresas mixtas en el marco del proceso de migración.....	51

2. El principio de gestión preponderantemente pública de la empresa mixta y el rol de los socios minoritarios.....	68
--	----

### III

#### **EL INICIO DE LA POLÍTICA DE PRIVATIZACIÓN DE FACTO DE LA INDUSTRIA PETROLERA: CONTRATOS DE FINANCIAMIENTO Y CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS .....** 74

1. Los contratos de financiamiento suscritos con socios minoritarios de empresas mixtas y el inicio de la privatización de facto de la industria petrolera.....	75
2. Los llamados contratos de servicios petroleros (2018) y su distinción con el contrato de servicio de la Ley de Contrataciones Públicas. La primera reestructuración de PDVSA en un manto de opacidad. .....	84

### IV

#### **LA POLÍTICA DE SANCIONES EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y LA CRECIENTE INFORMALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA .....** 92

1. Las sanciones a PDVSA por el Gobierno de Estados Unidos (2014-2025). Principales implicaciones prácticas, en especial, desde la perspectiva del reconocimiento de la junta administradora <i>ad-hoc</i> de PDVSA. .....	93
--	----

2. La nueva restructuración de PDVSA de 2020, la Ley Anti-Bloqueo y los nuevos contratos de servicios petroleros: los acuerdos de servicios compartidos y los acuerdos de servicios productivos .....	110
---	-----

**V**

**LA INCONSTITUCIONALIDAD DE LOS  
CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS AL  
AMPARO DE LOS DECRETOS DE  
EMERGENCIA ECONÓMICA Y  
LA LEY ANTI-BLOQUEO .....** 122

1. La inconstitucionalidad de los decretos de reorganización de PDVSA y de la Ley Anti-Bloqueo. ....	123
2. La creciente informalización de la industria petrolera en el marco de su privatización de facto y la extensión de la corrupción. Un análisis desde la calidad de las instituciones y las áreas de limitada estatalidad.....	133

**VI**

**LA FLEXIBILIZACIÓN DE LA POLÍTICA DE  
SANCIONES Y EL CONTRATO DE  
PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA AL  
AMPARO DE LA LEY ANTI-BLOQUEO ..** 144

1. La política de flexibilización de las sanciones sobre el sector petrolero: licencias, opiniones y cartas de conformidad. En especial, la Licencia General nº 41 a favor de Chevron: su auge, colapso y regreso .....	145
---	-----

2. La Licencia General n° 44, el modelo Chevron y los contratos de participación productiva amparados en licencias individuales. Comparación con los contratos de servicios petroleros suscritos en 2018. La desaplicación del marco constitucional de los contratos de interés público nacional. ....	155
--	-----

## VII

### **LA DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO FISCAL PETROLERO EN UN MANTO DE OPACIDAD Y LAS CONDICIONES FAVORABLES A LA CLEPTOCRACIA ..... 171**

1. El nuevo esquema de los ingresos fiscales petroleros bajo el modelo del contrato de participación productiva. Algunas incidencias frente al principio de trato equitativo de los acreedores de PDVSA y el principio de transparencia.....	173
2. El modelo del contrato de participación productiva y la informalización de la industria petrolera venezolana. Su incompatibilidad con estándares constitucionales e internacionales de transparencia. La perspectiva de derechos humanos y los riesgos a los cuales se enfrenta la inversión privada .....	190

## VIII

### **RESPUESTAS JURÍDICAS AL MODELO DEL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA ..... 198**

1. La nulidad de los contratos producción petrolera ....	198
2. La conversión de los contratos de participación productiva .....	205

SANCIÓN ECONÓMICA Y NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA  
EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>213</b>
<b>ANEXO: EL DESEMPEÑO ECONÓMICO DEL SECTOR PETROLERO BAJO EL MODELO DEL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUC- TIVA.....</b>	<b>2211</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>231</b>



## NOTA PRELIMINAR

Este trabajo es resultado de varias conferencias impartidas sobre el sector petrolero de Venezuela en diversas instituciones en Estados Unidos, y en especial, el Center for Strategic and International Studies (CSIS), del cual soy asociado senior. Estas conferencias han examinado las condiciones institucionales del sector petrolero venezolano y el impacto de la política de sanciones económicas adoptadas por el Gobierno de Estados Unidos, muy en especial, desde la flexibilización de esta política iniciada en 2022 con la Licencia General n° 41, que dio lugar al llamado modelo Chevron, basado en el contrato de participación productiva.

Nuestro propósito es estudiar jurídicamente este modelo, para explicar cómo éste ha derivado en contratos petroleros para la exploración, producción y comercialización de petróleo distintos al modelo de empresas mixtas previsto en la legislación petrolera. Este aspecto no ha sido especialmente tratado en el Derecho de Venezuela, a pesar de las importantes implicaciones de este proceso de privatización de *facto*. Con lo cual, este trabajo es la continuación de la investigación contenida en mi libro *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron*. Como este libro se terminó a inicios de 2023, él no incluyó el estudio del desarrollo del modelo del contrato de participación productiva al amparo de licencias individuales emitidas por el Gobierno de Estados Unidos, lo que hacemos ahora en este trabajo.

Con ello, queremos contribuir al mejor entendimiento de la regulación de sanciones económicas de Estados Unidos, para una adecuada comprensión de la situación jurídica de la industria petrolera venezolana.

La redacción de este libro se vio afectada por los sucesivos cambios en la política de sanciones económicas. Inicialmente fue escrito con base en la Licencia General nº 41, pero tuvo que ser ajustado cuando esta Licencia –y las licencias individuales que le siguieron– expiraron o fueron terminadas. Una vez más, el libro fue ajustado luego del otorgamiento de una licencia específica a Chevron. En cualquier caso, la presente investigación se enfoca en el modelo del contrato de participación productiva, que ha surgido en el vaivén de la política de sanciones.

En el proceso de elaboración de este libro me he beneficiado del intercambio con diversos especialistas petroleros, a quienes agradezco la ayuda en desentrañar algunos aspectos del modelo Chevron. En especial, quisiera agradecer a Antonio DE LA CRUZ, Francisco MONALDI, Juan SZABO, Luisa PALACIOS y Luis PACHECO. Asimismo, las investigaciones de Marianna PÁRRAGA han sido fundamentales para avanzar en este libro.

He dedicado este libro a la memoria del profesor Román José DUQUE CORREDOR, figura central en el Derecho Petrolero de Venezuela y con quien pude conversar sobre diversos aspectos relacionados con los nuevos contratos petroleros que han avanzado la privatización de *facto* de la industria. Reflexionar sobre este proceso es especialmente oportuno, cuando se celebra medio siglo de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos.

Brookline, MA, Julio de 2025

## INTRODUCCIÓN

Hace cincuenta años se aprobó la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH), por medio de la cual se implementó la política de nacionalización petrolera. A partir de esa Ley, el Estado asumió el monopolio en la conducción de las actividades petroleras, para lo cual se creó a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus empresas filiales. Aun cuando, cincuenta años después, las instituciones centrales del modelo de nacionalización adoptado en esa Ley siguen formalmente en vigor, en los hechos, se aprecia un proceso de desnacionalización o, tanto mejor, de privatización *de facto*.

La más reciente manifestación de esta privatización *de facto* es el llamado “modelo Chevron”, el cual alude al contrato de participación productiva (CPP), que fue una respuesta a las licencias generales e individuales (o específicas) otorgadas por el Gobierno de Estados Unidos en el marco de la política de sanciones económicas hacia Venezuela. De acuerdo con este contrato, inversionistas privados, típicamente socios minoritarios de empresas mixtas, asumen el ejercicio de las operaciones de exploración, producción y comercialización de petróleo, lo que además les permite compensar el pago de la deuda que mantienen con PDVSA y sus empresas filiales.

Es necesario advertir que ni las condiciones generales ni los contratos que PDVSA ha suscrito bajo este modelo son públicos, ni respecto de ellos se han ejercido las más elementales

funciones de transparencia y rendición de cuenta. Esto impide efectuar el análisis jurídico pormenorizado de esos contratos. Sin embargo, en más de dos años de investigaciones, hemos podido reconstruir los aspectos centrales que permiten analizar, desde una perspectiva general, las implicaciones jurídicas de tal modelo.

El CPP no responde a los cauces de participación de la inversión privada en el sector petrolero reconocidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) respecto de los hidrocarburos líquidos y gaseosos asociados. En realidad, de acuerdo con el Derecho de los Hidrocarburos, las actividades de exploración, producción y, con matices, de comercialización, están reservadas al Estado de manera exclusiva y excluyente, y como tal, solo pueden ser realizadas por el Poder Ejecutivo, directamente por la República o por entes en cuales ésta tenga control decisivo. En la práctica, y como resultado de la política de nacionalización petrolera, estas operaciones son realizadas en régimen de exclusividad por PDVSA y sus empresas filiales operadoras, incluyendo filiales de su exclusiva propiedad (como PDVSA Petróleo, S.A.) o empresas mixtas.

Así, el único cauce de participación directa de la inversión privada en estas actividades es como socio minoritario de las empresas mixtas (dejando a salvo su rol indirecto por medio de contratos de obras, bienes y servicios). Nótese que la inversión privada no opera estas actividades, pues la empresa mixta es quien tiene la condición de empresa operadora, titular de los derechos que le han sido concedidos para el uso de los yacimientos. El rol de la empresa mixta como empresa operadora fue reforzado en 2006, en el marco de la llamada política de “Plena Soberanía Petrolera”, y a través de la cual se expropiaron los derechos contractuales a favor de la inversión privada otorgados durante la “Apertura Petrolera”, aun cuando se permitió a los antiguos contratistas “migrar” sus correspondientes contratos al contrato de sociedad de la empresa mixta. En todo caso, en el

marco de esta política, se ratificó que la empresa mixta no puede celebrar contrato alguno por el cual traslade su operación, directa o indirectamente, a la inversión privada, incluyendo al socio minoritario.

El esquema de la empresa mixta no genera incentivos apropiados para atraer a la inversión privada, en tanto su gestión es, siempre, una gestión pública sometida al bloque de Derecho administrativo que rige a las empresas públicas. Además, este modelo hace recaer, en PDVSA, la mayor carga en la operación y financiamiento de las actividades de exploración, producción y comercialización. Bajo estas condiciones, el principal incentivo del inversionista privado es la participación económica en la producción de la empresa mixta, aun cuando la mayoría del ingreso petrolero es capturado por el Estado.

Este modelo funcionó mientras PDVSA tuvo capacidad para mantener la mayor carga en la operación, esto es, hasta el 2012, aproximadamente. Para entonces, las políticas arbitrarias que abusaron del rol de PDVSA violando su autonomía técnica afectaron adversamente su capacidad operativa y financiera. En lugar de atender a la causa raíz de su colapso operativo, se optó por adoptar arreglos contractuales que fueron ampliando, en los hechos, el rol de la inversión privada. Así, a partir de 2013 empresas mixtas suscribieron acuerdos con sus socios minoritarios, por los cuales éstos asumieron el financiamiento de la operación y de los gastos de capital, adoptando un mecanismo de pago de esa deuda con parte del petróleo producido. Este tipo de acuerdos, no reconocidos en el Derecho de los Hidrocarburos, permitió a las empresas mixtas mantener, en lo posible, la producción, al tiempo que la producción a cargo de PDVSA colapsaba. Luego, en 2018, sin capacidad para mantener el monopolio de *iure* sobre la operación, PDVSA comenzó a suscribir contratos que, en la práctica, transfirieron a la inversión privada derechos petroleros, en lo que hemos considerado como una privatización *de facto*. Así, el ejercicio de actividades petroleras a cargo de

PDVSA y sus filiales fueron transferidas al sector privado, esto es, fueron privatizadas; pero esa transferencia no fue resultado de cambios en el Derecho de Hidrocarburos para ceder derechos petroleros a la inversión privada, sino de actuaciones materiales conducidas al margen de ese Derecho.

La política de sanciones económicas hacia Venezuela, que a partir de enero de 2019 se extendió a PDVSA, agravó la frágil capacidad de la estatal petrolera para cumplir con sus cometidos. Esta capacidad fue igualmente mermada por la pérdida de la representación internacional de PDVSA por el Gobierno de Maduro, como resultado del fraude cometido en la elección presidencial de 2018 y el reconocimiento de la Asamblea Nacional electa en 2015 como la única autoridad democrática. Para ese momento, en todo caso, ya la producción petrolera había colapsado, especialmente, en las operaciones directamente a cargo de PDVSA. Las políticas de sanciones y de reconocimiento no occasionaron el colapso de la producción petrolera, pero sí agravaron la ya frágil capacidad de PDVSA.

Por lo anterior, la privatización *de facto* de la industria petrolera no es una consecuencia de las sanciones, sino que es más bien resultado del colapso de PDVSA y, en general, del colapso estatal. Este colapso ha derivado en tareas que el Estado no puede atender a través de la Administración pública, y que han sido asumidas por el sector privado, en condiciones informales, ineficientes y opacas.

La política de sanciones comenzó a flexibilizarse en 2022, cuando se dictó la Licencia General nº 41, la cual autorizó a Chevron a producir y comercializar petróleo a Estados Unidos, a través de “sus” empresas mixtas. Esta Licencia, sin embargo, es incompatible con el Derecho de Venezuela, pues Chevron, como socio minoritario, no puede producir y comercializar petróleo. Estas actividades son exclusivas de las empresas mixtas que, por otro lado, no son de Chevron, sino de PDVSA.

Pero en la práctica, y en virtud de esta Licencia, la operación de las empresas mixtas pasó a Chevron, quien condujo las actividades de exploración, producción y comercialización, captando con ello todo el ingreso petrolero, el cual era parcialmente empleado para el pago de la deuda con PDVSA, causada principalmente por los mecanismos de financiamiento implementados en 2013.

Las condiciones bajo las cuales Chevron realizó estas operaciones no eran públicas, en buena medida, como resultado del principio de confidencialidad adoptado en la inconstitucional *“Ley constitucional” antibloqueo para el desarrollo nacional y la garantía de los derechos humanos*, o Ley Anti-Bloqueo.

Este es, precisamente, el llamado modelo Chevron basado en el CPP, que ha sido posible, en parte, debido a las licencias generales e individuales otorgadas por el Gobierno de Estados Unidos. De esa manera, las políticas petroleras de Venezuela son decididas, al menos en parte, por el Gobierno de Estados Unidos, al punto que cerca de un tercio de la producción petrolera en 2024 provino, precisamente, de operaciones amparadas por este contrato. Tanto más: la Licencia General n° 41 creó un monopolio a favor de Estados Unidos, pues el petróleo producido por Chevron solo podía ser exportado a ese país. Aquí, la soberanía del Estado venezolano para decidir la política de exportaciones petroleras fue cedida.

Sin embargo, este modelo no solo es resultado de la política de sanciones, pues como ya vimos, la transferencia del ejercicio de derechos petroleros a la inversión privada, al margen de los cauces reconocidos en el Derecho de los Hidrocarburos, comenzó en 2013. La primera causa que explica el modelo es, entonces, el colapso de PDVSA, resultado de las políticas arbitrarias adoptadas desde 2002. La política de sanciones creó incentivos adicionales para continuar con la privatización de *facto*,

autorizando a inversionistas privados –y principalmente, a Chevron– a conducir operaciones petroleras prohibidas por la regulación de las sanciones.

Con lo cual, la adopción del CPP no fue resultado de debates democráticos para cambiar las bases del Derecho de los Hidrocarburos establecidas desde la nacionalización petrolera. Muy distinta fue la implementación de la “Apertura Petrolera”, pues ésta fue resultado de un amplio debate democrático, en el cual el Poder Ejecutivo fue controlado por el Poder Legislativo, y en el cual, incluso, quienes cuestionaron la política pudieron acudir a la entonces Corte Suprema de Justicia para hacer valer sus derechos. Pero la apertura petrolera del CPP no ha sido debatida democráticamente, ni mucho menos se ha sometido a controles parlamentarios o judiciales. Por el contrario, la apertura de este contrato es resultado de la negación de los valores y principios democráticos, al basarse en la inconstitucional concentración de funciones formalizada en la Ley Anti-Bloqueo, que, además, impone un manto de opacidad.

Esta privatización *de facto* ha sido en cierto modo aceptada o tolerada como parte de las críticas hacia la política de sanciones económicas adoptada por el Gobierno de Estados Unidos, al considerarse que esta política no logró promover la transición democrática y, además, genera consecuencias económicas y sociales adversas. De igual manera, el CPP ha sido considerado como una mejor alternativa a la informalización económica del sector petrolero impulsada por la evasión de las sanciones, y que, además, ha elevado la presencia de actores como Irán, Rusia y China. Finalmente, se apela a los efectos favorables que tal modelo tiene en la economía, especialmente en el mercado cambiario.

Nuestro interés no es atender a ninguno de estos aspectos. Este trabajo no contiene opiniones a favor o en contra de las sanciones, ni tampoco su interés es ponderar los efectos económicos

favorables del modelo. El objetivo es más modesto: analizar, jurídicamente, el llamado CPP, para determinar su compatibilidad con el Derecho de los Hidrocarburos y trazar sugerencias sobre cómo este contrato debería tratarse en la recuperación de la industria.

La conclusión es que el CPP es incompatible con el Derecho de los Hidrocarburos, pues se basa en mecanismos de participación de la inversión privada que exceden del modelo de la empresa mixta. Además, estos mecanismos se han adoptado en condiciones opacas y, en suma, contrarias a los valores y principios de la democracia constitucional. Es por ello que, en realidad, la flexibilización de la política de sanciones económicas que inició en 2022 no puso fin a la informalidad del sector petrolero. Esta incompatibilidad, reiteramos, deja a salvo el análisis concreto de los contratos petroleros, lo que solo será posible cuando se restaure el principio de transparencia.

La incompatibilidad con el Derecho de los Hidrocarburos y con los valores y principios de la democracia constitucional no se atempera por los posibles efectos económicos favorables del CPP. Tampoco tal incompatibilidad puede justificarse en función a la posible reducción de las economías ilícitas asociadas a los mecanismos de comercialización diseñados para evadir las sanciones. La alternativa a la informalización del sector petrolero no puede ser otra informalización, pero conducida por empresas petroleras más tradicionales. El modelo del CPP, jurídicamente, no debe analizarse por sus posibles bondades económicas, sino por sus implicaciones constitucionales, adversas a los esfuerzos por restablecer las instituciones económicas formales sin las cuales, no será posible avanzar hacia la economía social de mercado prevista en la Constitución. Con lo cual, el CPP es una respuesta inadecuada al colapso de la industria petrolera.

La Licencia General nº 41, y las demás licencias individuales que le siguieron fueron terminadas por el Gobierno de Estados Unidos a fines de mayo de 2025, luego del cambio de la

política de flexibilización de las sanciones económicas. Esto no implicó, en todo caso, el fin del modelo del CPP. Por el contrario, PDVSA ha continuado operando bajo este contrato, ante su incapacidad técnica y financiera de cumplir con las tareas que le impone la Ley. En julio de 2025, el Gobierno de Estados Unidos cambió, nuevamente, su política, esta vez para otorgar una licencia específica o individual a Chevron, lo que probablemente se traducirá en un nuevo CPP. Nuestro interés, en todo caso, se centra en el modelo del CPP, más allá de la evolución regulatoria de la política de sanciones económicas.

Para estos efectos, este trabajo queda dividido de la siguiente manera. El *primer capítulo* resume el marco regulatorio de los socios minoritarios o socios B de las empresas mixtas. Este marco se basa en el contrato de sociedad que permite a PDVSA asociarse con la inversión privada para conducir operaciones de exploración y producción, así como para la comercialización del crudo mejorado. Sin embargo, PDVSA debe mantener el control decisivo sobre la operación. El *segundo capítulo* complementa el estudio de este marco regulatorio al analizar el proceso de migración iniciado en 2006, basado en la conversión coactiva de los contratos suscritos durante la “Apertura Petrolera” en el contrato de sociedad de la empresa mixta. En el marco de este proceso –que estudiamos a través de Chevron– se ratificó que la empresa mixta no puede celebrar contrato alguno por el cual ceda, directa o indirectamente, los derechos petroleros que le fueron concedidos.

El *tercer capítulo* explica el inicio de la política de privatización de *facto* de la industria petrolera, a través de contratos de financiamiento celebrados con los socios minoritarios o socios B. Estos contratos ampliaron el rol de los socios en la operación de las empresas mixtas, a través de contratos paralelos a la relación basada en el contrato de sociedad. Asimismo, el capítulo estudia los primeros contratos de servicios petroleros celebrados en 2018, como parte del inconstitucional estado de excepción

decretado a través de la emergencia económica bajo el Decreto n° 3.368. La intención de estos contratos fue paliar la frágil capacidad de PDVSA, como resultado de las arbitrariedades políticas petroleras implementadas desde el 2002.

A continuación, en el *cuarto capítulo* analizamos los efectos jurídicos de la política de sanciones adoptada por el Gobierno de Estados Unidos sobre PDVSA y sus empresas filiales operadoras. Esta política se estudia, también, a través del reconocimiento de la junta administradora ad-hoc de PDVSA en Estados Unidos. Para reaccionar a estas medidas, y en especial, para suplir la frágil capacidad de PDVSA, el modelo de contratos de servicios petroleros evolucionó hacia otras variaciones contractuales basadas en la inconstitucional reorganización de la estatal petrolera (Decreto n° 4.131) y la igualmente inconstitucional Ley Anti-Bloqueo.

El *quinto capítulo* estudia los principales aspectos jurídicos de los contratos públicos petroleros suscritos al amparo de los decretos de emergencia económica y la Ley Anti-Bloqueo, a los fines de exponer sus vicios de inconstitucionalidad e ilegalidad. Asimismo, el capítulo estudia cómo estos contratos, suscritos en un manto de opacidad, agravaron las condiciones institucionales que favorecen la corrupción dentro de la industria petrolera.

El modelo contractual que comenzó a ensayarse en 2018 evolucionó hacia el llamado contrato de producción participativa (CPP), promovido por PDVSA con ocasión a la flexibilización de la política de sanciones económicas, traducidas en la Licencia General n° 41 a favor de Chevron. Como se explica en el *capítulo sexto*, esta licencia favoreció el llamado “modelo Chevron”, o sea, la celebración de contratos que ceden a la inversión privada el ejercicio de derechos petroleros privativos de empresas públicas operadoras, bajo un manto de confidencialidad. A estos efectos, también se estudia la implementación de ese modelo con las empresas Repsol y Maurel & Prom. Aun

cuando las licencias otorgadas fueron terminadas, lo cierto es que el modelo del CPP ha pervivido, en especial, luego de la licencia individual otorgada a Chevron en julio de 2025, cuyas principales implicaciones en el modelo del CPP estudiamos.

Basado en diversas investigaciones con especialistas económicos y petroleros, el *capítulo séptimo* reconstruye cómo se distribuye el ingreso petrolero derivado del CPP. En contra de lo sugerido por la Licencia General n° 41, lo cierto es que el Gobierno sí captura una parte del ingreso, que es administrado en condiciones opacas e ineficientes. Otra parte se destina al pago de la deuda de los socios B con las empresas mixtas, lo que genera tensiones frente al resto de los acreedores de PDVSA que no han recibido el pago de sus obligaciones, en incumplimiento generalizado desde el 2017.

Finalmente, el *octavo capítulo* propone dos alternativas legales para abordar los CPPs celebrados al amparo de la Ley Anti-Bloqueo. La primera alternativa es declarar su invalidez, lo que genera riesgos de reclamos contractuales y, eventualmente, basados en la violación de estándares de protección de inversiones. La segunda alternativa es convertir estos contratos en el nuevo contrato de exploración y producción que una eventual reforma legislativa introduciría. Esta es la opción más eficiente.

El libro incluye un anexo que hemos preparado con algunas estimaciones económicas del modelo del CPP, para comprender mejor su régimen financiero e incidencia en el mercado petrolero venezolano, de acuerdo con su situación a fines de junio de 2025.

La principal conclusión de este trabajo es que el modelo del CPP es insuficiente para acompañar la recuperación de la industria petrolera bajo instituciones basadas en la economía de mercado. El anexo resume los principales indicadores económicos del sector petrolero de Venezuela para apoyar esta conclusión.

SANCIÓN ECONÓMICA Y NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA  
EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

Así, el incremento de la producción petrolera bajo este modelo se mantuvo relativamente estable. Sin instituciones jurídicas basadas en el derecho de propiedad y con severas fallas de capacidad estatal, no será posible promover la inversión privada necesaria para reconstruir el sector petrolero.



# I

## EL MARCO REGULATORIO DE LA INVERSIÓN PRIVADA: DE LA APERTURA PETROLERA A LAS EMPRESAS MIXTAS

Las operaciones de Chevron en Venezuela comenzaron en 1923, a través de la *Venezuela Gulf Oil Company*. La Ley de Hidrocarburos de 1922 creó incentivos que lograron atraer a inversiones extranjeras, en especial, de Estados Unidos. Junto con Shell, Standard y Gulf Oil Company también comenzaron actividades. De acuerdo con McBeth, durante el régimen de Gómez, estas tres empresas dominarían el 99% de la producción<sup>1</sup>.

La *Venezuela Gulf Oil Company*, luego denominada *Mene Grande Oil Company*, era una filial de Gulf Oil Company, la empresa fundada por Andrew Mellon. Su entrada al sector petrolero venezolano se correspondió con la llamada “danza de las concesiones”, en alusión a la política de otorgamiento de amplias concesiones de exploración y explotación de acuerdo con los principios del Derecho de Minas, y a partir de 1920, del

---

<sup>1</sup> McBeth, Brian, *Juan Vicente Gómez and the oil companies in Venezuela, 1908-1935*, Cambridge University Press, 1983, pp. 70 y ss. La traducción al español ha sido recientemente publicada por la Fundación Bancaribe y la Academia Nacional de la Historia.

incipiente Derecho de los Hidrocarburos<sup>2</sup>. Esta política se correspondió a la primera etapa del pensamiento jurídico de los hidrocarburos, y que hemos calificado como propietarista, pues el Estado solo intervenía en su carácter de propietario de los yacimientos, otorgando concesiones regidas por los principios mineros liberales y el Derecho Civil<sup>3</sup>.

En 1985 Gulf Oil Company se fusionó con Standard Oil of California, dando lugar a Chevron Corporation. Sus operaciones en Venezuela cesaron con la aprobación de la LOREICH. Esta Ley consolidó lo que hemos llamado el pensamiento jurídico estatista, de acuerdo con el cual el Estado actúa como propietario y operador del sector<sup>4</sup>. La concesión de *Mene Grande Oil Company* se extinguió el 1 de enero de 1976 y sus activos revirtieron a una filial de PDVSA, Meneven<sup>5</sup>.

Chevron volvería a las actividades de exploración y producción en Venezuela a propósito de la política de apertura petrolera adoptada a fines del siglo pasado, y se mantendría a pesar de la reversión de esa política a inicios del presente siglo, cuando Chevrón pasó a ser socio minoritario de las empresas mixtas. De esa manera, los derechos de Chevron en el sector petrolero

---

<sup>2</sup> Betancourt, Rómulo, *Venezuela, política y petróleo*, Monte Ávila Editores Latinoamericana, Caracas, 1999, pp. 33 y ss.

<sup>3</sup> Hernández G., José Ignacio, *El pensamiento jurídico venezolano en el Derecho de los Hidrocarburos*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2016, pp. 10 y ss.

<sup>4</sup> Hernández G., José Ignacio, *El pensamiento jurídico venezolano en el Derecho de los Hidrocarburos*, cit.

<sup>5</sup> Cáceres, Alejandro, “De las concesiones a la nueva PDVSA: cien años de industria petrolera”, en Straka, Tomás (ed), *La nación petrolera: Venezuela, 1914-2014*, Universidad Metropolitana-Academia Nacional de la Historia, Caracas, 2016, pp. 301 y ss. En especial, vid. Martínez, Aníbal, “Compañías petroleras”, en *Diccionario de Historia de Venezuela*, Fundación Empresas Polar, tomado de: <https://bibliosep.fundacionempresaspolar.org/dhv/entradas/c/companias-petroleras/>

venezolano se remontan a la apertura petrolera, lo que resulta paradójico pues, como explicamos en este libro, las críticas a la apertura petrolera que justificaron la política de expropiación bien podrían ser trasladadas a las condiciones bajo las cuales Chevron opera en Venezuela, luego de la Licencia General n° 41.

1. *La Apertura Petrolera y los derechos contractuales de los socios minoritarios. Referencias a las críticas que denunciaron una “privatización disfrazada”*

La Apertura Petrolera fue la política orientada a ampliar el rol de la inversión privada dentro del reducido ámbito tolerado por la LOREICH, en concreto, a través de su artículo 5. Los principios para la interpretación de ese artículo fueron definidos en la sentencia de la Corte Suprema de Justicia en Pleno de 23 de abril de 1991, caso *Lagoven*, con ponencia de Román J. Duque Corredor. La sentencia concluyó que la LOREICH era el marco regulatorio general aplicable a todas las operaciones de hidrocarburos<sup>6</sup>. Además, esta sentencia realizó un detenido análisis de la evolución del Derecho de los Hidrocarburos en Venezuela, acotando que, en las actividades de hidrocarburos reservadas al Estado, no era posible transferir a inversionistas privados el derecho a emprender estas actividades. En relación con los cauces previstos en el artículo 5 de las LOREICH (los convenios operativos y los convenios de asociación), la sentencia acotó que lo decisivo era el control jurídico que el Estado debía ejercer sobre la gestión de estos contratos<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> En general, *vid. Cfr.*: AA.VV., *La apertura petrolera. I Jornadas de Derecho de Oriente*, Fundación Estudios de Derecho Administrativo (FUNEDA), Caracas, 1997.

<sup>7</sup> Véase la sentencia en la *Revista de Derecho Público* N° 46, 1991, pp. 104 y ss.

El estudio de los contratos públicos previstos en el citado artículo 5, y por medio de los cuales se implementó la política de apertura petrolera, es especialmente útil, pues nos permite contrastarlos con los contratos adoptados en 2018.

Lo primero que debemos aclarar es que la LOREICH declaró la reserva sobre todas las actividades del sector. En virtud de la reserva, la titularidad del derecho a emprender las actividades de hidrocarburos regidas por la Ley correspondía exclusivamente al Estado, quien además se reservó con exclusividad su ejercicio, a través de empresas de su exclusiva propiedad, esto es, las filiales de PDVSA. La reserva es una institución jurídica distinta a la propiedad pública sobre los yacimientos. Mientras que ésta otorga a la República el uso de los yacimientos, aquélla atribuye a la República la titularidad de las actividades de aprovechamiento de los yacimientos. Mientras que la propiedad pública sobre ha sido una figura tradicional en el Derecho Petrolero de Venezuela, la reserva fue una figura específicamente incorporada en la LOREICH<sup>8</sup>.

La principal consecuencia de la reserva es que la iniciativa privada no puede ejercer derechos petroleros, o sea, derechos de exploración, producción y comercialización, y en general, el resto de las actividades aguas abajo reservadas en la LOREICH<sup>9</sup>. Sin embargo, el artículo 5 de la Ley contempló dos modalidades de contratos públicos que podían celebrar las empresas públicas operadoras con la iniciativa privada.

El primer contrato son los “convenios operativos” necesarios para la “mejor realización” de las funciones de las empresas públicas operadoras “sin que en ningún caso estas gestiones

---

<sup>8</sup> Seguimos lo expuesto en Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y regulación económica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2006, pp. 234 y ss.

<sup>9</sup> Duque Corredor, Román, *El Derecho de la nacionalización petrolera*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1978, pp. 71 y ss.

*afecten la esencia misma de las actividades atribuidas*”. Estos convenios operativos eran contratos públicos de obras o servicios, a través de los cuales las empresas públicas petroleras encomendaban a un particular tareas específicas relacionadas con su giro o tráfico, bajo la contraprestación previamente determinada. Esta norma, en realidad, ratifica el principio general según el cual la Administración pública, para la gestión de las tareas que le son propias, puede contratar con terceros la provisión de obras, bienes y servicios. De allí la advertencia realizada por el Legislador: los convenios operativos no pueden afectar la esencia misma de las actividades reservadas. Es decir, que el cocontratante, en los convenios operativos, no podía ejercer en nombre propio actividades reservadas. Igualmente, la naturaleza de los contratos de obra o de servicios no podía ser desvirtuada otorgando a un particular el control sobre la realización de determinada actividad reservada<sup>10</sup>.

El segundo contrato comprende a los “*convenios de asociación con entes privados, con una participación tal que garantice el control por parte del Estado y con una duración determinada*”. Estos convenios se supeditaron al control parlamentario previo. Los contratos de asociación solo procedían en circunstancias extraordinarias, con lo cual se trataba de contratos de diferente naturaleza que los convenios operativos. En concreto, hemos calificado a los convenios de asociación como contratos de sociedad, por los cuales la empresa pública operadora y la inversión privada, conjuntamente, llevaban a cabo

---

<sup>10</sup> Véase en general a Boscán de Ruesta, Isabel, “La Administración de la Industria Petrolera Nacionalizada y las formas de participación de personas privadas”, en *La apertura petrolera. I Jornadas de Derecho de Oriente*, Fundación Estudios de Derecho Administrativo (FUNEDA), Caracas, 1997, pp. 37 y ss. Asimismo, de la autora, *vid. “Contratos de asociación en materia petrolera con sociedades mercantiles constituidas con participación de personas públicas extranjeras”*, en *Revista de Derecho Administrativo* N° 4, 1998, pp. 23 y ss.

cualquiera de las actividades reguladas en la LOREICH, y en concreto, la exploración y producción. Esto implica que, en los términos del contrato de sociedad, parte del riesgo de la operación se trasladaba a la inversión privada, elemento que no está presente en el convenio operativo. La transferencia de riesgos, en todo caso, era limitada, pues el Estado debía mantener en todo momento el control de la operación. Salvo esta limitación, como concluyera la sentencia comentada de la Corte Suprema de Justicia en Pleno de 23 de abril de 1991, la Administración podía discrecionalmente definir las fórmulas contractuales de su preferencia<sup>11</sup>.

La aplicación del citado artículo 5 fue relevante en la política de la Apertura Petrolera, orientada a promover la inversión privada. Lo deseable hubiese sido, en realidad, derogar la LOREICH y dictar una nueva Ley que diera paso, con mayor robustez institucional, a la iniciativa privada. Razones políticas impidieron avanzar en estas reformas y, por ende, la Apertura Petrolera tuvo que ser enmarcada en el citado artículo 5, lo que limitó el alcance de los contratos públicos suscritos con la inversión privada<sup>12</sup>.

Durante la Apertura Petrolera fueron suscritos 32 convenios operativos, celebrados con la intención de *reactivar* campos petroleros inactivos o marginales, otorgados en tres rondas de licitación llevadas a cabo en los años 1992, 1993 y 1997. En 1995 fue adjudicado directamente otro convenio operativo, conocido con el *convenio Boscán*.

---

<sup>11</sup> Boscán de Ruesta, Isabel, “La Administración de la Industria Petrolera Nacionalizada y las formas de participación de personas privadas”, *cit.*

<sup>12</sup> Espinasa, Ramón, “La reconstrucción de la industria petrolera nacional”, *Revista SIC N° 710*, 2008, p. 474.

Isabel Boscán de Ruesta resumió el contenido de tales convenios, señalando que los contratistas ejecutaban servicios operativos en nombre de PDVSA –o alguna de sus filiales– con sus propios recursos “y asumiendo los riesgos, a cambio de una contraprestación en efectivo o en especie (estipendio por servicios), calculada en base a una fórmula establecida, que tiene en cuenta, entre otros elementos los volúmenes producidos y entregados a PDVSA”<sup>13</sup>. Ramírez Uzcátegui resaltó que los contratistas recibían como contraprestación “además del reembolso de los costos en que hubieren incurrido, un incentivo adicional basado en los retornos generados a favor de la empresa estatal por las actividades realizadas. Con relación al denominado riesgo minero, el mismo de alguna manera de acuerdo con el convenio de servicios de operación, debería soportarlo el contratista”<sup>14</sup>.

La utilización de los convenios operativos en el proceso de la Apertura Petrolera fue, sin duda, curioso, pues en estricto sentido, y como hemos visto antes, tales convenios sólo permitían contratar, con terceros, la prestación de determinados servicios o la ejecución de específicas obras. En cierta forma puede decirse que el artículo 5 era una disposición redundante, pues ella se limitó a reconocer un principio general de Derecho administrativo: la Administración, para desarrollar la actividad que le es propia, puede requerir el auxilio de terceras personas, incluyendo particulares, a través de la técnica contractual. Sin embargo, los convenios operativos suscritos durante la implementación de la Apertura Petrolera tenían un fundamento peculiar, pues a través de ellos se fomentó la inversión privada en los

---

<sup>13</sup> Boscán de Ruesta, Isabel, “La administración de la industria petrolera nacionalizada y las formas de privatización de personas privadas”, en *Revista de Derecho Administrativo* N° 2, Caracas, 1998, pp. 25 y ss.

<sup>14</sup> Ramírez Uzcátegui, Antonio, “Derecho petrolero: nociones fundamentales y conceptos básicos” en *Temas de Derecho Petrolero*, McGraw Hill, Caracas, 1998, pp. 1 y ss.

llamados campos marginales, a fin de optimizar la explotación del petróleo en estos campos abandonados, marginales o de baja producción. En estos contratos se cedió el riesgo de la operación a la inversión privada.

Fue en este punto, precisamente, en el que surgieron las principales críticas a la figura de los convenios operativos. Básicamente, del esquema adoptado se arribó a dos cuestionamientos. El primero de ellos era que los convenios operativos transferían a los contratistas el control de la operación de los campos, con lo cual el objeto de esos convenios no atendía a una obra o servicio específico sino por el contrario, comprendía a todas las actividades propias de la explotación. El segundo cuestionamiento fue que los contratistas asumían el riesgo propio de la operación en tanto su remuneración provenía, principalmente, de los volúmenes producidos<sup>15</sup>.

En su aplicación práctica, los convenios operativos se asemejaban a la figura tradicional de la concesión del dominio público. En ambas modalidades la Administración encomienda el aprovechamiento exclusivo del bien del dominio público, de forma tal que la remuneración depende del riesgo y ventura propio de la operación. Había, en todo caso, notables diferencias, pues los convenios operativos no cedían derecho real alguno sobre los yacimientos ni permitían a los contratistas aprovecharse directamente de éstos.

---

<sup>15</sup> En el número 8 de la *Revista Nueva Economía* (Academia Nacional de Ciencias Económicas, Caracas), correspondiente al mes de abril de 1997, aparecen diversos artículos críticos sobre el proceso de apertura. En especial, hemos consultado los trabajos de Álvaro Silva Calderón (“Colonialismo, apertura petrolera y globalización”, pp. 87 y ss.); Gastón Parra Luzardo (“Hacia la privatización petrolera: la metamorfosis de un proceso”, pp. 135 y ss.) y Carlos Mendoza Potellá (“Apertura Petrolera: Preámbulo de la Privatización”).

La segunda modalidad de contratos públicos correspondió a los convenios de asociación. A diferencia de los convenios operativos, cuya estructura formal no los hacía del todo compatibles con una política de incentivo de la iniciativa privada en las actividades reservadas al Estado, los convenios de asociación sí se ajustaban a tal necesidad, pues era ésa la única vía a través de la cual los particulares podían participar directamente en la gestión de las actividades reservadas.

Respondiendo a una misma figura, los convenios de asociación suscritos atendían, sin embargo, a características propias que permitían diferenciar varias categorías: los *convenios de exploración a riesgo bajo el esquema de ganancias compartidas* y las *asociaciones estratégicas*, para la producción, mejoramiento y comercialización de crudos extrapesados de la Faja del Orinoco<sup>16</sup>.

Así, los *convenios de exploración a riesgo bajo el esquema de ganancias compartidas* se caracterizaban por la separación de las fases de exploración y explotación. De tal manera, el inversionista privado realizaba a riesgo la actividad de exploración bajo la supervisión de una *empresa mixta* en cuyo capital participaba el inversionista privado con el sesenta y cinco por ciento (65%) mientras que el Estado –a través de una filial de PDVSA– participaba con el restante treinta y cinco por ciento (35%). Determinada la viabilidad del proyecto y aprobado el Plan de Desarrollo, se iniciarían las operaciones de explotación a través del consorcio financiero, en el cual el Estado tendría una participación oscilante entre el uno por ciento (1%) y el treinta y cinco por ciento (35%). Se creaba, además, el Comité de Control, como instancia de control de las decisiones fundamentales del convenio. La Administración tenía control decisivo sobre el Comité. En total, fueron celebrados, bajo este esquema, ocho

---

<sup>16</sup> Boscán de Ruesta, Isabel, “La Administración de la Industria Petrolera Nacionalizada y las formas de participación de personas privadas”, *cit.*

contratos, a partir del marco de condiciones fijado por el extinto Congreso de la República mediante Acuerdo de 17 de julio de 1995.

Las *asociaciones estratégicas* fueron suscritas a través de diversos modelos, los cuales pasaban por la constitución de sociedades mercantiles en cuyo capital concurrían el Estado –a través de filiales de PDVSA– y los inversionistas privados. Boscán de Ruesta enumera, así, el Convenio entre Maraven S.A y Conoco Inc., por medio del cual se constituyó la sociedad Petrozuata C.A.; el Convenio Maraven S.A., Total S.A., Statoil y Norsk Hydro, el cual permitió la creación de Sincrudos de Oriente, C.A. (Sincor, S.A.); el Convenio Corpoven, S.A. Atlantic Richfield Co., Phillips Petroleum Company y Texaco Inc, del cual surgió la sociedad Petrolera Ameriven S.A. y posteriormente la sociedad Petrolera Hamaca, C.A., y por último, el Convenio Lagoven. S.A., Mobil Corporation y Veba Oel AG, por medio del cual se creó la sociedad Petrolera Cerro Negro, S.A. Convenios similares fueron suscritos para la explotación y explotación del gas natural (entre Lagoven, Shell Gas Venezuela B.V, Exxon Venezuela LNG y Mitsubishi, para la explotación del Proyecto Cristóbal Colón mediante la sociedad Sucre Gas, S.A.) y para la explotación del bitumen natural en la Faja del Orinoco (suscripto entre Bitor, S.A., Statoil Venezuela, S.A. y el Consorcio Nacional de Inversiones Yandis, C.A.). Posteriormente, en el año 2001, sería celebrado el último convenio de asociación entre Bitor, S.A., y la empresa China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation (CNOOC), filial de la Empresa China National Petroleum Corporation (CNPC).

Como regla general, en estos convenios la operación se delegó en una sociedad mercantil en la cual los inversionistas privados tenían participación decisiva, controlando por ello el giro o tráfico común de la empresa. Para la adopción de las decisiones trascendentales se otorgó a la Administración un derecho de voto, exteriorizado en acciones preferidas. Tal derecho de voto

era ejercido en la asamblea de accionistas o en la junta directiva y permitía la injerencia en las decisiones fundamentales, que no así en el giro o tráfico cotidiano.

Como hemos visto, estos contratos públicos fueron cuestionados, al señalarse que ellos desnaturalizaron el ámbito de la reserva establecida en la LOREICH. En un plano jurídico, estas críticas se tradujeron en la demanda de nulidad respecto del Acuerdo que aprobó las condiciones generales para los convenios de exploración a riesgo bajo el esquema de ganancias compartidas. El 17 de agosto de 1999 la extinta Corte Suprema de Justicia desestimó el recurso de nulidad. El fallo, sin embargo, no ahondó en el régimen jurídico de los convenios de asociación, limitándose a desestimar, muy puntualmente, los vicios que habían sido formulados<sup>17</sup>.

Interesa destacar el análisis de la Corte en cuanto al control que el Estado ejercía en la ejecución de este contrato público. Así, la sentencia consideró que el control ejercido por el *Comité de Control*, en el cual la participación de la filial de PDVSA era decisiva, cumplía suficientemente con el control que el Estado debe ejercer sobre actividades reservadas:

“Observa esta Corte que tales previsiones garantizan que el control que debe ejercer el Estado directamente o a través de entes de su propiedad (las filiales), está presente en cada Asociación que se pacte. Ello de ninguna manera menoscaba el control administrativo que debe seguir ejerciendo el Estado a través de los órganos correspondientes, sino que, por el contrario, asegura su presencia determinante dentro de la

---

<sup>17</sup> Brewer-Carías, Allan R. (recopilador), *El caso de la apertura petrolera*, Caracas, 2004. Del autor, véase igualmente *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2018, pp. 111 y ss.

Asociación que se forme. Así pues, las condiciones que marcan la existencia del Comité de Control son reveladoras del estricto control que se pretende de las políticas en materia de hidrocarburos y en la toma de las decisiones fundamentales de la Asociación que repercutan en aquellas políticas. De esta forma, un Comité integrado paritariamente por representación de la filial y del inversionista, presidido por un representante de la filial con derecho a doble voto en casos de empate, son indudable garantía de la presencia del Estado en el destino de estas Asociaciones, no obstante que éste tiene una participación hasta del 35% del capital accionario.

Lo expuesto, descubre también que no es posible argüir, que la existencia del Comité de Control menoscaba las competencias que tiene el Estado en materia de control de hidrocarburos, por cuanto el control interno que detenta ese Comité robustece el externo que ejerce el Estado y que sigue incólume frente a ese órgano. Así se declara”.

Es decir, que a pesar de que la participación accionarial del Estado era minoritaria, se entendió que el control sobre la operación correspondía a la Administración, a través del Comité de Control. Nótese entonces que, para la Corte Suprema de Justicia, el artículo 5 podía permitir la *gestión privada* de las actividades reservadas, bajo el control del Estado de las decisiones fundamentales. Una solución muy diferente a la que, tiempo después, acogería el Legislador al promulgar la LOH de 2001, pues la gestión de las actividades reservadas al Estado –las *actividades primarias*– se concibió como una gestión pública.

Las críticas a los convenios operativos no se trasladaron a ninguna acción judicial. Interesa en todo caso resaltar que el ámbito de los convenios operativos era más acotado que el de los convenios de asociación, como por lo demás lo demuestra el hecho de que los convenios operativos podían ser suscritos sin necesidad de cumplir control parlamentario alguno. Estas críticas,

como veremos en la siguiente sección, llevaron a terminar unilateralmente los contratos suscritos durante la Apertura Petrolera. Estas son, precisamente, las mismas críticas que se formulan a los llamados contratos de servicios suscritos a partir de 2018. De allí la paradoja a la que antes nos hemos referido: quienes cuestionaron los convenios operativos y convenios de asociación, terminarían –en el régimen de Nicolás Maduro– celebrando contratos de servicios, cuyo cuestionamiento es mucho mayor que los reparos que podrían haberse hecho a los contratos públicos suscritos en el marco de la Apertura.

Por ello, conviene retener la limitación ya mencionada en torno a los convenios operativos: en actividades reservadas al Estado, los contratos de obras y servicios no pueden trasladar, ni directa ni indirectamente, derechos petroleros que solo pueden ser conducidos por empresas públicas.

2. *La Ley Orgánica de Hidrocarburos y el contrato de sociedad para la creación de empresas mixtas. La prohibición legal de ceder el ejercicio de los derechos petroleros*

La vigente LOH, de 2001 y reformada en 2006, redujo el ámbito de la reserva establecida en la LOREICH, solo a las actividades de exploración y producción y, según los casos, comercialización de los hidrocarburos producidos. En tal sentido, la Ley implicó la liberalización parcial del sector, la cual fue incentivada por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en lo que respecta al gas no asociado<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Hernández G., José Ignacio, “Evolución y situación actual de la regulación de los hidrocarburos en Venezuela”, en *Revista de derecho de las telecomunicaciones e infraestructuras en red* N° 27, Madrid, 2006, pp. 125 y ss.

En todo caso, las actividades de exploración y explotación, llamadas actividades primarias o, comúnmente, actividades aguas arriba, fueron reservadas al Estado por el artículo 9. Respecto de esas actividades, por ende, se mantuvo la reserva acordada por la LOREICH. Esto quiere decir que las actividades primarias no pueden ser realizadas libremente por la iniciativa privada. Por el contrario, de acuerdo con la LOH, esas actividades únicamente podrán ser realizadas por el Estado, a través de tres vehículos<sup>19</sup>: (i) el Poder Ejecutivo Nacional; (ii) empresas 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.

En tal sentido, es importante recordar que en Venezuela se considera empresa pública a toda sociedad mercantil en cuyo capital social el Estado (a través de cualquier órgano o ente), tenga una participación, cuando menos, mayor al cincuenta por ciento (50%). Este concepto aplica tanto a las sociedades cuyo capital pertenece exclusivamente al Estado, como a aquellas cuyo capital pertenece, en parte, al sector privado. Es por lo

---

<sup>19</sup> Dispone el artículo 27 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*”. El artículo 28 permite que estas empresas públicas –cuyo accionista es la República– creen a su vez otras empresas públicas. Además, el artículo 22 señala en este sentido que la gestión de las actividades primarias podrá efectuarse mediante empresas en las que el Ejecutivo Nacional “*tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social*”, esto es, las empresas mixtas.

anterior que las empresas operadores son empresas del Estado, sea que su capital pertenezca solo al Estado (como sucede con PDVSA Petróleo, S.A.), sea que su capital pertenezca, minoritariamente, a inversionistas privados, como es el caso de la empresa mixta.

De allí el confuso nombre empleado pues, en realidad, la empresa mixta es, desde el Derecho administrativo, empresa del Estado. La LOH no definió un régimen jurídico especial para la empresa mixta, la cual se somete, por ende, al bloque de Derecho administrativo que rige a las empresas del Estado, y que se desprende del artículo 103 de la Ley Orgánica de la Administración Pública.

Que la empresa mixta es una empresa del Estado, implica que su actividad es de idéntica naturaleza a la operación de las filiales exclusivas de PDVSA, esto es, una actividad que refleja la gestión económica directa del Estado. El inversionista privado no opera las actividades primarias, sino que participa como accionista minoritario de la empresa mixta, bajo los términos y condiciones del contrato de sociedad suscrito con PDVSA, y en concreto, con la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP). La presencia del inversionista privado como socio minoritario o socio B, y su posible rol en las tareas de la empresa mixta, no afecta la naturaleza jurídica de ésta como empresa del Estado y, por ende, como ente de la Administración pública nacional, integrante del sector público.

De esa manera, el artículo 22 califica a las empresas que ejercen derechos petroleros de exploración y producción como empresas operadoras. Las empresas operadoras son empresas del Estado, incluyendo aquellas cuyo capital social pertenece exclusivamente a PDVSA, así como a las empresas mixtas. Por lo tanto, la inversión privada no puede actuar como empresa operadora ni, tampoco, ejercer derechos petroleros. La participación accionarial de la inversión privada (socio minoritario) no puede desvirtuar los dos principios que 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*”.

Así se reitera en el artículo 24, el cual establece la concesión de los derechos de exploración y explotación a las empresas operadoras, mediante decreto presidencial. Este decreto es una concesión del dominio público expresada mediante acto administrativo que, además, es revocable. En concreto, es una concesión interadministrativa, pues el destinatario es una empresa pública. Con lo cual, las empresas operadoras son titulares precarios de los derechos petroleros, en tanto el dominio sobre estos –derivados de la propiedad sobre los yacimientos– corresponde a la República.

Los derechos petroleros que derivan del decreto presidencial no son solo los correspondientes a la exploración y producción, pues también incluyen la comercialización. Así, el artículo 57 de la LOH reservó a empresas de la exclusiva propiedad del Estado la comercialización de hidrocarburos naturales producidos, lo que quiere decir que la empresa mixta no puede vender ese producto. Esto es, que los hidrocarburos naturales producidos solo podrán ser comercializados por filiales de la exclusiva propiedad de PDVSA. La referencia al “crudo natural” permitiría concluir que esta restricción no aplica al llamado crudo mejorado, esto es, el crudo natural que es procesado a través de un *mejorador*. En términos muy sencillos, el *mejorador* eleva la calidad del crudo pesado y extrapesado de la Faja del Orinoco. Este proceso no califica como refinación, que es una actividad aguas abajo, en tanto el producto final no es un producto derivado, sino crudo. Sin embargo, este crudo ha sido procesado para eliminar impurezas, lo que se logra típicamente mediante el uso de diluyentes. El crudo mejorado es también llamado crudo sintético, como sucede con el crudo Hamaca<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> Véase: <http://oci.carnegieendowment.org/#oil/venezuela-hamaca-sco>.

Ahora bien, la relación entre el Estado y el inversionista privado que actúa como socio minoritario se regula en el *contrato de sociedad*, por medio del cual el Estado –actuando a través de una filial de PDVSA– y la inversión privada pactan las condiciones para la realización conjunta de las actividades primarias. Esta filial es, en la práctica, la CVP, aun cuando otras filiales de PDVSA también pueden ser accionistas.

Este contrato de sociedad es un contrato de producción conjunta entre la CVP y la inversión privada, por medio del cual ambos colaboran en la realización de esas actividades. Para la ejecución de este contrato, se crea a una filial común, conocida como empresa mixta.

En cualquier caso, el accionista privado no podrá tener control sobre la gestión de la empresa mixta, en tanto ésta, como ya vimos, deberá obrar bajo el control efectivo del Estado, a través de la CVP.

Entre este contrato de sociedad, y el modelo implementado en la Apertura Petrolera hay importantes diferencias. Así, los mecanismos de operación a cargo de la inversión privada adoptados durante la Apertura no son trasladables a la LOH, en tanto la operación debe siempre quedar a cargo de la empresa mixta. El rol del socio privado es coadyuvar a CVP en la realización de las tareas dentro de la empresa mixta, por medio de mecanismos de co-gobernanza que explicamos en el capítulo siguiente. Pero el principio rector es que el proceso de toma de decisiones debe recaer en la CVP, al punto que la empresa mixta se rige por políticas de PDVSA, como parte de los controles de Derecho administrativo derivados del régimen de las empresas públicas.

Bajo este modelo, la remuneración del socio minoritario o socio B depende, al menos principalmente, de los dividendos declarados y pagados por la empresa mixta. Por ello, el socio minoritario asume el riesgo de la operación, pero dentro de su participación accionarial que es siempre minoritaria. Como se observa, los incentivos para participar en este esquema son más bien reducidos, pues el socio privado no puede asumir la operación ni puede participar directamente en la producción y comercialización, quedando además condicionado por el régimen jurídico de la empresa pública. Sin embargo, la naturaleza del ingreso petrolero como renta compensa, en parte, estas condiciones adversas.

A tales efectos, el artículo 33 de la LOH sometió al control previo de la Asamblea Nacional el contrato de sociedad, control que la reforma de la Ley del 2006 extendió a cualquier modificación de tal contrato, todo ello, en el marco del artículo 150 de la Constitución, que atribuye a la Asamblea Nacional el control sobre contratos de interés público nacional. Con lo cual, el contrato de sociedad es un contrato de interés público nacional<sup>21</sup>.

La Ley dispone, en este sentido, que la selección de los inversionistas privados que actuarán como socios minoritarios de la empresa mixta se efectuará conforme a dos procedimientos pautados en su artículo 37. Así, el principio general es que la Administración deberá iniciar procedimientos licitatorios regidos por los principios de igualdad, concurrencia y publicidad. Excepcionalmente, cuando medien “*razones de interés público o por circunstancias especiales de las actividades*” la selección se podrá realizar directamente.

---

<sup>21</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Sobre las nociones de contratos administrativos, contratos de interés público, servicio público, interés público y orden público, y su manipulación legislativa*, Editorial Jurídica Venezolana, segunda edición, Caracas, 2021, pp. 200 y ss.

El régimen jurídico de la empresa mixta, como empresa operadora, está conformado por un conjunto de instrumentos de Derecho administrativo, que dejan a salvo las normas de Derecho civil y mercantil que rigen a su constitución y relaciones contractuales<sup>22</sup>.

Así, en *primer lugar*, la Asamblea Nacional, mediante Acuerdo dictado en ejecución de los artículos 150 y 187.9 constitucionales, autoriza la creación de la empresa mixta fijando las condiciones generales del contrato. Este Acuerdo complementa el marco regulatorio derivado de la LOH, y limita el contenido del contrato de sociedad, por medio de reglas que son de orden público y, por ende, indisponibles. Como veremos, en 2006 la Asamblea dictó el Acuerdo que rige las condiciones generales de las empresas mixtas derivadas del proceso de migración de los convenios operativos, y que dejan a salvo las condiciones más específicas definidas en función a cada empresa mixta.

En *segundo lugar*, mediante decreto se autoriza la creación de la empresa mixta, todo lo cual pasa por publicar en Gaceta Oficial su documento constitutivo-estatutario, de conformidad con las especiales reglas de publicidad de la Ley Orgánica de la Administración Pública. Este documento es, así, el contrato de sociedad entre la CVP y el socio minoritario por medio del cual emprenden la producción conjunta, de acuerdo con las disposiciones aplicables del Código Civil y de Comercio.

Por último, y en *tercer lugar*, mediante decreto se asignan derechos de exploración y producción a la empresa mixta, esto es, se confiere mediante acto administrativo la concesión inter-administrativa. El ámbito de estos derechos es precisado mediante resolución ministerial.

---

<sup>22</sup> Rondón de Sansó, Hildegard, *Empresas mixtas en el ámbito del régimen de los hidrocarburos en Venezuela*, Caracas, 2014, pp. 17 y ss.

De este régimen jurídico, interesa destacar la limitación impuesta al derecho de la empresa mixta a celebrar contratos para el mejor cumplimiento de su objeto social. Es importante acotar que la empresa mixta es una empresa pública de tercer grado, pues su accionista mayoritario es la CVP, empresa de segundo grado, cuyo capital pertenece a PDVSA que es la empresa de primer grado, en función a la participación directa de la República. Estos grados no alteran, en todo caso, la condición de empresa pública, sometida al bloque de Derecho administrativo, incluyendo a la Ley de Contrataciones Públicas. Esta Ley rige tanto al procedimiento de selección de contratistas como a las modalidades de contratos de obras, bienes y servicios<sup>23</sup>.

Sin embargo, el artículo 25 de la LOH impone una limitación de orden público a los contratos que la empresa mixta puede celebrar:

“Las empresas operadoras podrán realizar las gestiones necesarias para el ejercicio de las actividades que se les hayan transferido y celebrar los correspondientes contratos, todo conforme a las disposiciones de esta Ley u otras que les fueren aplicables”.

Nótese la similitud entre este artículo 25 y la figura de los convenios operativos previstos en la LOREICH. La LOH concretó más todavía el objeto de los contratos que puede celebrar la empresa mixta, al acotar que ésta puede contratar las obras,

---

<sup>23</sup> El numeral 5 del artículo 3 de la Ley de Contrataciones Públicas aplica a las sociedades en cuyo capital participen, al menos con el cincuenta por ciento (50%), sociedades en las cuales la República es accionista de control, definidas en el numeral 4. Esto es, empresas de segundo grado. Pero la interpretación de la Ley no puede ser excluir a las empresas de tercer grado, pues de nuevo, el grado de participación no altera su naturaleza estatal. Por ello, en tanto ente del Poder Ejecutivo nacional, la empresa mixta se somete a esta Ley, bajo el supuesto general del numeral 1 del citado artículo.

bienes y servicios necesarios para el ejercicio de las actividades petroleras transferidas mediante decreto, todo lo cual implica que estos contratos no podrán delegar el ejercicio de estas actividades. En tal sentido, los Acuerdos de la Asamblea Nacional suelen acotar que las empresas mixtas pueden contratar “*los servicios petroleros específicos que puedan resultar necesarios, para asistir en el ejercicio de sus actividades, tales como, por ejemplo, servicios de sísmica, perforación y mantenimiento*”. No obstante, los Acuerdos ratificaron que las empresas mixtas no podrán, directa o indirectamente, ceder derechos petroleros.

Esta prohibición quiere evitar mecanismos abusivos o fraudulentos de contratación, en los cuales la empresa mixta sea empresa operadora solo en apariencia, en tanto la gestión de su objeto social haya sido cedido a terceros. Como tal, la prohibición se basa en la naturaleza del objeto social de las empresas mixtas, que corresponde al ejercicio de actividades reservadas al Estado, con lo cual, no es posible celebrar ningún contrato por el cual se ceda el ejercicio de esos derechos al sector privado. El fundamento legal de esta prohibición es muy simple: la empresa mixta no puede disponer de los derechos petroleros, pues no es titular de éstos. Por el contrario, la empresa mixta ejerce esos derechos en virtud de la concesión otorgada mediante decreto.

Retomando la interpretación de la citada sentencia de la Corte Suprema de Justicia en Pleno de 23 de abril de 1991, la reserva de las actividades de exploración y producción (actividades primarias), y bajo las condiciones señaladas, de las actividades de comercialización de crudo natural y mejorado, impide a la iniciativa privada gestionar estas actividades, incluso indirectamente. Por el contrario, el Estado debe tener el control efectivo sobre la operación de estas actividades, a través de filiales de su exclusiva propiedad o mediante empresas mixtas. En este último caso, y como acertadamente afirmó la ponencia de Román J. Duque Corredor, lo decisivo es el control jurídico, no solo el económico. La gestión de las actividades primarias y de

comercialización debe responder a un proceso de toma de decisiones de PDVSA, no del socio minoritario de la empresa mixta, más allá de sus derechos y obligaciones derivados del contrato de sociedad.

## II

### **LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE EMPRESAS MIXTAS EN EL MARCO DEL PROCESO DE MIGRACIÓN DE LOS CONTRATOS CELEBRADOS EN LA APERTURA PETROLERA**

El modelo de empresas mixtas fue ejecutado a partir de 2006, en el marco del llamado proceso de migración de los contratos celebrados durante la Apertura Petrolera. Este proceso de migración respondió a la política coactiva implementada para la “nacionalización” del petróleo y, en concreto, de las operaciones en la Faja, como parte de la política conocida como la “Plena Soberanía Petrolera”. En la práctica, esta política extinguió unilateralmente los contratos celebrados en la Apertura, otorgando a los contratistas privados dos opciones: acceder a formar parte del contrato de sociedad para crear empresas mixtas, o enfrentarse a la expropiación de sus derechos y activos. Por ello, al menos en las empresas mixtas creadas en el marco de esta política, la participación de la inversión privada no fue voluntaria.

En todo caso, en este proceso de migración se realizó el principio conforme al cual la operación debe quedar a cargo de la empresa mixta, quien no podrá celebrar contrato alguno que directa o indirectamente, ceda la gestión de su objeto social a inversionistas privados. Este principio se realizó en el marco de las críticas a los contratos suscritos durante la Apertura, lo que se tradujo en el fortalecimiento del control decisivo del Estado.

Fue bajo estas condiciones que Chevron ingresó al mercado petrolero como socio privado o socio B. El estudio del marco regulatorio aplicable a las cuatro empresas mixtas en las que esta empresa participa nos permite reiterar el principio del control decisivo sobre la operación de las actividades primarias y de comercialización. En concreto, calificamos a esta operación como preponderantemente pública pues el socio minoritario o socio B participa en la gobernanza de la empresa mixta, pero -y esto es fundamental- siempre bajo el control decisivo de PDVSA, traducido en controles de Derecho mercantil, pero en especial, controles de Derecho administrativo.

1. *La entrada de Chevron al mercado de hidrocarburos como socio minoritaria de empresas mixtas en el marco del proceso de migración*

La entrada de Chevron como socio minoritario de empresas mixtas no respondió a una decisión voluntaria, sino al cumplimiento del proceso conocido como la *migración a empresas mixtas*, que respondió, en realidad, a la terminación unilateral de los contratos públicos celebrados durante la Apertura Petrolera.

Así, como explicamos, los contratos operativos y de asociación fueron objeto de diversas críticas, por parte de quienes, durante el Gobierno de Hugo Chávez (1999-2012) ejercieron posiciones claves en el sector de hidrocarburos.

Por ello, una vez en el poder, optaron por terminar unilateralmente estos contratos, valiéndose para ello de la concentración de funciones en la Presidencia de la República. Esta política se materializó a través de tres Leyes<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> Brewer-Carías, Allan R., “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

La primera Ley fue dictada en 2006: la *Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos*<sup>25</sup>. El artículo 1 de esa Ley declaró la ilegalidad del objeto de los convenios operativos, en los términos siguientes:

“Esta Ley tiene por objeto regularizar la participación privada en las actividades primarias previstas en el artículo 9 del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, cuyo ejercicio ha sido desnaturalizado por los Convenios Operativos surgidos de la llamada apertura petrolera, al punto de violar los intereses superiores del Estado y los elementos básicos de la soberanía”

El contenido de los convenios operativos –artículo 2– “es incompatible con las reglas establecidas en el régimen de nacionalización petrolera”, y como consecuencia, “quedarán extinguidos y no podrá continuarse la ejecución de sus preceptos, a partir de la publicación de esta Ley en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela”. El artículo 3 reiteró, en este sentido, la regla que impide a las empresas mixtas celebrar contratos que, directa o indirectamente, transfieran a inversores privados derechos petroleros:

---

actividades primarias suscritos antes de 2002”, *Revista de Derecho Público N° 109*, Caracas, 2007. Véanse igualmente nuestros comentarios en Hernández G., José Ignacio, “Reflexiones en torno a la migración de los convenios operativos al modelo de empresas mixtas”, *Venamcham. Trabajos jurídicos II*, Caracas, 2006, pp. 41 y ss. La justificación de esta política en Rondón de Sansó, Hildegard, *El régimen jurídico de los hidrocarburos. El impacto del petróleo en Venezuela*, Caracas, 2008, pp. 352 y ss. De la autora, también, *vid. Empresas mixtas en el ámbito del régimen de los hidrocarburos en Venezuela, cit.*, pp. 17 y ss.

<sup>25</sup> Gaceta Oficial N° 38.419 de 18 de abril 2006.

“Ningún nuevo contrato podrá otorgar participación en las actividades de exploración, explotación, almacenamiento y transporte inicial de hidrocarburos líquidos, o en los beneficios derivados de la producción de dichos hidrocarburos, a persona alguna de naturaleza privada, natural o jurídica, salvo como accionista minoritario en una empresa mixta, constituida de conformidad con el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, en la cual el Estado asegure el control accionario y operacional de la empresa”.

Esta prohibición reiteró que el contrato de sociedad no puede desvirtuar el control decisivo que el Estado debe ejercer, lo que impide fórmulas contractuales en las cuales la empresa mixta sea empresa operadora solo en la forma.

La segunda Ley fue dictada en 2007: la *Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas*<sup>26</sup>. Esta Ley no cuestionó la validez de estos contratos, pero sí dispuso que ellos debían ser transformados en contratos de sociedad en empresas mixtas (artículo 1).

Finalmente, también en 2007 se dictó la *Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas*<sup>27</sup>. Esta Ley (artículo 1) acordó la extinción de estos contratos y la expropiación de los derechos contractuales –y activos– de las empresas que no lograron un acuerdo de migración.

---

<sup>26</sup> Gaceta Oficial N° 38.632 de 26 de febrero de 2007.

<sup>27</sup> Gaceta Oficial N° 38.785 de 8 de octubre de 2007.

Esta expropiación dio lugar a reclamos por parte de los inversionistas cuyos activos fueron expropiados, como es el caso de Exxon y ConocoPhillips<sup>28</sup>.

Junto con estas tres Leyes y la LOH, destaca el Acuerdo de la Asamblea Nacional de 31 de marzo de 2006, el cual definió las condiciones generales de las empresas mixtas constituidas en el marco del proceso de migración de los convenios operativos, aun cuando esas condiciones sirven de marco general para todas las empresas mixtas<sup>29</sup>. Interesa destacar cómo esas condiciones realzan el control jurídico que debe ejercer PDVSA –por medio de la CVP– sobre las decisiones de la empresa mixta y sus operaciones.

Así, y en *primer* lugar, el acuerdo primero, en su numeral 1, reitera que las actividades primarias constituyen el objeto social de la empresa mixta, lo que deriva en dos limitaciones. Por un lado, aun cuando se reconoce que la empresa mixta puede prestar servicios petroleros, se enfatiza que su giro o tráfico principal debe ser la ejecución de actividades primarias; por el otro lado, este objeto social resulta privativo de la empresa mixta, en el sentido que solo ésta puede llevar a cabo las actividades primarias.

En segundo lugar, el numeral 3 del citado acuerdo primero, dispone que la empresa mixta “será la operadora en el Área Delimitada, pudiendo, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, contratar los servicios petroleros específicos que puedan

---

<sup>28</sup> Para un análisis detallado de esta política, de la cual explicamos solo sus aspectos centrales, véase a, Brewer-Carías, Allan R., *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera, cit.*, pp. 251 y ss.

<sup>29</sup> Gaceta Oficial N° 38.410 de 21 de marzo de 2006, modificado según Gaceta Oficial N° 39.273 de 28 de septiembre de 2009.

*resultar necesarios para asistir en el ejercicio de sus actividades, tales como, por ejemplo, servicios de sísmica, perforación y mantenimiento, en el entendido de que la Empresa Mixta no podrá celebrar contrato alguno o conjunto de contratos mediante los cuales, directa o indirectamente, transfiera su función de operadora”* (énfasis añadido). Nótese cómo, de manera clara y directa, se prohíbe a la empresa mixta celebrar cualquier contrato cuyo objeto implique, directa o indirectamente, la transferencia de su función operadora, o sea, la transferencia del derecho a realizar las actividades primarias y de comercialización.

El numeral 4, y en *tercer lugar*, establece las condiciones de la actividad de comercialización. De esa manera, la empresa mixta “deberá vender a PDVSA Petróleo, S.A., o a cualquier otra de las empresas referidas en el artículo 27 del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos que sea designada por PDVSA Petróleo, S.A., todos los hidrocarburos que produzca y no consuma en la ejecución de sus operaciones (...”).

En *cuarto lugar*, el numeral 7 dispone que los derechos petroleros concedidos a la empresa mixta pueden ser revocados, todo lo cual ratifica que la empresa mixta no puede disponer de estos derechos, en tanto su dominio pertenece, exclusivamente, a la República, en su condición de propietario de los yacimientos.

En *quinto lugar*, los numerales 5 y 6 ratifican que la empresa mixta es el sujeto obligado al pago de regalías y tributos a la República, incluyendo la ventaja especial que asegura a la República obtener un ingreso no menor al cincuenta por ciento (50%) de la producción, como concepto de ventaja especial, en lo que es usualmente conocido como “impuesto sombra”.

Otro aspecto abordado, y en *sexto lugar*, es el régimen de aportes de capital, de conformidad con el modelo de contrato para la conversión a empresa mixta incluido en el citado

Acuerdo. Así, los socios de la empresa mixta se dividen en dos categorías, a saber, el socio A, que es la CVP, y el socio B, que es la inversión privada. Estos socios deben realizar los aportes correspondientes al capital social pero también deberán realizar los aportes necesarios para cumplir con el Plan de Negocios. Estos aportes permiten a la empresa mixta contratar préstamos para el financiamiento de sus inversiones en capital. En todo caso, se dispone que cada socio deberá contribuir “*con su cuota*” en dichos aportes, lo que refleja que los aportes financieros deben responder, mayoritariamente, a la CVP.

En *séptimo* lugar, el acuerdo reitera el control que ejerce PDVSA, al disponer que las políticas de la empresa mixta seguirán “*los lineamientos establecidos por CVP*”. Ello demuestra que las empresas mixtas se incorporan a los lineamientos que, en general, rigen a PDVSA y sus empresas filiales.

En cuanto al proceso de toma de decisiones, y en *octavo* lugar, el modelo de documento estatutario reitera que la asamblea de accionistas toma las decisiones ordinarias con la mayoría simple de los votos, lo que otorga a CVP el control sobre esa asamblea. La excepción son decisiones extraordinarias que requieren del setenta y cinco por ciento (75%), esto es, del consentimiento del socio B, como, por ejemplo, decidir sobre la liquidación o fusión de la empresa mixta o sobre la disposición de la totalidad o parte sustancial de sus activos; aprobar financiamientos por encima del umbral definido en los estatutos, o modificar el Plan de Negocios. Ninguna de estas decisiones extraordinarias incide en el control ordinario de las decisiones de la asamblea, lo que corrobora que el control decisivo recae en la CVP.

Finalmente, y en *noveno* lugar, la junta directiva está compuesta por cinco miembros, tres de los cuales -incluyendo su presidente- son designados por la CVP quien también propone al Gerente General, designado en todo caso por la junta. Con lo cual, la administración de la empresa mixta depende de la CVP,

sin perjuicio del derecho del socio B de participar en algunas decisiones, por ejemplo, a través de la propuesta del Gerente Técnico y de Operaciones. En general, un porcentaje del personal de gerencia de la empresa mixta “*equivalente al porcentaje de participación accionaria de los accionistas Clase B*”, será nominados por éstos.

Cabe recordar que, en el Derecho administrativo venezolano, el estándar para que una sociedad mercantil sea considerada como empresa pública, no es el que el Estado sea el único responsable de todo el proceso de toma de decisiones, sino que el Estado ejerza el control decisivo, el cual solo puede establecerse en cada caso en concreto<sup>30</sup>. Este control deriva no solo de la mayoría accionarial de la CVP en la empresa mixta, sino, además, del control y dirección que ejerce la Administración sobre la actividad de la empresa mixta, basado en (i) la propiedad pública sobre los yacimientos y concesión de derechos petroleros revocables, y (ii) el ejercicio de los poderes de dirección y control que derivan del contrato de sociedad y, en general, todo contrato relacionado con la actividad petrolera.

De esa manera, este Acuerdo ratifica –como corresponde con el régimen jurídico de la empresa pública– que la empresa mixta se somete a dos tipos de controles que aseguran el control decisivo del Estado, a saber, el control accionarial de Derecho mercantil y el control de Derecho administrativo, que se desprenden del control de tutela<sup>31</sup>. Así, el Poder Ejecutivo nacional

---

<sup>30</sup> Caballero Ortiz, Jesús, *Las empresas públicas en el Derecho venezolano*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1982, pp. 119 y ss.

<sup>31</sup> Brewer-Carías, Allan R., “Aspectos organizativos de la industria petrolera nacional en Venezuela”, en *Régimen jurídico de las nacionalizaciones en Venezuela, Tomo I*, Instituto de Derecho Público de la Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1981, pp. 407 y ss. Del autor, véase recientemente *Estudios sobre Petróleo de Venezuela. S.A. y la industria petrolera nacionalizada. 1974-2021*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2021, pp. 43 y ss.

(la Administración pública nacional central) ejerce el control accionario sobre PDVSA y, además, el control de tutela, por medio de instrumentos de Derecho administrativo que permiten a PDVSA cumplir su rol constitucional del ente creado para el manejo de la industria petrolera. En tal condición, PDVSA ejerce el control accionario sobre la empresa mixta, a través de la CVP, pero también ejerce controles de Derecho administrativo, por medio de las políticas de la CVP, por ejemplo, en materia de personal y contrataciones.

Además, el Acuerdo, al ratificar que el contrato de sociedad es un contrato de interés público nacional, también ratifica que este contrato es uno de los “contratos administrativos” que se aceptan en el Derecho administrativo de Venezuela. Por ende, el ente público contratante, que es la CVP, ejerce el control sobre el contrato de sociedad de la empresa mixta, incluso a través de las “cláusulas exorbitantes”, o sea, las potestades unilaterales y extra-contractuales que permiten al ente contratante terminar o modificar el contrato y, en general, dirigir su ejecución. Estos controles refuerzan la gestión pública que debe estar presente en la empresa mixta<sup>32</sup>.

Ahora bien, este marco jurídico derivó en la creación de diversas empresas mixtas, cuando los contratistas accedieron -bajo coacción- a participar en el proceso de migración. Nuestro interés se centra en el estudio del proceso de migración de los contratos suscritos por Chevron y que dieron lugar a la creación de cuatro empresas mixtas. Tal es el caso de la empresa mixta Petroboscán, creada en 2006 con una participación de Chevron de

---

<sup>32</sup> Araujo-Juárez, José, *La teoría de la cláusula exorbitante*, Editorial Jurídica Venezolana-CIDEP, Caracas, 2017, pp. 26 y ss. La figura de las cláusulas exorbitantes forma parte de las instituciones contrarias a la protección de los derechos de propiedad y que facilitan intervenciones arbitrarias en el sector. Pero en todo caso, ellas siguen siendo una figura reconocida en el Derecho administrativo y, por ende, aplicables al contrato de sociedad.

39,2%<sup>33</sup>. En este caso, la migración versó sobre el convenio operativo Boscán, suscrito en 1995 en el campo Boscán (Zulia), para la producción de crudo pesado. Este convenio fue en su momento criticado, al sostenerse que no se trataba de un campo marginal (su producción rondaba los 80 mbpd)<sup>34</sup> y, además, su esquema contractual se asemejaba más a una concesión, en tanto el contratista asumía los riesgos, al punto que su remuneración dependía de la producción y los resultados económicos de la operación. En otras palabras, mientras que en un contrato de obra o servicio PDVSA asume el riesgo y el contratista recibe una remuneración fija, o preponderantemente fija, en este convenio, la operación y sus riesgos se trasladaban al operador, cuya remuneración variaba de acuerdo con la producción y el precio<sup>35</sup>.

De esa manera, el convenio operativo del campo Boscán fue extinguido *ope legis*, y Chevron celebró el contrato de sociedad para constituir a Petroboscán, de conformidad con el marco regulador de la LOH, esto es, bajo el control efectivo de PDVSA sobre las actividades de exploración, producción y comercialización, en los términos que exponemos más adelante.

---

<sup>33</sup> Véase el acuerdo de la Asamblea Nacional, publicado en la Gaceta Oficial N° 38.430 de 5 de mayo de 2006, que autoriza la creación de la empresa. En la Gaceta Oficial N° 42.807 de 26 de enero de 2024 se aprobó la prórroga por quince años de la empresa mixta, en concordancia con la Resolución N° 002 del Ministerio del Poder Popular del Petróleo, publicado en la Gaceta Oficial N° 42.807, de 26 de enero de 2024.

<sup>34</sup> Mbpd: Miles de barriles de petróleo por día.

<sup>35</sup> Las cifras y críticas se toman del Informe a la Asamblea presentado por el entonces Ministerio de Energía y Petróleo en agosto de 2005, intitulado “La Desnacionalización del Petróleo Venezolano en los Años Noventa II. Los convenios operativos”, pp. 12 y ss. Hemos resumido las principales críticas a los convenios operativos, pero sin analizar su procedencia.

Esta metodología se empleó, también, para el convenio operativo del área “LL-652” (Zulia), suscrito el 29 de julio de 1997, y cuya migración a la empresa mixta Petroindependiente fue autorizada mediante acuerdo de la Asamblea Nacional, publicado el 5 de mayo de 2006<sup>36</sup>. La participación de Chevron fue de 25,2%. Aun cuando no hay mucha información sobre los aspectos legales de este convenio operativo, lo cierto es que, en términos generales, la migración al modelo de empresa mixta procuró el mismo objetivo del convenio Boscán, esto es, restablecer el control de PDVSA sobre la operación.

El proceso de migración también se implementó en relación con las asociaciones estratégicas. De esa manera, el convenio de asociación suscrito el 9 de julio de 1997, entre Corpoguanipa, S.A., Arco Orinoco Development Inc., Phillips Petroleum Company Venezuela Limited, y Texaco Orinoco Resources Company, para el proyecto Hamaca, o Ameriven, pasó a la empresa mixta Petropiar, con una participación de Chevron del 30%, según acuerdo de la asamblea nacional de 29 de octubre de 2007<sup>37</sup>.

Como se recordará, la figura de las asociaciones estratégicas había sido cuestionada, al entenderse que, en la práctica, PDVSA cedía la operación a los socios privados, en este caso, ConocoPhillips y Chevron (a través de Texaco)<sup>38</sup>. Este proceso

---

<sup>36</sup> Gaceta Oficial N° 38.430. En la Gaceta Oficial N° 42.807 de 26 de enero de 2024 se aprobó la prórroga por quince años de la empresa mixta, en concordancia con la Resolución N° 001 del Ministerio del Poder Popular del Petróleo, publicado en la señalada Gaceta Oficial.

<sup>37</sup> Gaceta Oficial N° 38.798. La extensión de duración de la empresa mixta por quince años está contenida en el acuerdo publicado en la Gaceta Oficial N° 42.903 de 18 de junio de 2024.

<sup>38</sup> Véase el informe del entonces Ministerio de Energía y Petróleo a la Asamblea Nacional, sobre “La desnacionalización del petróleo venezolano en los años noventa. III. Los Convenios de Asociación”, sobre los convenios de asociación, de marzo de 2006, pp. pp. 6 y ss.

de migración dio lugar a una disputa con ConocoPhillips, lo que resultó en dos condenas. Una, en el marco del arbitraje contractual en contra de PDVSA administrado por la Cámara Internacional de Comercio, y la otra, en contra de Venezuela, ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI)<sup>39</sup>.

Finalmente, Chevron participa como accionista minoritario (34%) de la empresa mixta Petroindependencia, de conformidad con el acuerdo de la Asamblea Nacional de 15 de abril de 2010<sup>40</sup>. Esta empresa mixta no fue consecuencia de la migración ordenada en 2006 y 2007, sino del procedimiento para seleccionar a los socios minoritarios para la producción de crudo extrapesado en la Faja Petrolífera, en los bloques Carabobo 1 Centro y Norte, Carabobo 4 Oeste, Carabobo 2 Norte, Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5<sup>41</sup>.

Ahora bien, los derechos de Chevron como socio minoritario de esas empresas mixtas están definidos en el marco regulatorio de las empresas mixtas, que explicamos antes. Así, este marco comprende a las Leyes que rigen a las actividades primarias, los acuerdos de la Asamblea, el decreto de creación de la empresa junto con su documento estatutario y, finalmente, el decreto que transfiere los derechos petroleros.

---

<sup>39</sup> Los laudos dictados en arbitrajes contractuales fueron aceptados por PDVSA mediante transacciones, cuyo cumplimiento forzoso se ha hecho valer en las cortes de Estados Unidos, al igual que el laudo dictado en el arbitraje administrado por el CIADI. Estos reclamos fueron presentados por ConocoPhillip ante la Corte de Distrito de Delaware, en el proceso de embargo de las acciones de PDV Holding, Inc. *Vid.*: Hernández G., José Ignacio, *La defensa judicial del Estado venezolano en el extranjero y la deuda pública legada de Chávez y Maduro (2019-2020)*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2022, pp. 276 y ss.

<sup>40</sup> Gaceta Oficial N° 39.404.

<sup>41</sup> La prórroga por quince años está contenida en el acuerdo publicado en la Gaceta Oficial N° 40.992 de 9 de junio de 2024.

Tanto las Leyes como los acuerdos ratifican que la empresa mixta es la empresa operadora, condición que no puede ser cedida, al tratarse de una condición de orden público. Así se reitera en el decreto presidencial que, de acuerdo con el régimen general de las empresas públicas en la Ley Orgánica de la Administración Pública, ordena la creación de la empresa mixta<sup>42</sup>. Estos decretos son relevantes pues ellos ratifican que, a través de las empresas mixtas, el Estado quiso reasumir el control de las actividades petroleras, en el marco de la política de Plena Soberanía Nacional. Por consiguiente, es la empresa mixta, como empresa operadora, quien tiene el derecho y el deber de ejecutar las actividades primarias reservadas al Estado de conformidad con el artículo 9 de la LOH<sup>43</sup>.

Dentro de la causa del decreto que crea a la empresa mixta, encontramos la selección del socio minoritario. Pero este procedimiento es, más bien, excepcional, pues la práctica es la selección directa de la empresa que participará como socio minoritario<sup>44</sup>. Este proceso de selección demuestra, por un lado, que Chevron fue escogida en función a sus capacidades técnicas y financieras y, por el otro lado, que fue seleccionada como socio minoritario, pero no como operador de las actividades primarias.

---

<sup>42</sup> Véase el decreto N° 4.577, mediante el cual se autoriza la creación de la empresa mixta Petroboscán, S.A., publicado en la Gaceta Oficial N° 38.464 de 22 de junio de 2006. En esa Gaceta se publica el decreto N° 4.578, que crea a Petroindependiente, S.A. La empresa Petropiar, S.A. fue creada mediante decreto N° 5.668, publicado en la Gaceta Oficial N° 38.807. Finalmente, la empresa mixta Petroindependencia, S.A., fue creada mediante decreto N° 7.399 (Gaceta Oficial N° 39.419, de 7 mayo de 2010).

<sup>43</sup> Por ejemplo, véase el artículo 3 del Decreto N° 4.577.

<sup>44</sup> Resoluciones del Ministerio de Energía y Petróleo N° 144 y 157, publicadas en la Gaceta Oficial N° 38.462 de 20 de junio de 2006, relacionadas con Petroboscán y Petroindependiente, respectivamente. Respecto de Petroindependencia. *vid.* Resolución N° 79 (Gaceta Oficial N° 39.421, de 11 de mayo de 2010).

Asimismo, es de interés estudiar el decreto contentivo de la concesión interadministrativa por la cual se transfieren derechos petroleros a la empresa mixta. Esta concesión es resultado de dos decisiones. Por un lado, el ministerio delimita el área geográfica dentro del cual la empresa mixta operará<sup>45</sup>; por el otro, mediante decreto presidencial, se trasladan los derechos petroleros a la empresa mixta<sup>46</sup>.

Este decreto ratifica que el ejercicio de las actividades primarias es privativo de la empresa mixta, y que, en consecuencia, es la empresa mixta quien debe pagar la regalía, ventajas especiales y tributos<sup>47</sup>. Con lo cual, la empresa mixta no tiene derecho de propiedad alguno sobre los yacimientos, sino el derecho real de uso de los yacimientos y de realización de actividades de exploración, producción y ciertos casos de comercialización, derecho que en todo caso es revocable por el Ejecutivo<sup>48</sup>. Por consiguiente, la empresa mixta no puede disponer de esos derechos, lo que corrobora la prohibición de celebrar contratos que, directa o indirectamente, cedan los derechos petroleros que le han sido concedidos.

---

<sup>45</sup> Resoluciones del Ministerio de Energía y Petróleo N° 167 y 169, publicadas en la Gaceta Oficial N° 38.467 de 27 de junio de 2006, relativas a Petroboscán y Petroindependiente, respectivamente. En relación con Petropiar, véase la resolución N° 223 (Gaceta Oficial N° 38.809 de 13 de noviembre de 2007). La resolución N° 77 (Gaceta Oficial N° 39.419, de 7 de mayo de 2010), fue dictada respecto de Petroindependencia.

<sup>46</sup> Decretos N° 4.793 y 4.764, publicados en la Gaceta Oficial N° 38.533 de 29 de septiembre de 2006, relativos, respectivamente, a Petroboscán y Petroindependiente. El decreto N° 5.804 (Gaceta Oficial n° 38.846) transfirió los derechos reales a Petropiar, mientras que el Decreto N° 7.562 (Gaceta Oficial N° 39.476 de 29 de julio de 2010), realizó lo propio en relación con Petroindependencia.

<sup>47</sup> Por ejemplo, artículos 1 y 3, del citado Decreto N° 4.793.

<sup>48</sup> Artículo 4.

Es también importante estudiar la regulación que aplica a la organización de las empresas mixtas, y que consolida el control decisivo que el Estado ejerce a través de la CVP. Esta organización parte del principio del control legal sobre el proceso de toma de decisiones de la empresa mixta, expresado a través de las decisiones que puede adoptar la CVP como socio A en la asamblea de accionistas, así como a través de los directores designados por ella. Esta regulación, derivada del comentado decreto de creación de la empresa mixta, es detallada en la resolución contentiva del acta y documento estatutario<sup>49</sup>.

De acuerdo con este marco regulatorio, son las empresas mixtas, y no Chevron, las titulares de los derechos de exploración y producción. Además, solo pueden comercializar el crudo mejorado, no el crudo natural. En concreto, en el caso de Petropiar y Petroindependencia, los acuerdos reconocen el derecho de las empresas mixtas a comercializar directamente el “*petróleo crudo mezcla resultante del petróleo crudo mejorado*”, o el “*petróleo crudo mejorado*”. Los acuerdos interpretaron el artículo 57 de la Ley, en el sentido que la reserva a favor de empresas de la exclusiva propiedad del Estado solo opera para los hidrocarburos naturales, no así el crudo mejorado. En todo caso, solo la empresa mixta puede comercializar crudo mejorado, sin que esa comercialización pueda ser cedida a terceros.

Asimismo, para preservar la exclusividad de los derechos de exploración y producción, los Acuerdos limitan la capacidad de contratación de las empresas mixtas, en sintonía con el artículo 25 de la LOH. Así, estos acuerdos reconocen que las empresas mixtas pueden contratar:

---

<sup>49</sup> Las resoluciones que contienen el acta constitutiva y documento estatutario están publicadas en las Gacetas Oficiales N° 38.502 de 17 de agosto de 2006 (Petroboscán y Petroindependiente); 38.844, de 7 de enero de 2008 (Petropiar) y N° 39.463 de 12 de julio de 2010 (Petroindependencia).

“los servicios petroleros específicos que puedan resultar necesarios, para asistir en el ejercicio de sus actividades, tales como, por ejemplo, servicios de sísmica, perforación y mantenimiento”.

No obstante, los acuerdos ratificaron que la empresa mixta no podrá “*celebrar contrato alguno o conjunto de contratos mediante los cuales, directa o indirectamente, transfiera su función de operadora*”<sup>50</sup>.

Esta restricción fue desarrollada, de manera general, en el citado Acuerdo de 2006 *mediante el cual se aprueban los términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas*. Dentro de las condiciones generales definidas, se reiteró que la empresa mixta “*no podrá celebrar contrato alguno o conjuntos de contratos mediante los cuales directa o indirectamente transfiera su función de operadora*”.

Esta restricción concreta los principios definidos en la LOH en función a la naturaleza de las actividades primarias como actividades reservadas al Estado, reserva que se extiende a la comercialización de crudo natural y mejorado. En especial, esta restricción debe interpretarse como la reiteración de la crítica a los convenios operativos, y, por ende, como una defensa de la exclusividad en la gestión de las actividades reservadas al Estado por parte de la empresa mixta, bajo el control de PDVSA, ejercido a través de la CVP.

En efecto, esta restricción se basa en la naturaleza del objeto social de las empresas mixtas, que corresponde al ejercicio de actividades reservadas al Estado, con lo cual, no es posible celebrar ningún contrato por el cual se ceda el ejercicio de esos derechos al sector privado.

---

<sup>50</sup> Numeral cuarto, acuerdo segundo, Acuerdo de Petroboscán; numeral 3, acuerdo segundo, Acuerdo Petroindependiente, Petropiar y Petrodependencia.

La restricción aplica no solo a los contratos cuyo objeto sea transferir actividades reservadas sino también, a los contratos de obras y servicios cuyo efecto práctico sea transferir esas actividades, esto es, los derechos petroleros.

La cesión o transferencia puede determinarse analizando, en cada caso, quién es el responsable de la operación, tanto en función a la dirección de éstas como en función a la asunción de riesgos y, por ende, la remuneración.

Así, en los contratos de obras o servicios que de acuerdo con la Ley de Contrataciones Públicas puede celebrar la empresa mixta, es ésta quien debe mantener la dirección de la ejecución de las operaciones, que solo pueden cubrir tareas específicas. En el citado Acuerdo *mediante el cual se aprueban los términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas*, incluso, se enuncian algunos ejemplos de estos contratos: servicios de sísmica, perforación y mantenimiento. Estos servicios solo comprenden tareas específicas asociadas a los derechos petroleros y, en especial, su ejercicio responde a la dirección que deriva de las operaciones a cargo de la empresa mixta.

Además, en los contratos de obras y servicios, el contratista no asume los riesgos de la operación y, por ende, su remuneración tiende a ser fija, o al menos, la remuneración no depende de las fluctuaciones de la producción o del precio del petróleo. Así, en el contrato de servicios de perforación, el contratista no asume los riesgos en cuanto a la potencialidad de la producción de petróleo. Tampoco el contratista asume el riesgo de la oscilación de los precios del petróleo. La remuneración, por el contrario, depende de los servicios prestados.

En contraste, si la empresa mixta celebra contratos públicos por los cuales encomienda a terceros el ejercicio de todas las actividades que conforman su objeto social, o de una parte significativa de éstas, incluyendo los riesgos anejos, entonces, estaría cediendo el ejercicio de derechos petroleros. Esta cesión puede ser directa, cuando se celebran contratos cuyo objeto es el ejercicio de esos derechos, o indirecta, cuando se celebran contratos de obras, suministro de bienes o prestación de servicios cuyo efecto práctico es trasladar, a terceros, el ejercicio de estos derechos. Un rasgo distintivo de la cesión indirecta es que el contratista asume los riesgos de la operación, de la cual depende su remuneración. Precisamente, una de las críticas más recurrentes a los convenios operativos es que el contratista era quien llevaba a cabo la operación, al punto que su remuneración era resultado del crudo producido, deducidos los costos de operación y las contribuciones enteradas al Estado<sup>51</sup>.

Los contratos que ceden indirectamente derechos petroleros se parecen a los llamados contratos de operación minera, esto es, los contratos por medio de los cuales la Administración –titular de los derechos mineros– encomienda al contratista todas las operaciones de exploración y producción, de forma tal que la remuneración del contratista es la diferencia entre el mineral producido, los costos de producción y la regalía y otras ventajas y tributos. En tanto la remuneración depende de la venta del mineral –crudo– producido, es el contratista quien asume el costo de la operación. De hecho, también es el contratista quien asume los gastos de la operación, que se cubren, precisamente, con el producto de las ventas<sup>52</sup>.

---

<sup>51</sup> “La Desnacionalización del Petróleo Venezolano en los Años Noventa II. Los convenios operativos”, *cit.*

<sup>52</sup> Amorer, Elsa, *El Régimen de la explotación minera en la legislación venezolana*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1991, pp. 136 y ss.

Que la regulación de las empresas mixtas haya prohibido no solo contratos que ceden directamente sus actividades, sino también contratos que materializan esa cesión de manera indirecta, reflejan la intención de evitar fórmulas contractuales –escritas o no– que, de manera simulada, abusiva o fraudulenta, reduzcan la condición de empresa operadora a una mera formalidad.

En tal sentido, cuando el esfuerzo de capital, de gerencia y de planificación en la realización de las actividades primarias y de comercialización es trasladado total o mayoritariamente al socio B, entonces, estamos ante una cesión indirecta, que es ilícita.

De esa manera, y en resumen, el diseño institucional de las empresas mixtas en las cuales Chevron participa como socia minoritaria, parte del principio según el cual PDVSA no puede celebrar ningún contrato otorgando “*participación en las actividades de exploración, explotación, almacenamiento y transporte inicial de hidrocarburos líquidos, o en los beneficios derivados de la producción de dichos hidrocarburos, a persona alguna de naturaleza privada, natural o jurídica, salvo como accionista minoritario en una empresa mixta*”, como recordó el artículo 3 de la citada *Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Por ello, la empresa mixta no puede celebrar ningún contrato que directa o directamente, ceda el ejercicio de los derechos petroleros.

## 2. *El principio de gestión preponderantemente pública de la empresa mixta y el rol de los socios minoritarios*

Hemos explicado que la gestión de las actividades petroleras por la empresa mixta es una modalidad de la gestión económica directa del Estado. Ahora debemos complementar esta conclusión, al precisar que esta gestión es *preponderantemente* pública.

En efecto, hablamos de “preponderante” y no solo de “pública”, pues la presencia del accionista minoritario incide en las reglas de gobernanza de la empresa mixta. Así, en las filiales únicas, la gestión es enteramente pública, en tanto solo el Estado participa como accionista y en la administración de la empresa. En contraste, en la empresa mixta el socio minoritario participa en el proceso de toma de decisiones de los órganos de la sociedad, esto es, la asamblea de accionistas y la junta directiva, pero sin menoscabar el control decisivo del Estado.

A estos fines, como explicamos, los estatutos sociales de las empresas mixtas dividieron el capital en acciones clase A, suscritas por la CVP, y las acciones clase B, suscritas por el socio privado. Como regla, basta con el voto de la CVP en la asamblea de accionistas para aprobar cualquier resolución, salvo en las materias que, de acuerdo con los estatutos, se requiera mayoría calificada de las tres cuartas (3/4) partes. Tal es el caso, por ejemplo, de la aprobación de los programas de trabajo y presupuesto anual, o la disposición de la totalidad o parte sustancial de los activos. Ciertos contratos de financiamiento también requieren una resolución aprobada por esa mayoría calificada<sup>53</sup>. Aquí, el socio B tiene una suerte de derecho de voto, en el sentido que, sin su consentimiento, estas decisiones no podrán ser adoptadas<sup>54</sup>.

En cuanto a la administración, la CVP tiene derecho a designar tres de los cinco (5) directores, incluido al presidente, mientras que el socio minoritario o accionista B designa al resto de

---

<sup>53</sup> Véase, por ejemplo, la Sección II del artículo 16 del acta constitutiva y estatutos sociales de Petropiar.

<sup>54</sup> Andueza, Luis Ernesto, “El régimen jurídico aplicable a las empresas mixtas a las que se refiere el artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos”, en *Revista Derecho y Social* N° 8, Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Monteávila, Caracas, 2009, pp. 57 y ss.

directores<sup>55</sup>. Aun cuando la junta directiva puede tomar cualquier decisión con el voto de al menos tres (3) de sus miembros, el quórum mínimo requerido es de cuatro (4) directores, salvo cuando se convoque a una segunda reunión por falta de quórum, caso en el cual bastará la presencia de tres (3) directores<sup>56</sup>.

Además, la gestión del personal de la empresa mixta también refleja estos mecanismos de co-gobernanza. Así, el Gerente General es designado y removido por la junta, y es propuesto por el socio A, quien también propone al Gerente de Operaciones y el Gerente de Prevención y Control de Pérdidas. El Gerente Técnico y de Operaciones es nominado por el socio B. Además, la distribución del personal de gerencia, incluyendo a los gerentes de segunda y tercera línea, debe ser equivalente al porcentaje de participación accionaria de los accionistas Clase B, quien nominará a los candidatos para esos puestos.

Como se observa, el proceso de toma de decisiones de la empresa mixta, en la asamblea de accionistas, junta directiva y empleados a nivel gerencial, se basa en mecanismos de co-gobernanza. En especial, ciertas decisiones -trascendentales, o de gran importancia- requieren del voto del socio B en asamblea de accionista. Sin embargo, este derecho de veto en la asamblea de accionistas, y la incidencia en la junta directiva y el plano gerencial, no modifican, ni pueden modificar, el control decisivo que ejerce la CVP. En realidad, este control decisivo está presente, tanto en instrumentos de Derecho mercantil como de Derecho administrativo.

Así, las decisiones ordinarias de la asamblea de accionista pueden adoptarse solo con el voto de la CVP, lo que hace de ésta el accionista dominante o de control. De igual manera, los administradores de la CVP dominan las decisiones de la junta

---

<sup>55</sup> Artículo 19.

<sup>56</sup> Artículo 24.

directiva, y, por ende, la política de contrataciones, dejando a salvo el derecho de la CVP de designar a los gerentes clave para la operación de la empresa. Con lo cual, desde el Derecho mercantil, la CVP es el accionista de control de la empresa mixta.

Además, el control sobre la empresa mixta depende de instrumentos de Derecho administrativo. Así, a pesar de que el socio minoritario debe consentir con su voto en la asamblea de accionistas la reforma de los estatutos, esta reforma requiere ser autorizada por el ministerio del ramo<sup>57</sup>. Además, y como fue establecido en las condiciones generales definidas en el Acuerdo de 2006, las políticas y procedimientos que rigen a las operaciones de la empresa mixta, “*incluyendo, entre otras, políticas y procedimientos de seguridad, salud y medio ambiente, contratación, mantenimiento de seguros, contabilidad, banca y tesorería, y recursos humanos*”, seguirán los lineamientos establecidos por la CVP. Al definir esos lineamientos, la CVP no actúa como accionista de control, sino como la filial del ente administrativo (PDVSA) a cargo del control de la industria, con lo cual, estos lineamientos se traducen en instrumentos de Derecho administrativo. En especial, estos instrumentos ratifican que el contrato de sociedad que crea la empresa mixta califica como contrato administrativo, lo que otorga a la CVP poderes adicionales de control y dirección, cuyo ejercicio, en todo caso, siempre debe ser racional.

El control decisivo de la CVP, basado en instrumentos de Derecho mercantil y administrativo, responden a las normas de orden público de la LOH según las cuales, PDVSA debe ejercer el control decisivo sobre la gestión de la empresa mixta como empresa operadora.

---

<sup>57</sup> Literal a), Sección II, artículo 16.

Tal y como concluyó la sentencia de la Corte Suprema de Justicia en Pleno de 23 de abril de 1991, ya comentada, este control decisivo es legal, en tanto se basa en contratos y decisiones de imperio a través de los cuales PDVSA asegura que la operación de la empresa mixta depende, en sus aspectos centrales y operativos, de sus políticas, que a su vez reflejan las políticas del Gobierno.

Desde el 2018, y como veremos en los siguientes capítulos, el control que ejerce PDVSA se consolidó, en tanto la Presidencia de la República asumió el control final sobre la organización y gestión de todas las filiales de la estatal petrolera, incluyendo las empresas mixtas. Pero, en todo caso, bajo las condiciones originales de la empresa mixta, su gestión es preponderantemente pública pues, al margen de la incidencia que pueda tener el socio minoritario o socio B, el proceso de toma de decisiones debe depender de las políticas definidas por PDVSA.

La denominación de empresa mixta es confusa, pues la gobernanza corporativa no es mixta, en el sentido que no depende del concierto de voluntades. Por el contrario, esa gobernanza es preponderantemente pública pues, como regla, el concurso de voluntades del socio minoritario solo se requiere para un conjunto limitado de decisiones, que no otorgan a éste el control final sobre la operación de las actividades primarias y de comercialización.

Como parte de esta gestión preponderantemente pública, el socio minoritario debe contribuir con las inversiones para atender los gastos de capital, de acuerdo con su participación minoritaria. Por ello, la responsabilidad primera de procurar financiamiento recae en PDVSA, cuya capacidad financiera es determinante de la capacidad financiera de la empresa mixta.

A ello se le agrega que toda la gestión financiera de la empresa mixta, en tanto empresa del Estado, debe quedar informada por los principios que rigen la gestión del patrimonio público y, en especial, la transparencia<sup>58</sup>.

Este esquema resulta poco práctico, pues limita los incentivos de la inversión privada para participar en las actividades primarias y, además, eleva indebidamente los riesgos, pues a todos los efectos legales, la empresa mixta es una empresa pública sometida al bloque normativo del sector público. Además, estos controles administrativos reducen la incidencia de la capacidad técnica del socio minoritario. Así, por ejemplo, los procedimientos de selección de contratistas de la empresa mixta deben ajustarse a la Ley de Contrataciones Públicas, y no a las normas de contrataciones de Chevron, aun cuando éstas puedan ser más eficientes en el proceso de procura de la industria petrolera.

A pesar de que el cauce de participación del socio minoritario es bastante limitado, y en cierto punto ineficiente, lo cierto es que la LOH supuso, en esta materia, un avance en

---

<sup>58</sup> La Ley Orgánica de la Administración Financiera del Sector Público aplica a las empresas públicas de primer y segundo grado (numerales 8 y 9, artículo 6). Pero lo cierto es que los numerales 8 y 11 deben ser interpretados para incluir a toda empresa del Estado, más allá de su grado. Con lo cual, la empresa mixta se somete a la Ley, con las particularidades que rigen a PDVSA y sus filiales. El numeral 10 del artículo 9 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y del Sistema Nacional de Control Fiscal también pareciera limitar su aplicación a las empresas públicas de primer y segundo grado. Pero la interpretación concordada de los numerales 1, 10 y 11 lleva a concluir que toda sociedad en la cual el Estado, en sentido amplio, tenga participación decisiva, se somete a esa Ley. De allí que las empresas mixtas también deban obrar al amparo de los principios de control fiscal. Finalmente, la empresa mixta también se somete a la Ley contra la Corrupción, en su condición de ente bajo el control decisivo del Estado, de conformidad con los numerales 1 y 10 del artículo 4, que define el concepto de patrimonio público.

comparación con la LOREICH, que solo permitió cauces para la inversión privada bajo los modelos contractuales excepcionales del artículo 5. La LOH redujo, en este sentido, el ámbito de la nacionalización petrolera, al permitir la participación accionarial del sector privado en empresas operadoras, pero dentro de límites que, en todo caso, fueron fortalecidos en el marco del proceso de migración, y en el cual, como ya vimos, se enfatizó que la empresa mixta no puede adoptar ningún contrato para ceder a la inversión privada, directa o indirectamente, su operación.

### III

## **EL INICIO DE LA POLÍTICA DE PRIVATIZACIÓN DE FACTO DE LA INDUSTRIA PETROLERA: CONTRATOS DE FINANCIAMIENTO Y CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS**

La violación a la autonomía de PDVSA iniciada en 2002, como parte del desmantelamiento gradual del Estado de Derecho, afectó su capacidad financiera y operativa y, con ello, la producción petrolera. De manera especial, el endeudamiento público de PDVSA, especialmente a través de la emisión de bonos, comprometió su capacidad de endeudamiento. Hacia el 2012, los efectos de la frágil capacidad de la estatal petrolera eran ya evidentes.

Pero en lugar de atender a la causa raíz de ese problema, restableciendo la autonomía de PDVSA y renegociando la deuda pública, se optó por acudir a fórmulas contractuales distintas a las que derivaron del proceso de migración a empresas mixtas. De esa manera, a partir de 2013, las empresas mixtas comenzaron a celebrar contratos de financiamiento con el socio minoritario, como sucedió con Chevron. Luego, a partir de 2018, PDVSA promovió contratos de servicios petroleros que, indirectamente, transfirieron a la inversión privada la gestión de los derechos que le eran privativos.

Es posible aludir a la privatización *de facto* iniciada en 2013. Así, estos contratos privatizaron actividades propias de PDVSA y las empresas mixtas, al ampliar el rol de la inversión privada; pero esta ampliación se hizo al margen de la LOH, y fue, entonces, un proceso de hecho, no de Derecho. La titularidad de los derechos petroleros no se ha cedido, ni tampoco el Estado se ha desprendido de los controles de Derecho administrativo que ejerce. Lo que ha sucedido es que el ejercicio de las actividades que conforman el giro o tráfico de la empresa mixta se ha transferido a la inversión privada y, en concreto, al socio minoritario o socio B.

Esta privatización *de facto* es anterior a la política de sanciones contra PDVSA, que explicamos en el capítulo siguiente. Esto demuestra que la informalización del sector de hidrocarburos no fue ocasionada por las sanciones, sino por el colapso de la capacidad de PDVSA.

1. *Los contratos de financiamiento suscritos con socios minoritarios de empresas mixtas y el inicio de la privatización de facto de la industria petrolera*

El marco jurídico de la empresa mixta tuvo una vigencia práctica breve, pues como resultado del colapso gradual de la capacidad operativa y financiera de PDVSA, se acudió a fórmulas contractuales que, en los hechos, modificaron el alcance de este marco jurídico y, en concreto, el principio de la gestión pública de las empresas mixtas.

En efecto, la sistemática violación de la autonomía de PDVSA llevó a su sobreendeudamiento y la dispersión de recursos a través de la corrupción, todo lo cual limitó su capacidad financiera, no solo en las operaciones a cargo de filiales de su exclusiva propiedad (PDVSA Petróleo), sino también a través de las empresas mixtas. De acuerdo con el marco jurídico de estas asociaciones, el socio minoritario también asume obligaciones financieras, incluso, en términos de inversiones en

capital, pero en proporción a su participación accionarial. En suma, el aporte de inversiones en capital va de la mano de la distribución del capital social y, por ende, de la participación en las ganancias.

Pero si se mantenía el esquema original de las empresas mixtas, su operación se hubiese visto especialmente afectada pues PDVSA no podía asumir la mayor carga en términos de inversiones en capital. Para sortear este obstáculo, PDVSA diseñó un mecanismo de financiamiento, en el cual el socio minoritario asumía la carga financiera de la operación a través de un financiamiento, cuyo pago se pactaba con parte del crudo producido.

Uno de los primeros contratos de financiamiento se firmó en 2013 con Petroboscán, una de las empresas mixtas en las cuales el socio minoritario es Chevron. En concreto, a través de Chevron Boscan Finance B.V., en mayo de 2013, Petroboscán celebró un contrato de préstamo por un monto total de capital USD 2.000 millones, “*para financiar proyectos con el fin de aumentar la producción de hidrocarburos de Petroboscán*”. De conformidad “*con un contrato de garantía asociado, PDVSA tiene una garantía de pago del 60% de las obligaciones de pago de Petroboscán, S.A. bajo el contrato de financiación. Dicha garantía puede aumentar hasta el 100% de las obligaciones de pago del prestatario en determinadas circunstancias*”<sup>59</sup>.

---

<sup>59</sup> La información se toma de la oferta de canje de los Bonos 2020, de 2016, que es la última operación de crédito público realizada por PDVSA a partir de información pública. Según esa oferta, al 31 de diciembre de 2015, el monto pendiente de pago de esta línea de crédito era de USD 461 millones.

No existe información pública detallada sobre este mecanismo de financiamiento. En todo caso, siguiendo a Monaldi y Hernández<sup>60</sup>, podemos recrear las distintas instituciones jurídicas a través de las cuales este financiamiento se llevó a cabo<sup>61</sup>.

En *primer lugar*, Chevron –a través de una filial– celebró un contrato de préstamo con la empresa mixta, aportando los gastos de capital que ésta requiere. Este financiamiento altera el arreglo económico en el cual descansa la empresa mixta pues, como se explicó, es PDVSA –no el socio minoritario– quien tiene el deber de asumir la mayor carga de las inversiones en capital, en proporción a su participación accionarial.

PDVSA se aprovechó del régimen flexible de la Ley Orgánica de la Administración Financiera del Sector Público, que le permite contratar operaciones de crédito público sin someterse a los umbrales definidos en la Ley anual de endeudamiento. Pero ello no significa, como hemos explicado en otro lugar, que las operaciones de endeudamiento de PDVSA estén al margen del régimen constitucional y legal que condiciona sus operaciones de crédito público a los principios de racionalidad, razonabilidad y, en suma, equilibrio presupuestario<sup>62</sup>.

Precisamente, el control que PDVSA debe ejercer sobre la operación de la empresa mixta se extiende al control sobre su régimen financiero y en concreto, la política de endeudamiento. Ni la LOH ni los acuerdos dictados por la Asamblea permiten que la operación financiera fuese trasladada al socio minoritario.

---

<sup>60</sup> Monaldi, Francisco y Hernández, Igor, *Weathering Collapse: An Assessment of the Financial and Operational Situation of the Venezuelan Oil Industry*, CID Working Paper N° 327, 2016, pp. 29 y ss.

<sup>61</sup> Nuestro propósito es describir este financiamiento en términos generales, sin entrar en los detalles contractuales.

<sup>62</sup> Hernández G., José Ignacio, *La defensa judicial del Estado venezolano en el extranjero y la deuda pública legada de Chávez y Maduro (2019-2020)*, cit.

Con lo cual, el contrato de préstamo para cubrir inversiones en capital por encima de la participación de Chevron, entraba en conflicto con el contenido y propósito de la LOH.

En *segundo lugar*, y más allá de las garantías personales asumidas por PDVSA frente a la obligación contraída por la empresa mixta -de poco valor práctico, vista la delicada situación financiera de la estatal petrolera- este financiamiento incluía mecanismos de garantía adicionales asociados a la venta del crudo producido. En términos generales, el producto de la venta de la exportación del crudo se utilizaba –comúnmente, por medio de una cuenta de garantía– para el pago de la deuda, siendo que el remanente se distribuía para cubrir los costos de producción y, en especial, el pago de regalías, ventajas y tributos.

En *tercer lugar*, como el pago de la deuda dependía de la venta del crudo producido, era también necesario asegurar compradores fiables, para lo cual se celebra lo que se conoce como *offtake agreement*, esto es, el contrato mediante el cual el productor –la empresa mixta– acuerda con el vendedor –offtaker– el suministro de crudo en condiciones financieras prestablecidas, lo que facilita el flujo de caja necesario para financiar la operación. Este tipo de contratos de financiamiento es común en el marco de alianzas público-privadas, pues el comprador del producto –o servicio– se involucra en ciertos aspectos de la gestión del proyecto, precisamente, para garantizar el cumplimiento del suministro pactado. A su vez, para el Estado –gestor del proyecto– este contrato es más que un contrato de suministro, pues reduce el riesgo financiero del proyecto<sup>63</sup>.

---

<sup>63</sup> Por ejemplo, *vid.* Jiménez Herrera, Federico, “El contrato de toma o paga off-take agreement”, en *La Ley*, de 20 de abril de 2007.

La causa del contrato offtake es el contrato de financiamiento celebrado con Chevron, con lo cual, lo racional es esperar cierto grado de incidencia de esa empresa en el suministro del crudo, pues de ello depende el pago de su deuda. Y, por ende, también cabe suponer un mayor grado de control en la operación y, en especial, en el proceso de procura de la empresa mixta. Esto, en suma, también erosionó el alcance práctico del artículo 9 de la LOH, al ampliar el rol de Chevron como accionista minoritario.

De esa manera, el socio minoritario cubre los costos de capital de la empresa mixta, incluyendo por ello los aportes que PDVSA –por medio de la CVP– debe realizar. A su vez, el petróleo producido se exporta a compradores previamente designados, quienes depositan el pago en una cuenta de garantía en el extranjero. De esa cuenta se distribuyen los ingresos petroleros para estos fines: *(i)* pago de regalía, ventajas anexas y tributos,; *(ii)* la amortización del capital e intereses del préstamo; *(iii)* gastos operativos. La creación de esta cuenta de garantía reduce el riesgo de incumplimiento.

El siguiente cuadro resume esta operación:

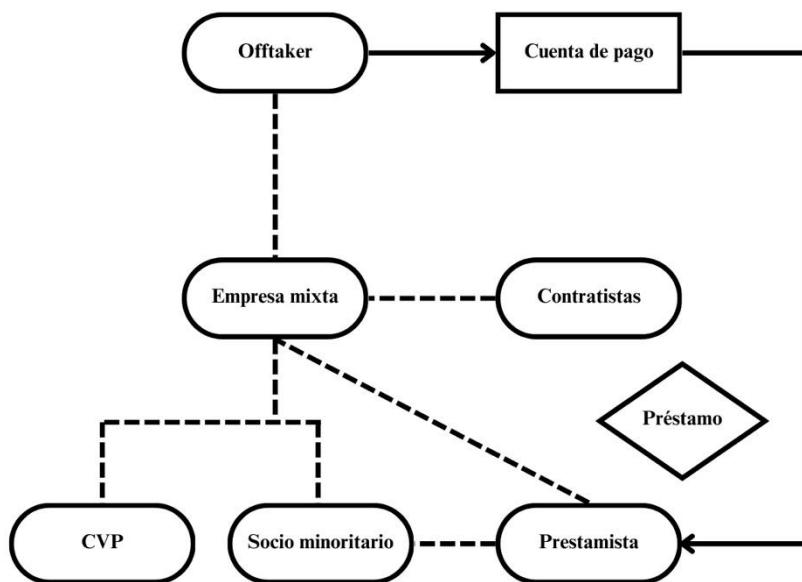


Figura n° 1. Facilidad de préstamo otorgada por la empresa mixta

Las líneas punteadas indican las relaciones contractuales, a saber, el contrato de sociedad, el contrato financiero entre el socio minoritario (o una filial extranjera) y la institución que otorga el préstamo, y el contrato de venta de crudo con el offtaker, que, en este modelo, lo suscribe la empresa mixta. Los pagos por exportaciones de crudo se depositan en una cuenta garantía o cuenta de pago, de acuerdo con el flujo reflejado por las flechas. Desde esa cuenta se distribuyen los ingresos, incluyendo la porción para el pago del principal y el interés. Para reducir el riesgo de la operación, el socio minoritario ejerce un control ampliado sobre las exportaciones petroleras y, eventualmente, sobre la operación, incluyendo los procedimientos de procura con los contratistas.

Sin embargo, los severos problemas de gobernanza de PDVSA –y la creciente corrupción– afectaron el funcionamiento de estos mecanismos contractuales, lo que resultó en deudas a favor de los socios minoritarios, incluyendo Chevron. En condiciones operativas normales, la principal –si no única– fuente de obligaciones con el socio minoritario deviene del pago de dividendos. Pero como los socios minoritarios asumieron la gestión financiera de la empresa mixta, el endeudamiento aumentó más allá de lo esperado en condiciones normales de operación. Con lo cual, el endeudamiento de PDVSA, que hoy constituye una severa carga para su operación, encuentra dentro de sus componentes, precisamente, la deuda con los socios minoritarios. Esta deuda no solo fue causada en los contratos de financiamiento, sino que también incluye dividendos dejados de pagar.

Así, siguiendo algunas estimaciones<sup>64</sup>, esta es la distribución de la deuda de PDVSA al 31 de diciembre de 2023, incluyendo la deuda con los socios minoritarios:

---

<sup>64</sup> Véase: <https://saldarladeuda.com/saldar-la-deuda-salvar-venezuela/>

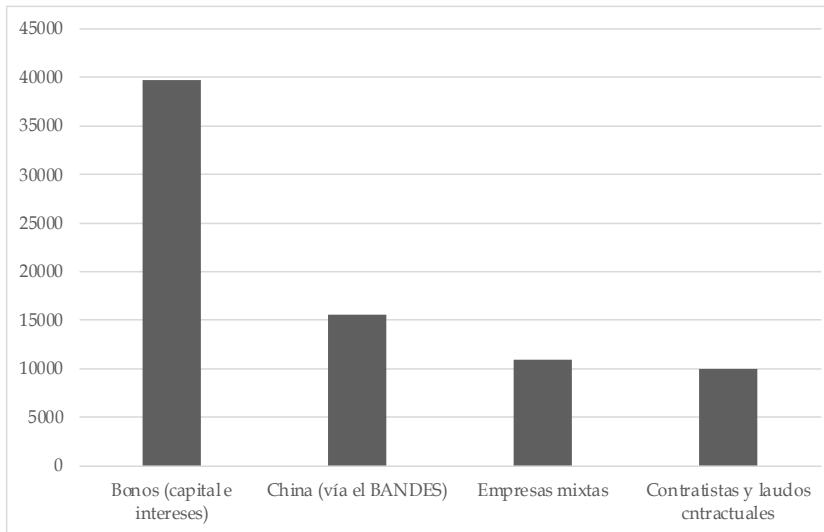


Gráfico n° 1. Deuda de PDVSA al  
31 de diciembre de 2023  
Fuente: <https://saldarladeuda.com>

El estimado de la deuda externa de PDVSA es de USD 76.229 millones, dentro de la cual incluimos USD 10.000 en deuda contraída con socios minoritarios, incluyendo a los mecanismos de financiamiento adoptados desde 2013.

La Asamblea Nacional de 2015 ha cuestionado la falta de transparencia del endeudamiento de PDVSA, incluyendo la deuda con los socios minoritarios, en acuerdo de 18 de abril de 2017. En efecto, de haber operado los controles constitucionales sobre la gestión financiera de PDVSA, hubiese sido posible detectar, a tiempo, la inviabilidad financiera de la estatal petrolera e implementar los correctivos necesarios. Pero la decisión del entonces Gobierno de Nicolás Maduro fue eliminar, en la práctica, los controles sobre PDVSA, lo que derivó en mecanismos de financiamientos poco transparentes, incluyendo con los socios minoritarios.

Este endeudamiento es especialmente relevante pues, como se explica en este libro, fue una de las causas que impulsaron a revisar la política de sanciones del Gobierno de Estados Unidos sobre PDVSA, y que justificó la licencia a Chevron.

Ahora bien, ¿este mecanismo de financiamiento es compatible con la LOH? Sin conocer el detalle de los contratos celebrados, no es posible dar una respuesta asertiva. Pero sí existen diversos elementos que demuestran puntos de fricciones. Haremos alusión a dos de ellos.

El endeudamiento proveído por Chevron excede del rol de esa empresa como socio minoritario, especialmente, en el marco de las condiciones fijadas en el proceso de migración. Todo ese proceso se justificó en el rescate del control de PDVSA sobre la operación petrolera, incluyendo su operación financiera. Es la empresa mixta, bajo el control decisivo de PDVSA, quien debe procurar fuentes de financiamiento, en las cuales también debía participar Chevron, pero siempre dentro de su rol como socio minoritario.

Al mismo tiempo, no existe ninguna provisión expresa que prohíba a la empresa mixta depender del financiamiento de Chevron como socio minoritario. La fricción, en todo caso, no deriva de provisiones expresas sino de la intención o propósito de la empresa mixta.

Esto nos lleva al segundo punto de fricción. Debido al rol de Chevron como financista de la operación, esta empresa asumió mayor control sobre las operaciones. Como explicamos, la garantía de pago del préstamo no dependía, en verdad, de la garantía personal de PDVSA sino del mecanismo contractual de venta y distribución de los ingresos petroleros, mecanismos que incluyeron un mayor control por parte de Chevron.

De nuevo, nada impide a la empresa mixta celebrar contratos de *offtake* como mecanismo de financiamiento de sus operaciones. Pero el punto de interés es que la causa de estos contratos

no era el giro propio de la empresa mixta bajo el control de PDVSA, sino el contrato de financiamiento que amplió el rol de Chevron en el ejercicio de las actividades propias de la empresa mixta.

2. *Los llamados contratos de servicios petroleros (2018) y su distinción con el contrato de servicio de la Ley de Contrataciones Públicas. La primera reestructuración de PDVSA en un manto de opacidad*

Debido a que el colapso de PDVSA era estructural, para el 2018 la estatal petrolera anunció la celebración de diversos contratos de servicios<sup>65</sup>. Es importante advertir, como se hace a lo largo de este trabajo, que los contratos de servicios en la industria petrolera venezolana no son solo los tradicionales contratos por los cuales el Estado encomienda a terceros específicos servicios, como la perforación, sino también los llamados contratos de servicios petroleros, que transfieren al contratista la gestión, en bloque, de actividades de exploración, producción y eventualmente de comercialización<sup>66</sup>. Estos contratos, como recordó la citada sentencia de la Corte Suprema de Justicia en Pleno de 23 de abril de 1991, con ponencia de Duque Corredor, son incompatibles con el régimen jurídico de la reserva. Precisamente, fueron éstos los contratos de servicio los que PDVSA anunció en 2018.

Estos contratos se enmarcaron en la política de reorganización de PDVSA, amparada en el inconstitucional estado de

---

<sup>65</sup> “Pdvsa insiste en aliarse con empresas desconocidas para recuperar producción”, *Tal Cual*, 20 de septiembre de 2018, tomado de: <https://tal-cualdigital.com/pdvsa-insiste-en-aliarse-con-empresas-desconocidas-para-recuperar-produccion/>

<sup>66</sup> En general, *vid.* Duque Sánchez, José Ramón, “De las concesiones a los contratos de servicios”, *Revista de la Facultad de Derecho de la Universidad Católica Andrés Bello N° 11*, 1970, pp. 195 y ss.

excepción originalmente dictado en 2016, para eludir las funciones legislativas de la cuarta legislatura de la Asamblea Nacional. Este dato es importante pues los contratos de servicios petroleros se ampararon en un marco jurídico paralelo al que rige a PDVSA, sus filiales y empresas mixtas. Este marco afectó severamente la transparencia, a la par que amplió el rol de la iniciativa privada, más allá de los cauces previstos en la LOH.

En efecto, el Decreto n° 3.368 estableció un *régimen especial y transitorio para la gestión operativa y administrativa de la Industria Petrolera Nacional*<sup>67</sup>. Este Decreto se enmarcó en el estado de excepción que comenzó en enero de 2016, y que se mantuvo por medio de renovaciones y nuevos decretos de excepción en el marco de la emergencia económica<sup>68</sup>. Al enmarcar este régimen especial en el estado de excepción, se quiso dar rango legal a las medidas de reorganización y, con ello, desplazar la aplicación de la LOH y de la Ley de Contrataciones Públicas<sup>69</sup>. Este régimen se justificó en las “*agresiones internas y*

---

<sup>67</sup> Decreto N° 44 dictado en el marco del estado de excepción y emergencia económica, contentivo del Decreto N° 3.368, mediante el cual se establece un régimen especial y transitorio para la gestión operativa y administrativa de la Industria Petrolera Nacional, publicado en la Gaceta Oficial N° 41.376 de 12 de abril de 2018. Véase lo que exponemos en Hernández G., José Ignacio, “¿De qué se tratan las medidas excepcionales que tomó el gobierno sobre PDVSA?”, Prodavinci, 17 de abril de 2018, tomado de: <https://prodavinci.com/de-que-se-tratan-las-medidas-excepcionales-que-tomo-el-gobierno-sobre-pdvsa/>

<sup>68</sup> En este caso, el citado Decreto N° 44 se basó en el Decreto N° 3.308, mediante el cual se prorrogó el estado de excepción y de emergencia económica, publicado en Gaceta Oficial N° 41.347, de 9 de marzo de 2018. Véase a Sira Santana, Gabriel, *El Derecho de excepción y la emergencia económica*, CIDEPE, Caracas, 2024.

<sup>69</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera*, cit., pp. 317 y ss.

*externas*” que habían afectado a la industria petrolera, en directa referencia a la política de sanciones adoptada por el Gobierno de Estados Unidos.

En realidad, estas medidas, además de inconstitucionales, no resolvieron ninguno de los problemas de fondo que han llevado al colapso de la industria petrolera. Por el contrario, esas medidas comprometieron, todavía más, la ya mermada capacidad de producción de las empresas públicas operadoras.

El Decreto n° 3.368 incrementó el control político sobre PDVSA y sus filiales, al atribuir al ministro del área poderes de control que incluyeron, entre otras facultades, la posibilidad de ordenar la supresión de PDVSA o de cualquiera de sus filiales, ordenar la creación de nuevas filiales e incluso ordenar la creación de conglomerados empresariales. Asimismo, el ministerio tendría competencia para cambiar la organización interna de PDVSA y sus filiales, incluso, para crear organizaciones centrales comunes a todas las empresas públicas petroleras. Con estas medidas se desnaturalizó el ya mermado rol de PDVSA como ente de control de las empresas públicas operadoras –aquellas a cargo de las actividades de exploración y explotación– rol que pasó a ser asumido formalmente por el ministerio. Con esto, se confirma que PDVSA perdió la autonomía técnica con la cual fue creada, autonomía que se deterioró luego del cambio conocido como “la nueva PDVSA”, y de acuerdo con el cual PDVSA pasó a depender políticamente del Gobierno Nacional<sup>70</sup>.

---

<sup>70</sup> El Decreto también aumentó el control político, al disponer que el personal profesional, especializado, técnico, administrativo y obrero, que se encuentre en comisión nacional e internacional, debe reintegrarse a sus puestos de trabajo “*a fin de consolidar esfuerzos en sus áreas respectivas de acuerdo a las necesidades y requerimientos de la industria, para el cumplimiento de las metas y objetivos estratégicos*”.

Además, el Decreto eliminó los procedimientos de licitación pública competitivos (conocidos como “concursos”), al ordenar que la contratación de obras, bienes y servicios de PDVSA y sus filiales sea conducido por procedimientos de consulta de precio y contratación directa.

Estas medidas redujeron –más todavía– la transparencia en los controles que previenen la corrupción y la gestión ineficiente del gasto público.

Fue precisamente al amparo de este marco que PDVSA justificó la celebración de contratos de servicios petroleros, los cuales, sin embargo, no eran contratos de servicios ordinarios, pues se parecían más a los convenios operativos, en especial, según su interpretación en el marco del proceso de migración.

En efecto, al amparo de la Ley de Contrataciones Públicas, la empresa mixta puede celebrar contratos de servicios, por los cuales encomienda a un tercero prestaciones de hacer relacionadas con los derechos petroleros, a cambio de una remuneración fija, esto es, dependiente de los servicios proveídos, pero no del resultado económico de la producción. La Ley de Contrataciones Públicas y el Código Civil componen el marco jurídico de estos contratos de servicios, que pueden abarcar tanto servicios comerciales como profesionales, por ejemplo, de ingeniería. El contrato de servicios es instrumental a la ejecución del objeto social de la empresa operadora, pues el contratista asume específicas tareas propias de esa operación, como es el ejemplo paradigmático de los contratos de servicios de perforación<sup>71</sup>.

---

<sup>71</sup> Véase lo que explicamos en Hernández G., José Ignacio, “Hacia un nuevo marco contractual para promover la inversión privada en el sector de los hidrocarburos”, en *Régimen legal de los hidrocarburos. VII Jornadas Aníbal Dominici*, AB Ediciones, Caracas, 2018, pp. 291 y ss.

También la Ley de Contrataciones Pùblicas rige al procedimiento de selección de contratistas, que, como regla, debe tratarse del concurso abierto, o sea, aquél que se inicia con una invitación pública que puede ser atendida por cualquier interesado, dando lugar a una fase de preselección y posterior presentación de ofertas. En casos excepcionales la primera fase del llamado público puede suprimirse, en el concurso cerrado. Solo en casos extraordinarios, podría la empresa pública acudir a procedimientos que suprimen la concurrencia de ofertas, incluyendo la contratación directa. Pero como ya explicamos, en el marco de la reorganización de PDVSA, la aplicación del procedimiento de concurso abierto se redujo notablemente y, con ello, la transparencia<sup>72</sup>.

Pero el único problema con los contratos de servicios anunciados en 2018 no fue la ausencia del procedimiento de concurso abierto, lo que resultó en contrataciones sin transparencia. El verdadero problema es que estos contratos se apartan del artículo 25 de la LOH y las condiciones definidas en los acuerdos, pues indirectamente transfieren al contratista el ejercicio de derechos petroleros.

En efecto, los contratos de servicios anunciados en 2018, según la limitada información disponible, se corresponden con lo que se conoce como contratos de servicios petroleros. Así, existe en la industria petrolera global la figura del contrato de servicio petrolero que se caracteriza por encomendar al contratista todas las actividades asociadas a la producción de hidrocarburos, y eventualmente, a su comercialización. Esto permite al contratista

---

<sup>72</sup> Brewer-Carías, Allan R., “La institucionalización de la eleptocracia en Venezuela: La inconstitucional reforma tácita del régimen de contrataciones pùblicas, y la inconstitucional eliminación, por decreto, de la licitación para la selección de contratistas en la industria petrolera, y de la nacionalización de las actividades auxiliares o conexas con la industria,” en *Revista de Derecho Pùblico N° 153-154*, Caracas, 2018, pp. 281 y ss.

vender —en nombre y cuenta de la empresa operadora— la producción, percibiendo la totalidad del ingreso, y enterando a la empresa operadora los montos correspondientes al ingreso fiscal petrolero o *government take*, más cualquier otro pago pactado. Con lo cual, la remuneración del contratista, en términos sencillos, es la diferencia entre el ingreso por ventas, por un lado, y los costos operativos más los pagos debidos al Estado, por el otro.

Hay, por ende, tres diferencias principales entre el contrato (puro) de servicio y el contrato de servicio petrolero. En el primero, las tareas encomendadas son específicas e instrumentales; en el segundo, las tareas encomendadas son esenciales al cumplimiento del objeto social. Además, en el contrato de servicio la remuneración depende del pago pactado, usualmente, de manera fija, mientras que en el contrato de servicio petrolero el pago puede depender del resultado económico de la producción, lo que implica que el contratista asume, al menos, una parte importante del riesgo. Finalmente, en el contrato de servicio el control de la operación siempre es de PDVSA —por medio de la filial o empresa mixta— mientras que en el contrato de servicio petrolero PDVSA cede esa operación<sup>73</sup>.

El contrato de servicio petrolero excede de la capacidad contractual de las empresas operadoras, pues en la práctica, este contrato cede la operación de actividades reservadas al Estado a contratistas privados. Así, quien asume la gestión de las actividades primarias es el contratista, no la empresa operadora, a pesar de que ésta es titular de derechos petroleros indelegables. En

---

<sup>73</sup> Pinto, Sheraldine, “A propósito de los contratos de servicios y de ingeniería en la industria petrolera”, en *Revista Legislación y Jurisprudencia N° 5*, Caracas, 2015, pp. 499 y ss. De la autora, *vid.* “Contrato de servicios petroleros e industria petrolera venezolana”, en *Régimen legal de los hidrocarburos. VII Jornadas Aníbal Dominici*, AB Ediciones, Caracas, 2018, pp. 53 y ss.

otros términos: las empresas operadoras pueden celebrar contratos de servicios, pero no pueden celebrar contratos de servicios delegando en el contratista todas las tareas anejas a la producción y, eventualmente, la comercialización.

Este contrato de servicio petrolero se asemeja a la concesión. En ambos casos el contratista asume, a cuenta y riesgo, la realización de actividades extractivas. Sin embargo, la concesión traslada derechos extractivos al contratista, mientras que el contrato de servicios petroleros no traslada tales derechos, cuya titularidad retiene el Estado. Con lo cual, el contratista en el contrato de servicio petrolero no tiene derecho alguno sobre los yacimientos, pues esos derechos solo se transfieren en la concesión.

Esto es importante pues el contrato de servicio petrolero no es, ni podría ser, una modalidad de privatización de *iure*. Por el contrario, este contrato solo trasladó el ejercicio de derechos petroleros a la inversión privada, pero bajo el control legal de la filial de PDVSA que actúa como ente contratante. Por ello, puede concluirse que el contratista privado es un agente de PDVSA, que opera en un entorno mucho más frágil que el que aplicaría en el marco del contrato de concesión.

Por ello, hemos dicho que el contrato de servicio petrolero es similar a los contratos operativos suscritos durante la Aertura Petrolera. Sin embargo, al menos formalmente, estos contratos se ampararon en el artículo 5 de la LORECH. Pero lo cierto es que la Ley Orgánica de Hidrocarburos no permite delegar, en contratistas privados, la operación de las actividades reservadas. Así, como fue realizado en 2006 al aprobarse las condiciones de las empresas mixtas, los contratos suscritos entre las empresas operadoras y el inversionista privado no pueden desnaturalizar la reserva, con lo cual, esos contratos deben preservar el derecho exclusivo de las empresas operadoras de realizar actividades primarias, sin perjuicio del derecho a contratar servicios específicos.

La reserva, en efecto, impide que a través de contratos entre la inversión privada y las empresas operadoras, éstas deleguen en aquélla la gestión de todas las actividades de exploración, producción y comercialización (según se trate de crudos naturales o no).

Esta reserva no se opone a la celebración de contratos que encomiendan específicas tareas a terceros, como la perforación. Por ello, la diferencia entre el contrato de servicio petrolero y el contrato puro de servicio es cuantitativa, y solo puede determinarse en un análisis casuístico: cuando el contrato de servicio delega, en los hechos, el ejercicio de las actividades que conforman la operación de la empresa mixta, estaremos ante un contrato de servicio petrolero cuyo objeto es ilegal, por violar la reserva al Estado.

La reserva al Estado de las actividades primarias (exploración y producción), y de la comercialización del crudo natural, es una severa limitación a la inversión privada y, por ende, una limitante a la recuperación de la producción petrolera. La solución a esa limitación pasa por reformar la LOH. No es una solución, por ello, burlar la reserva simulando contratos de servicios que, en los hechos, trasladan a contratistas privados el ejercicio de derechos exclusivos del Estado.

Esto fue lo que concluyó la Asamblea Nacional en acuerdo de 25 de septiembre de 2018, cuando cuestionó la constitucionalidad y legalidad de los contratos de servicios petroleros promovidos por PDVSA, y que, en la práctica, delegaban en contratistas privados la conducción de actividades reservadas, por Ley, al Estado:

“quienes permitan o suscriban contratos de servicios en los cuales se pretenda facultar a empresas privadas a la realización de actividades primarias referentes a los yacimientos de hidrocarburos que no se hayan aprobado por esta Asamblea Nacional, incurren en responsabilidad política, penal y administrativa por tratarse de una clara violación a la Constitución y la Ley”.

Este criterio fue ratificado en acuerdo de 8 de enero de 2019, en el cual se alertó que:

“el Gobierno Nacional, a pesar de las advertencias de la Asamblea Nacional, continúa entregando las riquezas petroleras, y bajo la falsa figura de empresas de servicios, ilegalmente continúa entregando concesiones petroleras para realizar exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento inicial de los yacimientos de hidrocarburos, actividades que solo son permitidos por nuestras leyes mediante la creación de empresas mixtas aprobadas por la Asamblea Nacional”.

Debido a la opacidad derivada del Decreto n° 3.368, estos contratos no fueron sometidos a controles, ni tampoco a la rendición de cuenta, con lo cual, no existe mayor información pública sobre su contenido. En todo caso, con la poca información disponible, se desprende la incompatibilidad entre este tipo de contratos y el artículo 9 de la LOH, en el sentido que su objeto implica la cesión, incluso indirecta, de derechos que solo pueden ser ejercidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

## IV

### **LA POLÍTICA DE SANCIONES EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS Y LA CRECIENTE INFORMALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

Para 2018, las políticas arbitrarias ejecutadas sobre PDVSA habían mermado su capacidad productiva, convirtiendo a la estatal petrolera en un simple instrumento político del Gobierno, todo ello, en un manto de corrupción auspiciado por las medidas de reorganización de la industria petrolera. Los contratos de

servicios petroleros constituyen, así, una muestra de este régimen opaco, pues al margen del principio de transparencia y de rendición de cuenta, se celebraron contratos que, en los hechos, transfirieron al sector privado derechos que, en los términos del artículo 9 de la LOH, son privativos del Estado. El resultado fue una privatización *de facto*, o sea, la transferencia de derechos petroleros del sector público al sector privado, pero al margen de los mecanismos institucionales que salvaguardan la buena gestión de los asuntos públicos.

Al año siguiente PDVSA fue sancionada por el Gobierno de Estados Unidos lo que, en la práctica, implicó la prohibición de operaciones de la estatal petrolera en Estados Unidos o con personas de ese país. Esta prohibición afectó, más todavía, la mermada capacidad de la estatal petrolera, lo que aceleró el colapso de la producción, cuyas causas, en todo caso, son anteriores. Sin embargo, el Gobierno de Nicolás Maduro aprendió a innovar en los arreglos contractuales de la industria para eludir el efecto de las sanciones, al punto que la producción y las exportaciones petroleras lograron remontar, pero en un marco jurídico informal que ahondó la privatización *de facto* con efectos trasnacionales de la corrupción.

1. *Las sanciones a PDVSA por el Gobierno de Estados Unidos (2014-2025). Principales implicaciones prácticas, en especial, desde la perspectiva del reconocimiento de la junta administradora ad-hoc de PDVSA*

La política de sanciones adoptada por el Gobierno de Estados Unidos en contra del Gobierno de Venezuela responde a un tema polémico que suele abordarse con sesgos y malentendidos que, en realidad, solo generan más confusión, en un panorama regulatorio que es ciertamente complejo. Nuestro interés, en todo caso, se orienta a explicar los efectos prácticos de esa política de sanciones, así como de la política de reconocimiento de la junta administradora ad-hoc de PDVSA, en tanto esos efectos

generaron incentivos adicionales para seguir avanzando en la privatización de *facto* mediante contratos de servicios petroleros que fueron más allá del artículo 9 de la LOH.

Esta política no responde, por supuesto, al ejercicio de un poder punitivo con efectos extraterritoriales, sino más bien al ejercicio de potestades administrativas discrecionales que, en todo caso, solo rigen dentro del ámbito de la soberanía de ese Gobierno.

De esa manera, la Presidencia de Estados Unidos tiene amplias potestades para restringir operaciones de extranjeros en Estados Unidos o con sujetos de ese país, por razones de seguridad y soberanía. En específico, interesa el estudio de las potestades que, en el marco de la política exterior, se orientan en contra de un Estado que es identificado como objetivo de políticas que pretenden reprimir ciertas conductas o estimular otras<sup>74</sup>.

Las sanciones pueden abarcar medidas coercitivas personales, esto es, prohibiciones que aplican a personas naturales y jurídicas, incluyendo medidas migratorias. Además, las sanciones pueden incidir sobre operaciones conducidas por el Gobierno del Estado objetivo, típicamente, respecto de sectores económicos que ese Gobierno controla. Estas sanciones se conocen como sanciones económicas o sectoriales. En este libro, salvo que se indique otra cosa, al referirnos a las sanciones, estaremos aludiendo a estas sanciones sectoriales.

Así, y en concreto, las sanciones son las medidas coercitivas impuestas por el Poder Ejecutivo de Estados Unidos, por medio de órdenes ejecutivas que solo pueden aplicar en los ámbitos en los cuales ese país ejerce su soberanía. Por ello, no son sanciones internacionales, en el sentido que esas medidas no exceden del ámbito de la soberanía de Estados Unidos. Distinto es el caso,

---

<sup>74</sup> *Vid.*: Nephew, Richard, *The Art of Sanctions: A View from the Field*, Columbia University Press, Nueva York, 2018, pp. 43 y ss.

por ejemplo, de las sanciones del Consejo de Seguridad de la Organización de las Naciones Unidas, que sí son medidas de efectos internacionales.

Pero las órdenes ejecutivas no son actos con efectos internacionales, sino más bien, actos administrativos cuyos efectos se circunscriben al ámbito de la soberanía de Estados Unidos. Por ello, y desde el punto de vista jurídico, no puede existir contradicción entre las órdenes ejecutivas y la soberanía del Estado objetivo de la política de sanciones (Venezuela, en nuestro caso). En realidad, las órdenes ejecutivas son actos administrativos que solo aplican territorialmente o en relación con sujetos de Estados Unidos. Pero esos actos no aplican a operaciones fuera de Estados Unidos con sujetos que no están sometidos a la soberanía de ese país. En concreto, las órdenes ejecutivas no inciden en las actividades de PDVSA en Venezuela, en tanto no involucren a sujetos de Estados Unidos. Ellas tampoco impiden directamente a sujetos que no sean de Estados Unidos (como empresas petroleras de Europa o India) realizar operaciones con PDVSA. De la misma manera que el Estado venezolano, según su Derecho público, puede restringir operaciones de empresas extranjeras en su territorio, Estados Unidos, bajo su Derecho público, puede aplicar tales restricciones.

En tal sentido, conviene repasar los siete hitos más importantes de la evolución de la política de sanciones en contra del Gobierno de Venezuela en los últimos once años.

De esa manera, y, en *primer lugar*, la Ley N° 113-278, conocida como la *Ley de defensa de los derechos humanos y la sociedad civil en Venezuela*, de 2014, estableció las bases del programa de sanciones en contra de Venezuela<sup>75</sup>. Luego de

---

<sup>75</sup> En una muestra de la irracionalidad derivada de la concentración de funciones en la Sala Constitucional, ésta dictó la sentencia de 20 de febrero de 2015, para declarar la invalidez de esa Ley. Véase nuestro comentario en *Prodavinci* “¿Qué dijo la Sala Constitucional sobre las

comprobar que el Gobierno de Venezuela era responsable por la violación de derechos humanos y de una cleptocracia que había derivado en ilícitos financieros y, en definitiva, en la emergencia humanitaria, el Congreso de Estados Unidos habilitó a la Presidencia para adoptar sanciones en contra de los responsables de graves violaciones a derechos humanos, incluyendo arrestos arbitrarios, así como quienes hayan apoyado financieramente a la realización de tales actos. Estas sanciones incluyen el *bloqueo* de activos y medidas migratorias (Sección 5).

La palabra “bloqueo” ha generado confusiones. En realidad, este “bloqueo” supone que la propiedad de los sujetos sancionados, ubicada en Estados Unidos, no puede ser usada, salvo autorización de la agencia que administra los programas de sanciones, esto es, la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC) del Departamento del Tesoro. No se trata, entonces, de un bloqueo que impida operaciones de comercio internacional con Venezuela. De hecho, la regulación de las sanciones no incide en operaciones entre el sector privado.

Es importante acotar que, junto a esta Ley especial, la *Ley de poderes en emergencias económicas internacionales* atribuye poderes discretionales a la Presidencia para responder a riesgos inusuales y extraordinarios que responden a actuaciones realizadas en el extranjero, y que impacten en áreas de seguridad nacional y política externa. Esta Ley permite prohibir operaciones económicas, así como bloquear activos e incluso, regular su uso y disposición, todo ello, en concordancia con la *Ley de emergencias nacionales*.

---

sanciones adoptadas por EE.UU. contra venezolanos?”, 23 de febrero de 2015, tomado de: <https://historico.prodavinci.com/blogs/que-dijo-la-sala-constitucional-sobre-las-sanciones-adoptadas-por-ee-uu-contra-venezolanos-por-jose-i-hernandez/>

En *segundo lugar*, la orden ejecutiva n° 13.692 de 8 de marzo de 2015, firmada por el entonces presidente Obama<sup>76</sup>, estableció el marco jurídico para bloquear propiedades de ciertos sujetos, según su conexión con prácticas de corrupción y de violación de derechos humanos.

Los sujetos a quienes tales sanciones aplican quedan incorporados en la Lista de Sujetos Especialmente Designados y Personas Bloqueadas (o “SDN”), y otras listas similares, en especial, la lista bajo o la Ley Kingpin (SDNTK)<sup>77</sup>, así como en la lista correspondiente a las regulaciones sobre terrorismo global (SDGT) y en las listas asociadas al programa de Irán<sup>78</sup>.

La inclusión de sujetos en las listas inicialmente se limitó a personas naturales y jurídicas, incluyendo funcionarios del régimen autoritario, de acuerdo con su relación con violaciones a derechos humanos, corrupción e ilícitos financieros<sup>79</sup>.

---

<sup>76</sup> Véase nuestro artículo en Prodavinci “¿Por qué EE.UU. se declara en ‘emergencia nacional’ en relación con Venezuela?”, 9 de marzo de 2015, tomado de: <https://historico.prodavinci.com/blogs/por-que-ee-uu-se-declara-en-emergencia-nacional-en-relacion-con-venezuela-por-jose-ignacio-hernandez/>

<sup>77</sup> Esta Ley rige a operaciones internacionales ligadas al narcotráfico.

<sup>78</sup> Véase la información sobre el programa de sanciones relacionado con Venezuela en la página del Departamento del Tesoro: <https://home.treasury.gov/policy-issues/financial-sanctions/sanctions-programs-and-country-information/venezuela-related-sanctions>

<sup>79</sup> Véase la lista de los programas de Venezuela en: <https://sanctions-search.ofac.treas.gov>. Esos programas incluyeron a personas naturales y personas jurídicas del sector privado, pero luego se ampliaron a entes administrativos del Poder Ejecutivo Nacional.

Diversos empleados y empleados de PDVSA fueron incluidos en estas listas, lo que evidenciaba que ya para entonces, el colapso de la estatal petrolera había trascendido las fronteras venezolanas, en especial, en términos de ilícitos financieros<sup>80</sup>.

En *tercer lugar*, durante la primera presidencia de Trump esta política pasó a abarcar a órganos y entes del Gobierno de Venezuela como sujetos sancionados, inicialmente, en relación con algunos títulos de deuda de PDVSA (orden ejecutiva n° 13.808, de 24 de agosto de 2017), cripto-monedas y otros títulos similares del Banco Central de Venezuela (BCV) (orden ejecutiva n° 13.827 de 19 de marzo de 2018); deuda del Gobierno de Venezuela (orden ejecutiva n° 13.835 de 21 de mayo de 2018) y el sector del oro (orden ejecutiva n° 13.850 de 1º de noviembre de 2018). Conviene detenernos en el examen de estas órdenes.

La orden ejecutiva n° 13.808 fue la primera que aplicó a PDVSA, y cualquier filial de ésta. En concreto, esta orden prohibió a sujetos de Estados Unidos realizar transacciones con nueva deuda de PDVSA y en general, títulos emitidos por el Gobierno de Venezuela. Esta medida se justificó al considerarse que las transacciones con títulos de deuda eran realizadas con el propósito de cometer ilícitos financieros y, en general, procurar apoyo financiero para adoptar políticas represivas en Venezuela.

Ya para este momento PDVSA tenía cerradas las puertas al mercado financiero internacional, como resultado del endeudamiento irresponsable, el colapso de su producción y el colapso económico. Por ello, esta orden no tuvo ningún impacto real en la política de endeudamiento externo de PDVSA, insistimos, pues para ese momento esa política no podía ejecutarse.

---

<sup>80</sup> Por ejemplo, el 26 de julio de 2017 la OFAC designó a Carlos Malpica Flores, quien fuera vicepresidente de finanzas de PDVSA.

El siguiente paso se dio con la orden ejecutiva n° 13.857 de 25 de enero de 2019, por la cual se amplió el ámbito de las previas órdenes a los fines de poder incluir a PDVSA y al BCV como sujetos de esas medidas y, por ende, como sujetos cuyas propiedades quedaban bloqueadas. Especialmente en relación con PDVSA (y sus empresas filiales), esto limitó su capacidad de hacer operaciones en Estados Unidos o con personas de ese país.

Así, el 28 de enero de 2019 la Secretaría del Tesoro aplicó la orden n° 13.850 al sector de los hidrocarburos. Como hemos explicado en este libro, de acuerdo con la LOH las actividades primarias están reservadas al Estado, así como la comercialización de hidrocarburos. Debido a la posición de dominio del Estado, la determinación del sector de hidrocarburos, al limitar operaciones del Gobierno de Venezuela en ese sector, impactó notablemente en la producción y exportación.

En efecto, de acuerdo con la aplicación progresiva de la nueva orden, PDVSA y sus filiales (entendiendo por tales a toda sociedad en la cual aquélla tenga al menos el 50% del capital social), quedaron sujetas a dos prohibiciones.

De acuerdo con la *primera prohibición*, PDVSA y sus filiales no pueden realizar ninguna operación con sujetos de Estados Unidos, incluyendo en especial a empresas constituidas en ese país y que actúen como contratistas en el sector. Esta prohibición alcanza a cualquier tipo de operación: desde contratos y transacciones financieras, hasta reuniones. A su vez, sujetos de Estados Unidos no pueden tener ninguna relación con la estatal petrolera, especialmente fuera de Estados Unidos. Esto es lo que llamamos el estatuto personal de las sanciones. Según la *segunda prohibición*, PDVSA y sus filiales no pueden realizar ninguna operación en el territorio de Estados Unidos, independientemente de la nacionalidad de la persona con la cual contraten o se relacionen. Esto es lo que llamamos el estatuto territorial de las sanciones.

De esa manera, la política de sanciones en contra de PDVSA y sus filiales tiene su base jurídica en la determinación de la Secretaría del Tesoro en ejecución de la orden n° 13.857.

Continuando con los hitos más importantes en la política de sanciones económicas, y en *cuarto lugar*, la orden ejecutiva n° 13.884 de 4 de agosto de 2019 estableció una restricción adicional y complementaria, de preferente aplicación a todas las demás restricciones dictadas a la fecha, extendiendo las prohibiciones basadas en el estatuto personal y material a todo el Gobierno de Venezuela. El principal impacto que esta orden tuvo respecto de PDVSA es que de acuerdo con la Sección 1, las sanciones podían extenderse a cualquier sujeto que apoye actividades prohibidas, incluso, respecto de sujetos que no sean de Estados Unidos.

Esto es lo que suele conocerse como “sanciones secundarias”. Como regla, las sanciones solo aplican a operaciones en Estados Unidos o en relación con personas de ese país. Las llamadas sanciones secundarias permiten sancionar a sujetos no domiciliados en Estados Unidos, por operaciones conducidas fuera de ese país, si discrecionalmente se considera que esas empresas han colaborado con el régimen de Maduro.

El *quinto* hito no se basó en cambios en la regulación de las sanciones económicas, sino en licencias generales e individuales dictadas por la OFAC, especialmente entre 2022 y 2024, para autorizar operaciones prohibidas con PDVSA. Estas licencias fueron otorgadas por la administración de Biden como concesiones al Gobierno de Maduro, luego del inicio de las negociaciones auspiciadas por el Gobierno de Noruega en 2021. Estas negociaciones, que comenzaron en México, se formalizaron en el memorándum de entendimiento suscrito entre representantes del régimen de Maduro y la Plataforma Unitaria el 13 de agosto de 2021. Para promover esas negociaciones, y en especial, para incentivar reformas electorales con miras a los comicios presidenciales pautados para el 2024, el Gobierno de Estados Unidos

emitió diversas licencias que, en la práctica, flexibilizaron las restricciones sobre el sector petrolero. La flexibilización más importante fue la Licencia General nº 41, que autorizó a Chevron a realizar actividades de producción y comercialización de petróleo venezolano, y que estudiamos a lo largo de este libro.

En *sexto* lugar, la segunda administración de Trump revirtió las licencias generales e individuales otorgadas durante la gestión de Biden, en especial, respecto de operaciones de producción y exportación. Además, el Gobierno de Estados Unidos impuso nuevas restricciones que crearon limitaciones incluso mayores a las adoptadas en 2019. Así, mediante orden ejecutiva de 24 de marzo de 2025, la Presidencia de Estados Unidos impuso aranceles secundarios a todo bien importado desde países que compren crudo venezolano. El arancel, del veinticinco por ciento (25%), será aplicado discrecionalmente por la Secretaría de Estado (sección segunda). Esta orden fue dictada en ejecución de la *Ley de poderes en emergencias económicas internacionales*, con lo cual ella es una sanción económica adicional a las sanciones dictadas sobre el Gobierno de Venezuela, incluyendo PDVSA.

Los aranceles secundarios pueden ser interpretados como una respuesta a una de las críticas más difundidas en torno al fin de las licencias generales e individuales, esto es, que firmas como Chevron serían desplazadas por firmas de China. De esa manera, bajo esta orden ejecutiva, el Gobierno de Estados Unidos podría imponer el arancel secundario a todo bien originado en China e importado a Estados Unidos, en adición a los demás aranceles que la administración de Trump ha impuesto o anunciado desde el inicio de su gestión. Esta medida es mucho más restrictiva que las llamadas sanciones secundarias, en tanto éstas aplican sobre determinados operadores económicos, mientras que los aranceles secundarios aplican de manera general. Por ello, estos aranceles podrían derivar en una suerte de “embargo” sobre todas las exportaciones de petróleo venezolano.

Esta orden ejecutiva es importante, además, pues ella permite comprender mejor el cambio inicial en la política de sanciones económicas adoptado durante la segunda presidencia de Trump. De acuerdo con su sección primera, las razones que justificaron imponer las sanciones económicas en 2019 no solo se han mantenido, sino que, además, se han agravado, en lo que se considera como la desestabilización del hemisferio occidental “*a través de la migración forzada de millones de venezolanos, imponiendo cargas significativas a los países vecinos*”. En especial, las nuevas sanciones fueron justificadas en la penetración del Tren de Aragua en Estados Unidos.

El *séptimo* y último hito es el otorgamiento de una licencia específica a Chevron, a fines de julio de 2025, que, en principio, tiene un alcance más limitado que la extinta Licencia General nº 41. Esta decisión contradice las críticas que la propia administración Trump había realizado a la flexibilización de las sanciones económicas, e introduce un súbito cambio de dirección que es difícil de comprender racionalmente. Una posible explicación es que, en el breve tiempo que siguió a la extinción de la Licencia General, el Gobierno de Estados Unidos comprobó que el crudo que antes era exportado a ese país se desviaba, por canales informales, a China, sin que los anunciados aranceles secundarios pudiesen impedir tal comercio. Para contrarrestar el incremento de la posición de China en Venezuela, se optó por autorizar el reinicio de exportaciones a Estados Unidos.

Pero esta licencia específica, en todo caso, deja intacta toda la regulación de las sanciones económicas, y en general, la política de Estados Unidos en contra del régimen de Maduro, como lo acredita la inclusión del “Cartel de los Soles” en la lista SDN, el 25 de julio de 2025<sup>81</sup>. Esta sanción no se basó en las órdenes ejecutivas relacionadas con Venezuela, sino en la orden

---

<sup>81</sup> Véase: <https://ofac.treasury.gov/recent-actions/20250725>

ejecutiva nº 13.886, de 9 de septiembre de 2019, por la cual se modificaron ciertos aspectos del marco regulatorio de sanciones en contra del terrorismo, con base en la orden ejecutiva nº 13.224 de 23 de septiembre de 2001. Por ello, esta sanción amplia el espectro de la política de sanciones relacionadas con Venezuela, al extender, también, la regulación sobre organizaciones terroristas, como ya había sucedido en febrero de 2025, con la determinación del Tren de Aragua como una organización terrorista extranjera<sup>82</sup>.

Ahora bien, las prohibiciones derivadas de estas órdenes ejecutivas y, en especial, de la orden nº 13.884, solo rigen al “Gobierno de Venezuela”, concepto que aplica al “Estado” y “*cualquier subdivisión política, agencia o instrumentalidad del mismo*”, como PDVSA. Esto abarca en general, y según la citada orden, a cualquier persona que sea propiedad o esté controlada, directa o indirectamente, por cualquiera de las instrumentalidades, y cualquier persona que haya actuado o pretenda actuar directa o indirectamente para o en nombre del Gobierno “*incluso como miembro del régimen de Maduro*”. Esta última acotación permite concluir que la identificación del Gobierno de Venezuela debería limitarse a lo que, en el Derecho constitucional de Venezuela, se conoce como el Poder Público Nacional.

De ello deriva que estas órdenes no aplican a operaciones dentro del sector privado, con lo cual, empresas en Venezuela pueden realizar operaciones en Estados Unidos y viceversa. Tampoco esas órdenes limitan el comercio internacional dentro del sector privado. Esto demuestra la confusa referencia al “bloqueo”, que jurídicamente es inexistente. A todo evento, la política de sanciones, al elevar el riesgo de cumplimiento regulatorio, deriva en trabas a operaciones dentro del sector privado, en especial, respecto del sistema financiero.

---

<sup>82</sup> Véase: <https://www.state.gov/designation-of-international-cartels/>

La política de sanciones hacia Venezuela es mucho más compleja, y en cierto modo, única, pues la determinación de PDVSA como sujeto sancionado coincidió con el reconocimiento del presidente de la Asamblea Nacional como presidente encargado por el Gobierno de Estados Unidos, a partir del 23 de enero de 2019. Esta política de reconocimiento colide con la política de sanciones, y ha derivado en resultados ineficientes<sup>83</sup>.

En efecto, la política de sanciones no afecta la capacidad del Gobierno de representar al Estado extranjero en Estados Unidos, pero sí cuestiona su capacidad de actuar. Pero en Venezuela, en realidad, hay dos restricciones que, a pesar de tener fundamento diferente, tienen ciertos efectos comunes.

De esa manera, la *primera restricción* a la que se enfrenta el Gobierno de Nicolás Maduro es que no puede representar legalmente a la República y los entes descentralizados funcionalmente en Estados Unidos. En concreto, la junta directiva de PDVSA designada por el Gobierno de Maduro no ejerce la representación legal de esa empresa en Estados Unidos. Por el contrario, desde el 23 de enero de 2019 la representación legal de Venezuela pasó, primero, al presidente de la Asamblea Nacional de 2015 actuando como presidente encargado y luego, en condiciones poco claras, a la Asamblea Nacional de 2015, luego de la inconstitucional supresión del cargo de presidente encargado en 2023<sup>84</sup>.

---

<sup>83</sup> Sobre la política de reconocimiento, *vid.* Brewer-Carías, Allan R. y Hernández G., José Ignacio, *The Defense of the Rights and Interests of the Venezuelan State by the Interim Government Before Foreign Courts 2019-2020*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2021.

<sup>84</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Comentarios constitucionales sobre una transición hacia la democracia que no fue. 2019-2023*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023, pp. 383 y ss.

En cualquier caso, la representación legal de PDVSA y sus filiales domiciliadas en Estados Unidos, corresponde actualmente a la junta administradora ad-hoc de PDVSA, creada en 2019 y que se ha mantenido al amparo de las estructuras creadas por la Asamblea Nacional de 2015. Tal y como las cortes de Estados Unidos decidieron, solo esa junta ad-hoc puede representar legalmente a PDVSA, lo que implica que los administradores designados por el Gobierno de Maduro no pueden representar a PDVSA<sup>85</sup>.

El desconocimiento de la PDVSA bajo control de Maduro implicó, a efectos prácticos, una sanción, en el sentido que PDVSA quedó excluida de operar en Estados Unidos. Por ello, en realidad, desde el 23 de enero de 2019, PDVSA, bajo el control del Gobierno de Maduro, no puede celebrar contrato alguno en Estados Unidos o regido por el Derecho de ese país, pues no ejerce la representación legal. Por lo tanto, en realidad, PDVSA –bajo el control de Maduro– no podría celebrar ningún contrato de exportación de petróleo a Estados Unidos, pues no puede representar contractualmente a PDVSA.

Pero encima de esta restricción, la determinación de PDVSA como sujeto sancionado ocasionó una *segunda restricción*, en tanto PDVSA no puede contratar en Estados Unidos ni con sujetos de Estados Unidos. Pero esta segunda restricción aplica al margen de la política de reconocimiento, lo que quiere decir que el Gobierno de Maduro y la junta administradora ad-hoc de PDVSA están afectados por la política de sanciones. Y esto es lo que genera consecuencias ineficientes.

En efecto, y, por un lado, la política de sanciones no incide directamente en el régimen de Maduro pues, en cualquier caso, éste no puede representar a PDVSA en Estados Unidos y, en

---

<sup>85</sup> Entre muchas otras *vid.* Corte de Cancillería del Estado de Delaware, sentencia de 2 de agosto de 2019, caso *Rodolfo Enrique Jiménez, et al. vs. Luisa Palacios, et al.*

general, en contratos y negocios regidos por el Derecho de ese país. En concreto, PDVSA, administrada por el Gobierno de Maduro, no puede celebrar contratos de venta de petróleo a Estados Unidos, sencillamente, pues no representa contractualmente a esa empresa. Por lo tanto, la primera restricción que impide a PDVSA exportar petróleo a Estados Unidos, es la política de reconocimiento, y no la política de sanciones económicas.

Por el otro lado, la política de sanciones restringe a la junta administradora ad-hoc de PDVSA y sus filiales en Estados Unidos, en especial, Citgo. Así, la junta administradora ad-hoc, en los hechos, no puede realizar ninguna operación en Estados Unidos o con sujetos de ese país pues PDVSA, al margen de quién la represente, es un sujeto sancionado. Con lo cual, la política de sanciones, inicialmente diseñada para apoyar la transición democrática, ha terminado imponiendo cargas a la Asamblea Nacional de 2015, limitando por ello su capacidad de operar en función a la transición democrática.

Retomando el efecto acumulado de la política de reconocimiento y la política de sanciones, cabe resumir sus principales implicaciones jurídicas en las actividades de producción y comercialización, en especial, a través de la exportación de crudo venezolano. Para ello, debemos recordar que las empresas mixtas son sujetos sancionados, pues la determinación de PDVSA se extiende a cualquier sociedad en la cual ésta tenga, al menos, el 50% del capital social. Con lo cual, las empresas mixtas son, también, sujetos sancionados.

De esa manera, la *primera limitación* derivada de la política de sanciones es que PDVSA y sus filiales, y en especial, la empresa mixta, no pueden contratar, en Venezuela, con empresas domiciliadas en Estados Unidos, como es el caso de Chevron. La exclusión de las empresas contratistas de Estados Unidos en el sector petrolero limitó, más todavía, la capacidad operativa de las empresas mixtas.

*La segunda limitación* deriva de las llamadas sanciones secundarias, que rigen a contratistas que no son personas de Estados Unidos, pero que se exponen a sanciones en Estados Unidos o con sujetos de ese país, si se considera que esos contratistas favorecen o facilitan operaciones prohibidas. El principal efecto de las sanciones secundarias es que ellas elevan el riesgo de operar con PDVSA, en especial, en el sector financiero.

El mejor ejemplo de las sanciones secundarias es el caso de Rosneft, empresa del Gobierno de Rusia, y que ha mantenido diversas operaciones con PDVSA, no solo para la realización conjunta de actividades primarias sino, además, en la comercialización de crudo venezolano. Durante el 2019, Rosneft jugó un rol clave auxiliando a PDVSA a eludir las sanciones<sup>86</sup>. Precisamente, en febrero y marzo de 2020 fueron sancionadas dos filiales de Rosneft (Rosneft Trading S.A. y TNK Trading International S.A.) por el Departamento del Tesoro<sup>87</sup>. Esto llevó a Rosneft a anunciar la cesión de sus activos en Venezuela a otra empresa del Estado, todo lo cual terminó incidiendo adversamente sobre la ya mermada capacidad de PDVSA<sup>88</sup>.

---

<sup>86</sup> Marianna Párraga, “Exclusive: After U.S. sanctions, Venezuela seeks to collect some oil payments via Rosneft”, *Reuters*, 18 de abril de 2019, tomado de: <https://www.reuters.com/article/us-venezuela-politics-rosneft-exclusive-idUSKCN1RU2A4>

<sup>87</sup> El Departamento del Tesoro designó a Rosneft Trading S.A., la filial de comercialización, así como a su presidente Didier Casimiro, por su asistencia a PDVSA. Cfr. “Treasury Targets Russian Oil Brokerage Firm for Supporting Illegitimate Maduro Regime”, nota de prensa del Departamento del Tesoro, 18 de febrero de 2020, tomado de: <https://home.treasury.gov/news/press-releases/sm909>. Luego designó a TNK Trading International S.A. el 13 de marzo de 2020 (<https://home.treasury.gov/news/press-releases/sm937>).

<sup>88</sup> *Vid.*: “Rosneft sells Venezuelan assets to Russia after U.S. sanctions ramp up”, *Rosneft*, 28 de marzo de 2020, tomado de: <https://www.reuters.com/article/us-russia-rosneft-venezuela-idUSKBN21F0W2>

Estas dos limitaciones limitan especialmente la capacidad contractual de PDVSA y las empresas mixtas en la realización de actividades de exploración y producción. Precisamente, la *tercera limitación* incide en la capacidad de comercialización del crudo, en tanto en 2019 se prohibieron las exportaciones a Estados Unidos. Pero conviene recordar las dos causas de esta prohibición.

Así, PDVSA bajo la gestión del Gobierno de Maduro, que es quien mantiene control sobre las operaciones petroleras, no puede exportar petróleo a Estados Unidos pues los administradores de esa empresa no representan legalmente a PDVSA en Estados Unidos. Por ello, estos administradores no pueden celebrar ningún contrato de venta de petróleo a empresas en Estados Unidos, por ejemplo, refinadoras, pues no ejercen la representación contractual. Esta restricción aplica también a las filiales y empresas mixtas, en tanto los administradores de éstas, designados por CVP, no ejercen representación legal alguna, en virtud de la política de reconocimiento.

Pero en todo caso, e incluso si la política de reconocimiento cambia, PDVSA, sus filiales y empresas mixtas no pueden celebrar contratos de venta de crudo a ejecutarse en Estados Unidos debido a las prohibiciones de las sanciones. Esta restricción también se extiende a la junta administradora ad-hoc, pero ésta, en todo caso, no controla producción petrolera alguna.

Tomemos el ejemplo de Petropiar, empresa mixta en la que Chevron es socio minoritario, y que produce crudo mejorado Hamaca que puede ser comercializado directamente por Petropiar. Así, hay dos razones que impiden a Petropiar vender crudo Hamaca en Estados Unidos, y que operan en este orden:

La *primera razón* es que los administradores designados por la CVP y Chevron, no pueden representar legalmente a esa empresa en Estados Unidos, por la política de reconocimiento.

Una empresa de refinación, en Estados Unidos, no podría celebrar un contrato para comprar crudo Hamaca con Petropiar, simplemente, por un problema de falta de representación legal.

Esta es la restricción legal más vinculante y ella, en sí misma, es suficiente para impedir exportaciones a Estados Unidos. La *segunda razón* que impide esa exportación, en todo caso, es la condición de Petropiar como sujeto sancionado. Pero en realidad, esta restricción no es efectiva pues, incluso si Petropiar no estuviese sancionada, tampoco podría vender petróleo en Estados Unidos, por un problema de representación.

Esta explicación legal ha sido ampliamente ignorada por quienes han centrado sus críticas, solo, en las sanciones impuestas por el Gobierno de Estados<sup>89</sup>. Las sanciones inciden, especialmente, en la procura de obras, bienes y servicios en Venezuela. Pero las sanciones no son la restricción legal más vinculante en la actividad de comercialización, pues aquí, la restricción más vinculante es la política de reconocimiento. Esta conclusión es importante retenerla para poder explicar, por un lado, el alcance limitado de las licencias otorgadas a empresas como Chevron y, por el otro, comprender mejor el rol de la inversión privada, en especial, los socios minoritarios de las empresas mixtas.

En todo caso, las restricciones a la comercialización fueron ampliadas con la orden ejecutiva de 24 de marzo de 2025, que impuso aranceles secundarios respecto de los países que comprenden crudo venezolano. Como explicamos, mientras que las sanciones adoptadas en 2019 afectaron solo las exportaciones hacia Estados Unidos, con la salvedad de las sanciones secundarias,

---

<sup>89</sup> Para una visión crítica del efecto adverso de las sanciones, véase: Luis Oliveros, “Impacto de las sanciones financieras y petroleras sobre la economía venezolana”, WOLA, 2020, en: <https://www.wola.org/es/2020/10/nuevo-informe-documenta-sanciones-han-agradado-crisis-venezuela/>

esta nueva orden restringió a las exportaciones a cualquier país, lo que podría derivar en una severa limitación a la comercialización del crudo venezolano.

2. *La nueva restructuración de PDVSA de 2020, la Ley Anti-Bloqueo y los nuevos contratos de servicios petroleros: los acuerdos de servicios compartidos y los acuerdos de servicios productivos*

La informalización de las actividades petroleras continuó al amparo de un nuevo decreto de reorganización de PDVSA, pero, en especial, a través de la política adoptada por la hoy extinta asamblea nacional constituyente, y conocida como la Ley Anti-Bloqueo.

En efecto, en febrero de 2020 se creó a una comisión presidencial “*para la Defensa, Restructuración y Reorganización de la Industria Petrolera*”<sup>90</sup>. El Decreto nº 4.131, que creó a esa comisión, se basó, una vez más, en el estado de emergencia económica<sup>91</sup>. Con lo cual, su intención es excluir a PDVSA del marco de la LOH, invocando los poderes excepcionales que derivan del estado de emergencia económica, como modalidad del estado de excepción. Así, el numeral 6 del artículo 4 del Decreto contempla medidas para la “*ejecución de alianzas comerciales y/o estratégicas*”, todo ello para “*garantizar la recuperación, reimpulso y crecimiento de las empresas del sector público vinculadas a la industria nacional del petróleo*”.

---

<sup>90</sup> Véase el Decreto Nº 5 dictado en el marco del estado de excepción, contentivo del Decreto Nº 4.131, que creó a la comisión presidencial “*para la Defensa, Restructuración y Reorganización de la Industria Petrolera de bajo el nombre de “Alí Rodríguez Araque”*” (Gaceta Oficial Nº 41.825 de 19 de febrero de 2020).

<sup>91</sup> Decreto Nº 4.090, publicado en la Gaceta Oficial Nº 6.501 extraordinario, de 5 de enero de 2010.

Como ya había sucedido en 2018, esta reorganización se justificó en la política de sanciones adoptada por Estados Unidos, esto es, la así denominada “*agresión multiforme por parte de las autoridades del gobierno de los Estados Unidos de América*”. De acuerdo con esta motivación, la política de sanciones habría ocasionado una emergencia en PDVSA que no podía ser atendida bajo el marco legal que rige a su actividad, sino por medio de medidas excepcionales.

De hecho, la creación de esta nueva comisión coincidió con anuncios de ceder la operación del Centro de Refinación Paraguaná al Gobierno de Irán<sup>92</sup>. La Asamblea Nacional, ante este panorama, aprobó el acuerdo de 5 de mayo de 2020, en el cual cuestionó los intentos de ceder activos de PDVSA a terceros, al amparo de la supuesta reestructuración de esa empresa. Asimismo, la Asamblea ratificó la aplicación del artículo 150 de la Constitución, al recordar que PDVSA no puede celebrar contratos de interés público nacional con empresas o Gobiernos extranjeros, sin autorización previa de la Asamblea.

Todas las medidas para excluir a PDVSA de su marco legal quedaron consolidadas con la aprobación de la llamada *Ley constitucional antibloqueo para el desarrollo nacional y la*

---

<sup>92</sup> Para la situación en 2020, puede verse “Venezuela anuncia la reactivación de dos refinerías”, *DW*, 1 de octubre de 2020, tomado de: <https://www.dw.com/es/venezuela-anuncia-la-reactivaci%C3%B3n-de-dos-refiner%C3%ADas/a-55113292>. En todo caso, y con la poca información pública disponible, pareciera que todavía no se ha celebrado ningún contrato de operación relacionado con Paraguaná. Véase, de Marianna Párraga *et al.*, “Exclusive: After revamping Venezuela's smallest oil refinery, Iran to fix the largest”, *Reuters*, 23 de mayo de 2022: <https://www.reuters.com/business/energy/exclusive-after-revamping-venezuelas-smallest-oil-refinery-iran-fix-largest-2022-05-23/>

*garantía de los derechos humanos*, o Ley Anti-Bloqueo<sup>93</sup>. De acuerdo con esa “Ley”, la política de sanciones ocasionó una suerte de evento de fuerza mayor que obliga a adoptar medidas extraordinarias en la economía, al margen de los controles establecidos en la Constitución y la Ley, los cuales deben ceder ante el interés superior de defender la economía, según se desprende del artículo 1.

Así, el artículo 6 declara “írrita y antijurídica toda medida coercitiva unilateral y cualquier otra medida restrictiva o punitiva, dictada o implementada contra la República Bolivariana de Venezuela y su población, por otro Estado o grupo de Estados, o por actos u omisiones derivadas de estos, por organizaciones internacionales u otros entes públicos o privados foráneos”. Más allá de esta calificación, que no tiene en realidad efectos jurídicos prácticos, el artículo 19 acotó lo siguiente:

“Cuando resulte necesario para superar los obstáculos o compensar los daños que las medidas coercitivas unilaterales y otras medidas restrictivas o punitivas generan a la actividad administrativa, o cuando ello contribuya a la protección del patrimonio del Estado venezolano frente a cualquier acto de despojo o inmovilización, o a mitigar los efectos de las medidas coercitivas unilaterales y otras medidas restrictivas o punitivas que afectan el flujo de divisas, el Ejecutivo Nacional procederá a inaplicar, para casos específicos, aquellas

---

<sup>93</sup> Gaceta Oficial N° 6.358 extraordinario, de 12 de octubre de 2020. Sin perjuicio de lo que veremos en la sección siguiente, *vid.* Brewer-Carías, Allan R., “La Ley Antibloqueo: una monstruosidad jurídica para desaplicar, en secreto, la totalidad del ordenamiento jurídico,” en *Boletín de la Academia de Ciencias Sociales y Políticas, N° 161. Homenaje al Dr. José Andrés Octavio*, Caracas 2020 pp. 1499 y así como “El último golpe al Estado de derecho: una “Ley Constitucional” “Antibloqueo” para rematar y repartir los despojos de la economía estatizada, en un marco de secretismo y de inseguridad jurídica,” en *Revista de Derecho Público N° 169-170*, Caracas 2022, pp. 235 y ss.

normas de rango legal o sublegal cuya aplicación resulte imposible o contraproducente como consecuencia de los efectos producidos por una determinada medida coercitiva unilateral u otra medida restrictiva o punitiva”.

De esa manera, el efecto práctico de la política definida en este texto es permitir al Poder Ejecutivo desaplicar las normas legales, o lo que es lo mismo, dictar actos con rango de Ley que modifiquen el régimen jurídico aplicable a actividades económicas<sup>94</sup>. El artículo 24 reitera la desaplicación del ordenamiento constitucional y legal, al atribuir a la Presidencia de la República la atribución de celebrar “*todos los actos o negocios jurídicos que resulten necesarios*”.

Por su parte, los artículos 26 y 27 atribuyen a la Presidencia el poder absoluto para reorganizar a cualquier empresa del Estado, en especial, para incrementar su eficiencia y productividad, a cuyos fines podrán realizarse todas las operaciones de “*administración de pasivos, así como de administración de activos, mediante las operaciones disponibles en los mercados nacionales e internacionales*”. Esto incluye la posibilidad de celebrar cualquier tipo de contrato público, al margen de las formalidades de la Ley de Contrataciones Públicas, de acuerdo con el artículo 28.

Estas operaciones incluyen, según el artículo 29, las medidas “*que estimulen y favorezcan la participación, gestión y operación parcial o integral del sector privado nacional e internacional en el desarrollo de la economía nacional*”. Esto es, que este texto autoriza a la Presidencia a adoptar cualquier

---

<sup>94</sup> Así lo reitera la disposición transitoria primera, al disponer que “*las disposiciones de esta Ley Constitucional serán de aplicación preferente frente a las normas de rango legal y sublegal, incluido respecto de leyes orgánicas y especiales que regulen la materia, aun ante el régimen derivado del Decreto mediante el cual se acuerda el Estado de Excepción y de Emergencia Económica*”.

modalidad contractual que permita ampliar el rol de la iniciativa privada, desaplicando cualquier restricción constitucional o legal.

Todos los documentos y contratos amparados en este texto se someten a un régimen jurídico especial de confidencialidad y secreto, según el artículo 37, todo lo cual implica el poder de declarar confidenciales los archivos correspondientes a esos documentos, según el artículo 39. De allí que “*se declaran secretos y reservados los procedimientos, actos y registros*” dictados al amparo de este texto.

La Ley Anti-Bloqueo aplica de manera especial a PDVSA, en tanto esa empresa, como explicamos, es sujeto sancionado. Incluso, en nuestra opinión, el propósito final de este texto es, precisamente, excluir a PDVSA de la aplicación de su régimen constitucional y legal y en especial, de la LOH. Entre otros propósitos, esta exclusión permitiría dejar sin efecto el artículo 9 de la LOH y así, justificar contratos que cedan a la inversión privada derechos petroleros, por medio de contratos igualmente excluidos de la Ley de Contrataciones Públicas. De esa manera, la reorganización de PDVSA, erráticamente regulada en 2018 y 2020, ahora quedó consolidada en este texto.

Las empresas mixtas también se someten a la Ley Anti-Bloqueo, como empresas del Estado, filiales de PDVSA y, en suma, sujetos sancionados. Con lo cual, igualmente, esta “Ley” justificaría la celebración de nuevos contratos con el socio privado, desaplicando las restricciones que derivan de la LOH y los acuerdos de la Asamblea.

En todo caso, ni siquiera dentro de este ámbito el artículo 9 de la LOH ha sido derogado, con lo cual el Estado no transfiere la titularidad de derechos anejos a las actividades primarias, sino tan solo su ejercicio, en todo caso, mediante fórmulas contractuales incompatibles con la LOH y distintas a las que derivan de la Ley de Contrataciones Públicas.

Además, la reorganización de PDVSA, al amparo de los decretos de la emergencia económica y la Ley Anti-Bloqueo, han concentrado en la Presidencia de la República el control sobre todas las empresas del grupo PDVSA, incluyendo a las empresas mixtas. Esto, en la práctica, no solo desconoce la personalidad jurídica distinta de todas estas empresas, sino que, además, ratifica que lo que se ha trasladado a la inversión privada es el ejercicio de derechos, cuya titularidad –nominal– recae en el Estado.

De esa manera, y, en resumen, el único propósito práctico de este texto es habilitar al Poder Ejecutivo Nacional, de manera ilimitada, para realizar cualquier acto o negocio que considere pertinente, incluyendo la reorganización y enajenación de las empresas del Estado y sus activos, incluyendo a PDVSA y sus empresas filiales<sup>95</sup>. Con ello se pretende formalizar la supresión del control parlamentario, incluso, en relación con la ilegítima quinta legislatura de la Asamblea Nacional, que se instaló en enero de 2021<sup>96</sup>, en tanto su función legislativa cede frente a la “Ley” comentada.

Este irregular marco ha dado lugar a nuevas fórmulas contractuales, como sería el caso de los contratos conocidos como “*acuerdos de servicios compartidos*” (ASC), o “*acuerdos de servicios productivos*” (ASP), respecto de los cual no hay información oficial. En todo caso, resumiremos los pocos detalles conocidos de estos contratos, para así perfilar su naturaleza jurídica.

---

<sup>95</sup> Artículos 25, 26 y 27.

<sup>96</sup> En relación con la fraudulenta elección de la quinta legislatura de la Asamblea Nacional, *vid.*: Brewer-Carías, Allan R. y Hernández G., José Ignacio, *Venezuela: La ilegitima e inconstitucional convocatoria de las elecciones parlamentarias en 2020*, IDEA-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2020.

Estos contratos son un componente central del plan de reorganización de PDVSA aprobado en abril de 2020, al amparo del Decreto nº 4.131 y la Ley Anti-Bloqueo. Este plan resumió la política del entonces recién designado ministro Tarek El Aissami como ministro del área de petróleo, al punto que el plan se conoció como el “Plan El Aissami”. Uno de los componentes centrales del Plan El Aissami fue ampliar el rol de la inversión privada, tanto en campos operados directamente por PDVSA como en aquellos a cargo de empresas mixtas. La ampliación de la inversión privada también se proyectó en la operación de los mejoradores y las refinerías. El objetivo último era apalancar el aumento de la producción petrolera en la inversión privada<sup>97</sup>.

Los ASC, precisamente, eran uno de los contratos por los cuales el Plan El Aissami se implementó<sup>98</sup>. Como Francisco Monaldi comentó, los ASC tenían una estructura similar a los convenios operativos, lo que resultaba paradójico: la comisión presidencial que impulsó esos contratos llevaba el nombre de uno de los mayores detractores de los convenios operativos, entre otras razones, por su dudosa legalidad<sup>99</sup>.

---

<sup>97</sup> “Plan de Pdvsa apunta a que privados asuman producción y refinación”, Tal Cual, 28 de abril de 2020: <https://talcualdigital.com/reestructuracion-de-pdvsa-apunta-a-que-los-privados-asuman-rol-principal/>

<sup>98</sup> “Monaldi: Plan de Reestructuración de Pdvsa requiere aprobación del Parlamento”, Banca & Negocios, 21 de mayo de 2020, tomado de: <https://www.bancaynegocios.com/monaldi-plan-de-reestructuracion-de-pdvsa-requiere-aprobacion-del-parlamento/>

<sup>99</sup> “Francisco Monaldi: “El Plan El Aissami” es ilegal sin aprobación de la Asamblea Nacional”, Petroguía, 21 de mayo de 2020, tomado de: <http://www.petroguia.com/pet/noticias/petr%C3%B3leo/francisco-monaldi-%E2%80%9Cel-plan-el-aissami%E2%80%9D-es-ilegal-sin-aprobaci%C3%B3n-de-la-asamblea>

Los ASP también formaban parte del Plan El Aissami, esta vez amparados en la Ley Anti-Bloqueo, según explicación de Juan Cristóbal Carmona<sup>100</sup>. Según la prensa, en mayo de 2021, “*un grupo de 20 consorcios aceptaron la modalidad de Acuerdos de Servicios Productivos (ASP) para levantar la producción en 106 campos en todo el país tanto en áreas que son directamente de PDVSA o que están bajo el control de empresas mixtas y en todos aparece que suscribieron el acuerdo de confidencialidad, previsto en la Ley Antibloqueo para el Desarrollo Nacional*”<sup>101</sup>. Algunos medios reportaron que los ASP eran similares a los convenios operativos, lo que incluso llevó a considerar la reforma de la LOH<sup>102</sup>.

---

<sup>100</sup> Como explica Juan Cristóbal Carmona, “*Los ASC y ASP pudieran enmarcarse en buena medida en los llamados en el mundo anglosajón Offtake Contracts. Bajo esta figura, una de las partes, la contratante, explotadora jurídica del recurso, conviene con un tercero, contratista, el desarrollo de un proyecto. Puede así acordarse entre las partes que corresponde al contratista financiar y llevar a cabo la actividad extractiva bajo la modalidad de servicio, a cambio de lo cual obtiene como contraprestación una porción del recurso explotado, previo el cumplimiento de las obligaciones tributarias y patrimoniales que recaen sobre el contratante*”. *Vid.*: “*Acuerdos de Servicios Productivos y la Ley Antibloqueo en el sector petrolero*”, Petroguía, 8 de julio de 2021: <http://www.petroguia.com/pet/blog/opinion/“acuerdos-de-servicios-productivos-y-la-ley-antibloqueo-en-el-sector-petrolero”>”.

<sup>101</sup> “*20 consorcios firmaron acuerdo de confidencialidad para levantar producción petrolera de Venezuela*”, Petroguía, 24 de mayo de 2021, tomado de: <http://www.petroguia.com/pet/noticias/pe%C3%81r%C3%81/20-consorcios-firmaron-acuerdo-de-confidencialidad-para-levantar-producci%C3%B3n>

<sup>102</sup> “*Pdvsa busca concretar convenios operativos con empresas privadas o extranjera*”, Hispanopost, 17 de marzo de 2021, tomado de: <https://hispanopost.com/pdvsa-busca-concretar-convenios-operativos-con-empresas-privadas-o-extranjera/>

Así, la reforma de la LOH habría respondido a las dudas legales de algunos de los contratistas de los ASP. Como explicamos más adelante, debido a que la reserva sobre el sector que se desprende del artículo 9 de la LOH es rígida, es necesario reformar ese texto legal para permitir que la inversión privada pueda ejercer derechos que hoy están reservados al Estado, en concreto, de exploración, producción y comercialización<sup>103</sup>.

Pero lo cierto es que la quinta legislatura de la Asamblea Nacional, que el régimen de Maduro controla, no aprobó reforma alguna a la LOH. De ello se desprende que el principal fundamento de los ASP es la Ley Anti-Bloqueo, pues ésta pretende desaplicar las restricciones de la LOH que impiden transferir al sector privado derechos petroleros. A pesar de que el efecto práctico de la Ley Anti-Bloqueo era allanar cualquier duda en cuanto a la compatibilidad con la LOH, la prensa reflejó la insatisfacción de la inversión privada con esta solución, lo que, sin duda, refleja la desconfianza que la Ley Anti-Bloqueo genera. Debido a que el Plan El-Aissami no logró el apoyo en la quinta legislatura de la Asamblea para reformar la LOH, este tipo de acuerdos tuvo un alcance práctico limitado<sup>104</sup>.

En todo caso, los ASC y los ASP forman parte de los contratos de servicios petroleros suscritos desde 2018, y en los cuales el contratista actúa como agente de PDVSA. Juan Carlos Andrade ha explicado, en términos descriptivos, los tres modelos contractuales adoptados desde el 2018, para ampliar el rol de la

---

<sup>103</sup> “Argus: Solicitud de reforma de Ley de Hidrocarburos pone en pausa los contratos de Pdvsa”, *Sumarium*, 29 de mayo de 2021, tomado de: <https://sumarium.info/2021/05/28/argus-solicitud-de-reforma-de-ley-de-hidrocarburos-pone-en-pausa-los-contratos-de-pdvsa/>

<sup>104</sup> “Diferencias entre gobierno y AN sobre reforma de Ley de Hidrocarburos frenan avance de alianzas de Pdvsa con privados”, *Banca & Negocios*, 28 de mayo de 2021, tomado de: <https://www.bancaynegocios.com/diferencias-entre-gobierno-y-an-sobre-reforma-de-ley-de-hidrocarburos-frena-avance-de-alianzas-de-pdvsa-con-privados/>

inversión privada: los contratos de servicios productivos, los contratos de servicios conjuntos y las alianzas estratégicas. En términos generales, los contratistas privados asumen la obligación de financiar los costos operativos y de capital, lo que además incluye la selección del comprador (offtaker) de la producción<sup>105</sup>.

Ahora bien, en tanto todos estos contratos se amparan en la Ley Anti-Bloqueo, su contenido queda protegido por el principio de confidencialidad, en especial, en tanto los contratistas privados deben firmar contratos de confidencialidad. A pesar de este secretismo, podemos esbozar algunas características de los ASC y los ASP<sup>106</sup>.

De esa manera, y en *primer lugar*, estamos frente a modalidades del llamado contrato de servicio petrolero, lo que supone que el contratista asume obligaciones de hacer, relacionadas con las operaciones propias del giro o tráfico de las empresas operadoras.

Estos servicios, y en *segundo lugar*, suponen realizar actividades esenciales a los derechos petroleros cedidos mediante decreto presidencial a las empresas operadoras. Esto supone que, cuantitativamente, no estamos ante contratos que abarcan ciertos servicios -como perforación- sino en realidad, un cúmulo de servicios que atienden a la esencia del ejercicio de los derechos petroleros.

---

<sup>105</sup> “Venezuela, still a unique Diamond in the rough”, LEC Abogados, 2022.

<sup>106</sup> “PDVSA gestiona inversiones por \$ 76.740 millones exigiendo a privados firmar contrato de confidencialidad”, Petroguía, 9 de mayo de 2021, tomado de: <http://www.petroguia.com/pet/noticias/petr%C3%B3leo/pdvsa-gestiona-inversiones-por-76740-millones-exigiendo-privados-firmar-contrato>.

En consecuencia, de lo anterior, y en *tercer lugar*, el contratista asume los riesgos de la operación, esto es, los riesgos del ejercicio de los derechos petroleros. En especial, la remuneración del contratista no es fija, sino que depende del valor del crudo producido. Esto supone trasladar derechos de venta del crudo, de forma tal que la remuneración del contratista resulta -en términos generales- de la diferencia entre los ingresos percibidos por la venta, y las erogaciones derivadas del *government take*, lo que implica que el contratista cubre los costos de operación.

En *cuarto lugar*, el alcance de los servicios proveídos por el contratista puede variar. Así, en el ASC, el contratista provee servicios anejos a la exploración, producción y comercialización para varias empresas operadoras, eventualmente, asumiendo parte del riesgo de operación. Los ASP parecieran responder a los contratos de producción compartida, por los cuales el contratista asume todos los servicios anejos al giro o tráfico de las empresas operadoras, de forma tal que la producción se distribuye entre el Estado –que recibe el *government take*, más cualquier otra remuneración adicional– y el contratista -que percibe el remanente de la producción, para cubrir costos de operación. Eventualmente, el contratista puede también asumir el financiamiento de los gastos de capital. El pago de la deuda e intereses se hará con cargo al crudo producido<sup>107</sup>.

Ahora bien, desde el punto de vista jurídico, los ASC y los ASP no pueden celebrarse en relación con actividades reservadas al Estado, pues como ya explicamos, PDVSA y la empresa mixta no tienen capacidad para ceder el ejercicio de derechos petroleros. Eventualmente, este tipo de contratos puede ser suscrito en actividades no reservadas, y en concreto, en las actividades aguas abajo. Pero no es posible transferir –si

---

<sup>107</sup> Véase lo que explicamos en el capítulo siguiente, en el cual detallamos aspectos centrales de este tipo de contrato.

quiera indirectamente— a contratistas privados la realización de todas las actividades de exploración, producción y comercialización.

Esto permite explicar, por un lado, por qué algunos inversionistas objetaron este tipo de contratos, requiriendo la reforma de la LOH. De otro lado, también esto explica por qué el fundamento de estos contratos no es la Ley de Contrataciones Públicas sino la Ley Anti-Bloqueo. Así, las empresas públicas operadoras, incluyendo a las empresas mixtas, están sometidas a esta “Ley”, lo que habilitaría al Ejecutivo a acordar contratos con la inversión privada más allá de los cauces de la LOH, la cual quedaría, así, desaplicada en los contratos petroleros anclados en esta “Ley”, como antes sucedió, desde 2018, con los contratos públicos anclados en la reorganización de PDVSA.

En resumen, la Ley Anti-Bloqueo consolidó el proceso de privatización de *facto* de las actividades primarias, avanzando en las políticas adoptadas al amparo de los decretos de emergencia económica. Esta privatización transfirió a la inversión privada el ejercicio de actividades de exploración, producción e incluso comercialización, pero sin ceder la titularidad de los derechos petroleros. Por ello, en los contratos celebrados al amparo de esta regulación, el contratista privado actúa como agente de PDVSA, y bajo los controles de Derecho administrativo derivados de esta regulación. Estos controles consolidaron el desmantelamiento de la autonomía administrativa de PDVSA, a tal punto que la organización de sus filiales y empresas mixtas, y las condiciones de ejercicio de las actividades primarias, responden a las políticas implementadas desde la Presidencia de la República, o sea, la Administración pública nacional central.

V

## **LA INCONSTITUCIONALIDAD DE LOS CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS AL AMPARO DE LOS DECRETOS DE EMERGENCIA ECONÓMICA Y LA LEY ANTI-BLOQUEO**

Los contratos petroleros suscritos al amparo del estado de emergencia económica (2018-2020) y luego, al amparo de la Ley Anti-Bloqueo, se someten a un régimen jurídico que viola diversos preceptos de la Constitución, tanto en lo que atañe a la intervención del Estado en la economía, como en lo que respecta al principio de transparencia. Por ello, estos contratos tienen una muy precaria base legal, al punto que su objeto puede ser considerado ilícito.

Así, como explicamos en los dos capítulos anteriores, para sortear la fragilidad de la capacidad operativa y financiera de PDVSA, el Gobierno definió la política basada en la celebración de contratos de servicios petroleros, con denominaciones y contenido diverso, pero que, en todo caso, excedieron de lo dispuesto en los artículos 9, 22 y 57 de la LOH. Para tratar de justificar la inaplicación de esas normas, se acudió, primero, al inconstitucional estado de emergencia económica y luego, a la inconstitucional “Ley Antibloqueo”. Este mismo régimen jurídico favoreció la creciente informalización del sector, en un intento por eludir las sanciones, creando obstáculos adicionales para la reforma institucional del sector.

En especial, estos decretos y la Ley Anti-Bloqueo consolidaron el control político sobre todo el grupo PDVSA, de forma tal que la Administración pública nacional central asumió la potestad organizativa sobre PDVSA y todas sus filiales y contratos, consolidándose la ausencia de controles basados en la separación de poderes sobre la gestión de las actividades petroleras y, en especial, sobre el ingreso fiscal petrolero. Es por lo anterior que esta regulación incentivó –más todavía– la cleptocracia.

## 1. *La inconstitucionalidad de los decretos de reorganización de PDVSA y de la Ley Anti-Bloqueo*

El Decreto nº 3.368 que estableció el *régimen especial y transitorio para la gestión operativa y administrativa de la Industria Petrolera Nacional*, el Decreto nº 4.131, que creó a la comisión presidencial “*para la Defensa, Restructuración y Reorganización de la Industria Petrolera bajo el nombre de “Alí Rodríguez Araque”*”, y la Ley Anti-Bloqueo, son actos inconstitucionales, al violar el principio de separación de poderes, y permitir al Poder Ejecutivo invadir materias de la reserva legal, además, al margen del principio de transparencia. Esta inconstitucionalidad incide, por ello, en los contratos petroleros cuya causa sea cualquiera de esos actos.

Así, los Decretos nº 3.3368 y 4.131 forman parte del estado de excepción dictado en 2016, el cual excedió racionalmente de los límites temporales definidos en la Constitución, al punto que derivaron en un estado de excepción permanente que, *de facto*, trasladó la función legislativa al Poder Ejecutivo. Con lo cual, estos decretos se excedieron, con creces, de los poderes limitados que derivan del estado de excepción, y que solo permiten al Poder Ejecutivo dictar decretos legislativos que limiten la esfera jurídico-subjetiva de las personas, cuando ello sea estrictamente necesario para atender una situación de emergencia sobrevenida que no encuentra solución en la legislación ordinaria<sup>108</sup>.

En la práctica, y, por el contrario, estos decretos habilitaron de manera general al Poder Ejecutivo para actuar al margen de la Ley, en especial, a los fines de ordenar a PDVSA y sus empresas filiales y empresas mixtas la realización de operaciones

---

<sup>108</sup> En general, *vid.* Sira Santana, Gabriel, *El estado de excepción a partir de la Constitución de 1999*, Editorial Jurídica Venezolana, CIDEP, Caracas, 2017, pp. 43 y ss.

al margen del marco legal que aplica a estas empresas públicas y, en concreto, la LOH<sup>109</sup>. Nótese que, además de la violación al principio de legalidad, estos decretos ratificaron la ausencia de separación entre el Gobierno Central y PDVSA, en tanto aquél tomó decisiones sobre la organización, contratos y activos de la empresa estatal petrolera, sus filiales e incluso, empresas mixtas.

Estos decretos se enmarcan en la ruptura del ordenamiento constitucional derivado del conjunto de acciones por las cuales la Presidencia de la República impidió a la cuarta legislatura de la Asamblea Nacional ejercer la función legislativa, y en especial, ejercer las funciones de control sobre PDVSA. En concreto, estas acciones, de manera abusiva, quisieron sustraer a PDVSA del control parlamentario previo sobre los contratos de interés público nacional suscritos con empresas extranjeras<sup>110</sup>.

Asimismo, la Sala Constitucional prohibió a la Asamblea Nacional investigar a PDVSA<sup>111</sup>, e incluso, asumió el control previo sobre la creación de empresas mixtas.

Por ello, estos decretos no pueden, constitucionalmente, habilitar a las empresas mixtas a celebrar contratos públicos para eludir las limitaciones de la LOH y los acuerdos de la Asamblea Nacional, trasladando a inversionistas privados el ejercicio de actividades anejas a los derechos petroleros que, por Ley, solo pueden ser ejercidos por empresas públicas operadoras. No solo estos contratos desaplican inconstitucionalmente a la LOH, sino que, además, dejan sin efecto práctico la aplicación de la Ley de

---

<sup>109</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Estudios sobre Petróleo de Venezuela. S.A. y la industria petrolera nacionalizada. 1974-2021*, cit., pp. 413 y ss.

<sup>110</sup> Badell Madrid, Rafael, “Contratos de interés público”, en *Revista de Derecho Público N° 159-160*, Caracas, 2020, p. 18, y Duque Corredor, Román, “Nulidad de los Bonos PDVSA 2020”, *Revista de Derecho Público N° 160-161*, Caracas, 2020, p. 350.

<sup>111</sup> Sentencia n° 88, de 22 de febrero de 2017.

Contrataciones Pùblicas a PDVSA, al eliminarse en la pràctica la figura del concurso abierto como el procedimiento de general aplicaciòn<sup>112</sup>.

La Ley Anti-Bloqueo quiso simplificar este abusivo uso del estado de excepción, al habilitar permanentemente al Poder Ejecutivo a realizar cualquier operación al margen del marco constitucional y legal, en especial, a los fines de elevar la producciòn de las empresas petroleras. Tal fue el fundamento -aparente- de los contratos como las ASP, los cuales se anclaron en la Ley-Antibloqueo con el pretendido fin de eludir las restricciones de la LOH. Sin embargo, lo cierto es que la Ley Anti-Bloqueo, como ha sido destacado ampliamente por la doctrina, es inconstitucional, de acuerdo con las razones que resumimos de seguidas<sup>113</sup>.

En *primer lugar*, este texto es inconstitucional al haber sido dictado por la igualmente inconstitucional asamblea nacional constituyente, por medio de la cual se consolidó la usurpaciòn de la funciòn legislativa, como parte del bloqueo a la cuarta

---

<sup>112</sup> Peña, Nélida, “Algunas notas sobre la incertidumbre que actualmente se presenta en la contrataciòn pùblica en Venezuela”, en *Revista Venezolana de Legislaciòn y Jurisprudencia* N° 17, Caracas, 2021, pp. 143 y ss.

<sup>113</sup> Cfr.: Belandria Garcìa, Josè Rafael, “Secreto y confidencialidad en relaciòn con la informaciòn pùblica en la denominada Ley Antibloqueo para el desarrollo nacional y la garantía de los derechos humanos”, en *Revista Venezolana de Legislaciòn y Jurisprudencia* N° 16, Caracas, 2021, pp. 627 y ss.; Brewer-Carìas, Allan R., “El ultimo golpe al Estado de derecho: una “Ley Constitucional” “Antibloqueo” para rematar y repartir los despojos de la economia estatizada, en un marco de secretismo y de inseguridad jurídica”, cit., y Torrealba Sánchez, Miguel Ángel, “El advenimiento del reino de la arbitrariedad: comentarios a algunas disposiciones de la “Ley Constitucional Antibloqueo”, en *Revista de Derecho Pùblico* N° 171-172, Caracas, 2022, pp. 203 y ss.

legislatura de la Asamblea Nacional<sup>114</sup>. Además, mal puede ese texto tener rango constitucional, pues lo cierto es que él no puede modificar o alterar la Constitución, en función a su supremacía ratificada en el artículo 7. La propia expresión “ley constitucional” denota la arbitrariedad del texto, por su incongruencia: si es una Ley, no puede tener rango constitucional; y si tiene rango constitucional, no es Ley.

Este vicio no se convalida por el acuerdo dictado por la quinta legislatura de la Asamblea Nacional respaldando la aplicación de esta “Ley”<sup>115</sup>. Por un lado, el vicio de usurpación de funciones no puede convalidarse; además, el acuerdo tampoco puede convalidar los vicios sustantivos de esta “Ley”, a los cuales haremos luego referencia. En adición, la ilegitimidad de origen de la quinta legislatura abona en el vicio de usurpación de la función legislativa.

En segundo lugar, observamos que su contenido es violatorio del principio de separación de poderes (artículos 136 y 137), al concentrar en la Presidencia de la República la adopción de cualquier decisión necesaria para cumplir con los objetivos de la política anti-bloqueo, incluso, en materias de la reserva legal, definidas en el artículo 187 de la Constitución. Con lo cual, esta política viola los elementos esenciales de la democracia representativa, definidos en el artículo 3 de la Carta Democrática Interamericana.

---

<sup>114</sup> Badell Madrid, Rafael, *Asalto al parlamento*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2021, pp. 141 y ss.

<sup>115</sup> *Acuerdo de respaldo a la implementación de la Ley Constitucional Antibloqueo para el Desarrollo Humano y la Garantía de los Derechos Humanos*, Gaceta Oficial N° 42.126 de 13 de mayo de 2021.

En *tercer* lugar, esta “Ley” trastoca la supremacía constitucional y con ello, toda la integridad del ordenamiento jurídico. El ejercicio del poder público no se somete al Estado de Derecho –como dispone el artículo 3 de la Carta– sino a la voluntad de la Presidencia de la República.

En *cuarto* lugar, la Ley Anti-Bloqueo deja sin efecto el principio de transparencia, visto el manto de confidencialidad arrojado sobre los actos, contratos y, en general, los negocios jurídicos realizados bajo su amparo. Como resultado, la actividad administrativa sometida a este texto no se rige por los principios de transparencia y rendición de cuentas, ni tampoco respecto de ella las personas tienen derecho de acceso a la información, en violación a los artículos 141, 143, 311 y 315 de la Constitución.

Al dejar sin efecto el derecho a la información sobre la actividad estatal en general, y administrativa en especial, este texto, resulta contrario a los componentes fundamentales del ejercicio de la democracia definidos en el artículo 4 de la Carta Democrática Interamericana.

En un ámbito más específico, y, en *quinto lugar*, este texto deja sin efecto el control político de la Asamblea Nacional sobre el Ejecutivo, derivado del artículo 187.3 de la Constitución. En especial, este texto ratifica la ilegítima decisión, adoptada inicialmente en 2016, de celebrar contratos de interés público nacional al margen del control parlamentario, en violación a los artículos 150 y 187.9 de la Constitución.

Finalmente, y en *sexto lugar*, este texto fomenta una cultura de corrupción, esto es, de uso del patrimonio público para fines personales, en violación de los artículos 116, 271 y 274 de la Constitución, los artículos 6 y 9 de la Ley contra la Corrupción, y, además, en violación de los compromisos de Venezuela asumidos con la Convención Interamericana Contra la Corrupción y la Convención de las Naciones Unidas contra la Corrupción.

La concentración de funciones en la Presidencia, y la desaplicación de los controles sobre el uso del patrimonio público, permite adoptar cualquier decisión sobre activos y pasivos del Estado, generándose así un poder absoluto que, por definición, es corrupto.

Estos incentivos para la corrupción son tanto más graves en la industria petrolera, pues el ingreso petrolero, al ser una renta, genera incentivos para su apropiación que promueven prácticas de corrupción. De allí que el efecto combinado de los decretos de emergencia económica y la Ley Anti-Bloqueo haya sido agravar las condiciones institucionales de la corrupción en la industria petrolera.

El texto comentado pretende paliar este vicio con genéricas referencias al control que ejercerá la Contraloría General de la República. No solo la falta de autonomía de ese órgano impide, en realidad, ejercer efectivamente el control fiscal, sino que, además, la concentración de funciones y la confidencialidad sobre operaciones relacionadas con el patrimonio público dejan sin efecto los controles de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y del Sistema Nacional de Control Fiscal.

Los vicios de los decretos n° 3.368 y 4.131 y de la Ley Anti-Bloqueo afectan el rol constitucional de PDVSA y aumentan el riesgo de incumplimiento de los objetivos que, conforme a la Constitución, deben procurar las políticas macroeconómicas. En efecto, estos decretos, junto con la “Ley”, otorgan de *facto* a la Presidencia el poder absoluto para decidir sobre todos los asuntos de PDVSA, sus filiales e incluso, las empresas mixtas, desaplicando a su antojo la LOH y demás Leyes aplicables. Este control absoluto agrava la politización de PDVSA, que inició en 2002, y agrava tanto más la confusión entre las empresas públicas petroleras y el Gobierno, atal punto que puede considerarse consumado el proceso por el cual, en la práctica, PDVSA y el

Gobierno constituyen una sola unidad política y económica<sup>116</sup>. Así, estos decretos y la “Ley” dejan sin efecto la personalidad jurídica diferenciada de PDVSA y sus empresas filiales, en tanto es la Presidencia –directamente o por medio de sus agentes– quien decide sobre la organización de estas sociedades, los contratos que pueden celebrar y sus activos.

La ausencia de independencia y autonomía impide a PDVSA cumplir su rol como el ente a cargo del control de la industria petrolera, definido en el artículo 303 de la Constitución. Además, estos decretos y la “Ley” dejan sin efecto el ámbito legal de la reserva dictado sobre el sector, de acuerdo con el artículo 302 constitucional, pues la Presidencia puede, a su antojo, reducir ese ámbito, ampliando el rol de la iniciativa privada por cauces no previstos en la LOH.

Esta politización de PDVSA, junto con el manejo opaco de sus operaciones y activos, afecta –más todavía– su capacidad de producción petrolera, por medio de las empresas operadoras, todo lo cual agrava la precariedad de los ingresos en divisas, que dependen de las exportaciones petroleras. Ello constituye un ilegítimo obstáculo para que la gestión fiscal se rija por los principios de eficiencia, solvencia, transparencia, responsabilidad y equilibrio fiscal, de acuerdo con el artículo 311 constitucional. Además, la falta de transparencia impide conocer si los ingresos fiscales petroleros, como dispone esa norma, se orientan a “financiar la inversión real productiva, la educación y la salud”.

Todas estas violaciones han querido ser simuladas tras un manto de legalidad, primero, al amparo del estado de excepción y, luego, bajo la Ley Anti-Bloqueo. Por ello, todos estos instrumentos jurídicos son una muestra de lo que Javier Corrales ha

---

<sup>116</sup> Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron, cit.*

denominado el legalismo autocrático, o sea, el uso, abuso y desuso de la Ley para avanzar en políticas autoritarias, en este caso, en la economía<sup>117</sup>. El resultado es tan evidente, que la simulación pierde todo sentido útil: concentrar funciones en la Presidencia, sin control y sin transparencia, es una violación notoria a la Constitución, al Derecho interamericano y los derechos humanos. El uso de textos legales para encubrir esas violaciones, más bien hacen que éstas sean más patentes.

La inconstitucional concentración de funciones en la Presidencia para el control absoluto de la industria petrolera respondió en todo caso a razones pragmáticas y, también, políticas. Ciertamente, el propósito primero de esas medidas no fue eliminar la independencia de PDVSA, pues ya esa independencia había sido desnaturalizada, luego de las políticas arbitrarias adoptadas desde el 2002. Más bien, el propósito primero de esos textos fue eludir el control parlamentario sobre operaciones relacionadas con la industria petrolera nacionalizada, luego de la elección de la cuarta legislatura.

Lo curioso es que, al principio, este propósito se justificó ante las medidas abusivas que vaciaron de competencia a la cuarta legislatura de la Asamblea Nacional. Sin embargo, estas medidas han continuado a pesar de que el régimen de Maduro controla a la quinta legislatura. Esto puede indicar que no existe, en el seno de las alianzas políticas que sostienen al actual régimen, acuerdo político para reformar la LOH. Frente a ello, el Ejecutivo ha tenido que mantener las instituciones abusivas originalmente diseñadas para afectar el ejercicio de la función legislativa de la cuarta legislatura.

---

<sup>117</sup> Corrales, Javier, “Autocratic legalism in Venezuela”, *Journal of Democracy Volume 26, Number 2, 2015*, pp. 37 y ss.

Además de esta motivación política, estos instrumentos pretenden eludir los efectos de las sanciones económicas y de la política de reconocimiento. Así, ya vimos cómo, debido a estas políticas, los administradores de PDVSA designados por el Gobierno de Maduro no pueden representar legalmente a esa empresa, o sus filiales y empresas mixtas, en Estados Unidos. La política de reconocimiento es la primera restricción que afecta a las operaciones de PDVSA en Estados Unidos, seguida por las sanciones económicas. Para sortear estos efectos, el Gobierno de Maduro traslada a terceros el ejercicio de derechos petroleros, de forma tal que sean estos terceros quienes celebren los negocios jurídicos anejos al petróleo. En todo caso, estos terceros no pueden ser sujetos de Estados Unidos pues, como vimos, incluso en Venezuela, éstos no pueden realizar ninguna operación con PDVSA.

De esa manera, el régimen de Maduro tiene incentivos para ampliar el rol de la inversión privada, no solo por cuanto PDVSA carece de capacidad operativa y financiera sino, tanto más, por cuanto PDVSA no puede actuar válidamente en Estados Unidos, y enfrenta a importantes limitaciones para operar en otras jurisdicciones. Pero si el ejercicio de derechos privativos de las empresas públicas petroleras se traslada a la inversión privada, por medio de los llamados contratos de servicios petroleros, entonces, esta inversión sí puede realizar operaciones con el crudo venezolano, en especial, para su comercialización.

De forma tal que, para obviar el efecto de las sanciones y responder al colapso de PDVSA, el régimen de Maduro optó por promover contratos petroleros que exceden de las limitaciones de la LOH. Para cubrir la violación a la LOH, estos contratos se ampararon, primero, en el estado de excepción bajo la modalidad de emergencia económica, y luego, en la Ley Anti-Bloqueo. Este último texto, al eliminar la transparencia, redujo cualquier escrutinio sobre los contratos petroleros que trasladaron, a la inversión privada, el ejercicio de derechos exclusivos del Estado.

El resultado de ello fue la privatización de *facto* de PDVSA, por medio de una creciente informalización económica que afectó más todavía la eficiencia de las operaciones petroleras, ocasionando no solo una merma al patrimonio público, sino, además, políticas sistemáticas de corrupción.

Esta informalización quiso justificarse en las sanciones, dando así a entender que, con la supresión de éstas, la informalización cesaría. Ese diagnóstico era errado. Ciertamente, las sanciones impuestas en 2019 crearon incentivos adicionales a la privatización de *facto*, para eludir las restricciones derivadas de esas sanciones y también de la política de reconocimiento. Pero como explicamos, esta privatización empezó mucho antes, al menos en 2013. Ya para 2018 –cuando PDVSA no era un sujeto sancionado– los contratos de servicios petroleros comenzaron a celebrarse, en abierta violación a la Constitución. Es importante retener esta conclusión para comprender por qué la flexibilización de la política de sanciones que inició en 2022 no puso fin a la informalidad económica y la corrupción, las cuales, por el contrario, continúan.

En síntesis, los contratos de servicios petroleros, los acuerdos de servicios compartidos y los acuerdos de servicios productivos fueron suscritos en ejecución de los inconstitucionales decretos de emergencia económica y la Ley Anti-Bloqueo, a los fines de trasladar a la inversión privada el ejercicio de derechos que deben estar bajo el control decisivo de empresas públicas operadoras. Estos contratos respondieron al colapso financiero y operativo de PDVSA, resultado de las políticas petroleras arbitrarias implementadas desde 2002. Las políticas de reconocimiento y de sanciones económicas crearon incentivos adicionales para avanzar en este inconstitucional régimen, que amplió las condiciones favorables a la cleptocracia de la industria petrolera.

2. *La creciente informalización de la industria petrolera en el marco de su privatización de facto y la extensión de la corrupción. Un análisis desde la calidad de las instituciones y las áreas de limitada estatalidad*

A lo largo de este trabajo hemos aludido a la informalización de la industria petrolera, para aludir al conjunto de transacciones económicas que no se conducen el amparo del marco jurídico que deriva de la Constitución y la LOH, sino por medio de instituciones paralelas, potencialmente inconstitucionales e ilegales, y que se conducen al margen de la transparencia, fomentando la corrupción.

La primera causa de esta informalización no es, por supuesto, las sanciones, sino el colapso de PDVSA y del Estado. En realidad, como explicamos, esta informalización comenzó a surgir hacia el 2013, años antes de que se determinara a PDVSA como sujeto sancionado. Por ello, para poder comprender esta informalización, debemos formular algunas breves consideraciones sobre el concepto de áreas de limitada estatalidad y el rol de las instituciones en la economía.

El Estado venezolano, de acuerdo con la Constitución y la LOH, asume como cometido la conducción o control de la industria petrolera por medio de PDVSA. Para cumplir con ese cometido, el Estado requiere de capacidad, o sea, de la habilidad de llevar a cabo todas las tareas necesarias para cumplir con este cometido. Esta habilidad depende de los recursos financieros, recursos humanos, las infraestructuras y la organización o gobernanza de todos estos elementos<sup>118</sup>.

---

<sup>118</sup> Dincecco, Mark, *State Capacity and Economic Development Present and Past*, Cambridge University Press, Cambridge, 2017, pp. 10 y ss.

No siempre el Estado cuenta con capacidad para cumplir con sus tareas, lo que se conoce como Estado frágil. Inicialmente el interés se centró en casos extremos de Estados que no pueden cumplir sus tareas básicas asociadas al control del territorio y la seguridad, conocidos como Estados fallidos<sup>119</sup>.

Pero actualmente se prefiere la expresión, más neutra y útil, de Estado frágil, como aquel que no cuenta con capacidad para cumplir con todos sus cometidos<sup>120</sup>.

Para comprender el concepto de Estado frágil, debemos repasar el concepto de instituciones. De acuerdo con Douglass North, las instituciones son las reglas que tienden a reducir costos de transacción en la economía, y que resultan de largos procesos evolutivos<sup>121</sup>. Las instituciones más eficientes son las que se formalizan por medio de reglas claras –eventualmente escritas– cuyo cumplimiento es supervisado de manera imparcial. El Derecho de los Hidrocarburos es, así, el conjunto de instituciones formales que tiende a reducir los costos de transacción en el sector, favoreciendo a su eficiencia. Tal Derecho se compone, en esencia, de la Constitución, la LOH, el Derecho privado y, también, el Derecho procesal que permite a las cortes –o los árbitros– resolver disputas y hacer cumplir los contratos.

---

<sup>119</sup> Woodward, Susan, *The Ideology of failed States*, Cambridge University Press, Nueva York, 2017, pp. 12 y ss.

<sup>120</sup> Rotberg, Robert, “Failed States, Collapsed States, Weak States”, en *State failure and State Weakness in a Time of Terror*, World Peace Foundation and Brookings Institution Press, Cambridge-Washington DC., 2003, pp. 1 y ss.

<sup>121</sup> North, Douglass, *Institutions, institutional change and economic performance*, Cambridge University Press, 1999, pp. 3 y ss. Véase también a Kasper, Wolfgang y Streit, Manfred, *Institutional Economics. Social order and public policy*, Edward Elgar, Northampton, 1998, pp. 3-28.

Los cometidos que el Estado frágil no puede atender dan lugar área de limitada estatalidad, o sea, sectores en los cuales el Estado no puede actuar plenamente<sup>122</sup>. En ocasiones, en esas áreas urgen instituciones informales que, en alguna medida, facilitan el intercambio de bienes y servicios. Por ello, en realidad, lo que interesa del estudio del Estado frágil no es la fragilidad en sí, sino comprender cómo funcionan las instituciones informales que han surgido allí donde el Estado no puede atender todos sus cometidos, como precisamente sucede con el sector de los hidrocarburos.

Así, Venezuela es hoy un Estado frágil, como resultado de las políticas de mala gobernanza implementadas desde el 2002, en el contexto del desmantelamiento del Estado de Derecho<sup>123</sup>. Venezuela es un ejemplo de cómo las instituciones que socavan las bases de la democracia constitucional y los mecanismos de mercado llevan al colapso estatal, de acuerdo con la tesis de Acemoglu y Robinson<sup>124</sup>. Asimismo, Venezuela coloca en evidencia que el colapso estatal da lugar a instituciones informales, o acuerdos sociales, que pasan a sustituir a las instituciones formales, o sea, el Derecho económico<sup>125</sup>. Estas instituciones informales, opacas, ineficientes y potencialmente criminales pueden en todo caso organizar la oferta de bienes y servicios.

---

<sup>122</sup> Börzel Tanja A., et al., “Governance in Areas of Limited Statehood: Conceptual Clarifications and Major Contributions of the Handbook” en Börzel Tanja A., et al., (ed), *The Oxford Handbook of Governance and Limited Statehood*, Oxford University Press, Oxford, 2018, pp. 3 y ss.

<sup>123</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Dismantling Democracy in Venezuela: The Chávez Authoritarian Experiment*, Cambridge University Press, Cambridge, 2010, pp. 7 y ss.

<sup>124</sup> Acemoglu, Daron y Robinson, James, *Why Nations Fail*, Crown Business, New York, 2012, pp. 70 y ss.

<sup>125</sup> Pritchett, Lant, et al, *Deals and Development*, Oxford University Press, Oxford, 2018, pp. 24 y ss.

El sector petrolero venezolano, precisamente, refleja el surgimiento de instituciones informales, como resultado del colapso estatal ocasionado por las políticas que demolieron las bases de la democracia constitucional y destruyeron los mecanismos de mercado. Así, que PDVSA sea un ente estatal frágil, no significa que no pueda, en absoluto, cumplir con sus cometidos. La producción petrolera en Venezuela colapsó, pero no desapareció. Así, en 2020 la producción tocó su piso más bajo, con un estimado de 570 mbpd<sup>126</sup>. Esto quiere decir que, en lo que podría haber sido su punto de mayor fragilidad, PDVSA logró producir petróleo. De allí el interés en comprender las instituciones que surgieron en el sector petrolero, como un área de limitada estatalidad, y que explican que la capacidad de producción de petróleo se mantuvo.

Nuestra explicación ha sido que, en esa área, surgieron instituciones informales, como sucede por lo demás en las áreas de limitada estatalidad. Estas instituciones informales permitieron la producción y comercialización de petróleo por mecanismos distintos a los derivados de la LOH. Por ello, aun cuando estas instituciones fueron efectivas –el petróleo se extrajo y se vendió– fueron en todo caso ineficientes, en especial, en términos de transparencia y, en general, estándares de gobernanza democrática.

La privatización *de facto* es, precisamente, el resultado de esas instituciones informales. Así, los mecanismos de financiamiento a cargo de los socios minoritarios, como es el caso de Chevron, resultaron en instituciones distintas a las que rigen a las empresas mixtas. En especial, los contratos de servicios petroleros, también, son una institución informal, al margen de la LOH y la Ley de Contrataciones Públicas. En pocas palabras, la incapacidad de PDVSA y, en concreto, de las empresas mixtas,

---

<sup>126</sup> Véase el Anexo.

de cumplir las actividades estatales derivadas de la reserva declarada en el artículo 9 de la LOH, llevó a instituciones informales que no cumplen estándares de buena gobernanza.

Entendemos por buena gobernanza los estándares y, en general, buenas prácticas que otorgan transparencia a la realización de actividades petroleras, en el marco de la rendición de cuentas y la participación ciudadana. Debido al impacto económico y ambiental de la industria petrolera, como industria extractiva, la transparencia es un valor fundamental, en especial, en empresas públicas petroleras<sup>127</sup>. Así también lo demuestra la creciente importancia de los estándares ambientales, de gobernanza y sociales, que procuran buenas reglas de gobierno corporativo, promoviendo relaciones constructivas con las comunidades en las cuales las actividades petroleras se llevan a cabo, y en el marco de políticas climáticas que no solo minimicen el daño ambiental, sino que, además, estén alineadas con las políticas de adaptación y mitigación al cambio climático. Esto ha realzado la importancia de los estándares ambientales, sociales y de gobernanza, o ESG por sus siglas en inglés<sup>128</sup>.

La buena gobernanza rige a las empresas privadas que participan en el sector petrolero, incluyendo contratistas y, por supuesto, socios minoritarios de empresas mixtas. En especial, los derechos humanos y, en concreto, los derechos económicos,

---

<sup>127</sup> Hults, David, “Hybrid governance: state Management of national oil companies” en Victor, David et al. (ed), *Oil and Governance*, 2012, Cambridge University Press, Cambridge, 2012, pp. 62 y ss.

<sup>128</sup> Palacios, Luisa y Vidotto, Catarina, *Assessing ESG risks in national Oil Companies: Transcending ESG Ratings with a Better Understanding of Governance*, Center on Global Energy Policy at Columbia, 2023.

sociales, culturales y ambientales del Sistema Interamericano, vinculan a la inversión privada que opera en el sector petro-  
lero<sup>129</sup>.

Pero la buena gobernanza es, antes que nada, consecuencia de valores, principios y reglas de aplicación preceptiva a PDVSA, sus filiales y empresas mixtas, en tanto empresas públicas, o sea, en tanto entes de la Administración Pública que, en los términos del artículo 141 de la Constitución, deben estar al servicio efectivo de las personas. Esto obliga a las empresas públicas operadoras a actuar en el marco de principios como la participación ciudadana, la rendición de cuentas y la transparencia.

Para comprender a todos estos principios suele aludirse a la buena administración, que ha de regir, también a las empresas públicas petroleras<sup>130</sup>.

La buena gobernanza de las actividades petroleras responde, así, a la proyección de estos valores, principios y reglas, que encuentran en Venezuela instituciones formales, como sucede con la Constitución, la LOH, la Ley de Contrataciones Públicas y la Ley contra la Corrupción.

Pero estas instituciones de la buena gobernanza no rigen en las instituciones informales que han surgido a la sombra del colapso del Petro-Estado. En realidad, este colapso tiene su causa

---

<sup>129</sup> Véase, de la Relatoría de Derechos Económicos, Sociales, Culturales y Ambientales de la Comisión Interamericana de Derechos Humanos, *Empresas y Derechos Humanos: Estándares Interamericanos*, Washington, C.S., 2019.

<sup>130</sup> Véanse los estudios contenidos en la obra coordinada por Jaime Rodríguez Arana-Muñoz y José Ignacio Hernández G., *Estudios sobre la buena administración en Iberoamérica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2017. Véase también a Badell Madrid, Rafael, “El derecho a la buena administración”, en Balasso Tejera, Caterina *et al.*, *Libro homenaje a Allan R. Brewer-Carías. 80 años de evolución del Derecho Público*, CIDEP-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2020.

en la mala gobernanza, y ha continuado con medidas excepcionales e inconstitucionales, como los citados decretos y la Ley Anti-Bloqueo.

Esta informalización, como hemos explicado, estaba ya presente en el 2013 y alcanzó un hito importante en el 2018. En ese año, en realidad, el Gobierno optó por aceptar la informalización de la economía, al tolerar transacciones económicas conducidas al margen de las instituciones formales. El mejor ejemplo es la dolarización *de facto*, que, en nuestra opinión, es un síntoma de la fragilidad estatal y de la degeneración de la política monetaria en un área de limitada estatalidad<sup>131</sup>.

La informalización de la economía ha sido, así, fomentada por la informalización del sector petrolero.

En este sentido, y siguiendo los estudios de Transparencia Venezuela, podemos sistematizar las diversas manifestaciones de esta privatización *de facto* que, en ocasiones, ha derivado en ilícitos económicos en el sector petrolero<sup>132</sup>.

Así, esta informalización se procuró, principalmente, por medio de intermediarios no tradicionales, dispuestos a asumir los riesgos de operaciones al margen de las sanciones. Hacia 2022, las estimaciones de Transparencia Venezuela apuntaban a que el principal destino del crudo venezolano era China, pero

---

<sup>131</sup> Véase lo que explicamos en detalle en Hernández G., José Ignacio, *Control de cambio y de precio. Auge y colapso institucional*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2022. Véase en especial a Romero-Muci, Humberto, “La disfunción del bolívar y la dolarización de facto en la economía. Aspectos legales y fiscales”, en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales N° 161*, Caracas, 2020, pp. 995 y ss., así como “Dolarización, de legalización y expolio por el uso del Petro como unidad de cuenta de las tasas en la Reforma de Ley de Registros y Notarías”, en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales N° 166*, Caracas, 2021, pp. 1 y ss.

<sup>132</sup> Transparencia Venezuela, *Economías Ilícitas al amparo de la corrupción*, 2023, pp. 220 y ss.

desviado a través de Malasia y Omán. Los flujos financieros, además, se canalizaban a través de Rusia, no solo por efecto de las sanciones sino también, como resultado de la pérdida de capacidad de representación legal de PDVSA en Estados Unidos y ciertas jurisdicciones europeas. Ello, además, permitió a PDVSA burlar a sus acreedores.

El riesgo asociado a estos esquemas de comercialización se tradujo en descuentos, que oscilaban el 30% para el crudo Merey, pero que podía ser mayor en relación con el petróleo crudo diluido. Los contratos de exportación de petróleo suscritos por PDVSA quedaron al margen de los principios de transparencia y rendición de cuentas y, en general, al margen de la Ley de Contrataciones Públicas, como resultado del estado de emergencia económica y la Ley Anti-Bloqueo. Esta opacidad creó condiciones propias para la corrupción, tal y como quedó comprobado en 2023, en el marco del llamado escándalo cripto, que analizamos en el capítulo siguiente.

Ahora bien, las sanciones y la política de reconocimiento permiten explicar, en parte, esta informalización. En efecto, las sanciones agravaron, más todavía, la fragilidad de PDVSA. Esto puede explicar por qué la determinación de PDVSA como sujeto sancionado en 2019, llevó a que la producción pasara, aproximadamente, de 1.012, mbpd en 2019, a casi la mitad, o sea, 570 mbpd 2020. Pero sería simplista concluir que el colapso respondió a las sanciones. En realidad, este colapso comenzó mucho antes, como resultado de las políticas arbitrarias implementadas en el sector.

Pero innegablemente, por sus efectos jurídicos ya explicados, la política de sanciones, y la política de reconocimiento, afectaron más todavía la mermada capacidad de PDVSA<sup>133</sup>. De

---

<sup>133</sup> Véase en general a Ayuso, Anna y Gratius, Susanne “¿Sanciones como instrumentos de coerción: cuán similares son las políticas de Estados Unidos y la Unión Europea hacia Venezuela?”, en Puente, José Manuel

allí que es innegable el impacto adverso que estas políticas han tenido sobre la industria petrolera venezolana. En concreto, este impacto adverso puede medirse (*i*) por la disrupción de las operaciones de PDVSA en Venezuela, al no poder contratar con sujetos de Estados Unidos, e incluso, con operadores económicos de otros países. Además (*ii*) PDVSA no puede exportar petróleo a Estados Unidos, que era uno de los principales mercados. Asimismo (*iii*) la comercialización a terceros países también se vio afectada por las sanciones secundarias. Finalmente, y en general, (*iv*) las sanciones agravaron el riesgo reputacional de hacer negocios con PDVSA<sup>134</sup>. Este efecto adverso corrobora las críticas que, desde la perspectiva de los derechos humanos, se realizan en torno a la política de sanciones<sup>135</sup>, debido a su efecto restrictivo sobre el ingreso nacional<sup>136</sup>. América Latina, especialmente,

---

y Gratius, Susanne (ed), *Venezuela en la encrucijada. Radiografía de un colapso*, AB Ediciones-IESA-Konrad Adenauer Stiftung, Caracas, 2021, pp. 359 y ss.

<sup>134</sup> De Francisco Monaldi y José de la Rosa, véase “U.S. Policy Toward Venezuela’s Hydrocarbon Sector”, Baker Institute for Public Policy, Universidad Rice, 23 de febrero de 2021, tomado de: <https://www.bakerinstitute.org/research/policy-toward-venezuelas-hydrocarbon-sector>.

<sup>135</sup> Happold, Matthew “Economic Sanctions and International Law: An Introduction”, en Eden, Paul, y Matthew Happold (ed.) *Economic Sanctions and International Law: Law and Practice*, Hart Publishing, Oregon, 2016, pp. 1 y ss.

<sup>136</sup> El Consejo de Derechos Humanos dictó la Resolución N° 27/21, de 3 de octubre de 2021, destacando que las “*medidas y la legislación coercitivas unilaterales son contrarias al derecho internacional, el derecho internacional humanitario, la Carta y las normas y principios que regulan las relaciones pacíficas entre los Estados*”. Según esta posición, las sanciones solo pueden ser adoptadas de acuerdo con el Derecho internacional, en especial, en el marco de las atribuciones del Consejo de Seguridad. En 2021, la *Relatora Especial de las Naciones Unidas sobre el impacto negativo de las medidas coercitivas unilaterales en el disfrute de los derechos*, presentó un informe “sobre las repercusiones

ha tenido una perspectiva contraria a esas sanciones, como incluso se refleja en la Carta de la Organización de los Estados Americanos<sup>137</sup>.

En todo caso, y al mismo tiempo, las sanciones y la política de reconocimiento, crearon incentivos para la mayor informalización de la industria petrolera, pues PDVSA tuvo que ceder, a terceros, derechos que no podía ejercer no solo por su fragilidad, sino por su falta de representación legal en Estados Unidos y por el efecto de las sanciones. Conviene analizar estos incentivos por actividades petroleras.

En la actividad de producción, las restricciones comentadas generaron mayores incentivos para continuar con contratos de servicios petroleros, o sea, contratos que, indirectamente, ceden a terceros el ejercicio de derechos que PDVSA no puede ejercer. Por ejemplo, la política de procura, en el marco de las sanciones, se enfrentó a restricciones que podían allanarse si esa política se transfería, al menos en parte, a la inversión privada.

En especial, la comercialización de petróleo acudió a intermediarios informales. Debido al riesgo de la operación, esta comercialización se realizó bajo importantes descuentos, lo que mermó, más todavía, el ingreso petrolero. Además, estas transacciones se realizaron al margen del principio de transparencia, lo que no solo favoreció la ineficiencia sino, muy en especial, la corrupción<sup>138</sup>.

---

*negativas de las medidas coercitivas unilaterales en el disfrute de los derechos humanos*”. En el párrafo 31 se afirma que “*la caída de los ingresos del petróleo, agravada por las sanciones, provocó una crisis alimentaria y nutricional*”.

<sup>137</sup> Véase lo que hemos explicado en Hernández G., José Ignacio *Fighting Against Imperialism: The Latin American Approach to International Sanctions*, Columbia Center on Global Energy Policy, 2020.

<sup>138</sup> Transparencia Venezuela, *Economías Ilícitas al amparo de la corrupción*, cit.

De manera tal que la privatización de *facto* fue estimulada por las sanciones y la política de reconocimiento. En términos de producción, los números demuestran el incremento de 570 mbpd en 2020 a 640 mbpd en 2021, y luego, a 686 mbpd en 2022. Probablemente se trataba, quizás en parte, de crudo ya desarrollado. Pero, en cualquier caso, el aumento nominal de la producción es reflejo del incremento en la capacidad, que no respondió a PDVSA sino a las instituciones informales<sup>139</sup>.

Esta privatización de *facto*, al conducirse al margen de la transparencia, no responde entonces a una vuelta a los mecanismos de mercado sino, más bien, a lo que se conoce como capitalismo predatorio, clientelar o *crony capitalism*. En suma, la ampliación del rol de la inversión privada, al responder a instituciones informales, se ha realizado en condiciones contrarias a la transparencia y la buena gobernanza, y favorables a la ineficiencia y corrupción, y, en suma, al llamado capitalismo clientelar<sup>140</sup>.

Con lo cual, y, en resumen, la política de informalización de la industria petrolera fue ocasionada por el colapso de la capacidad estatal que, en especial, afectó la capacidad institucional de PDVSA de cumplir con su rol de ente a cargo de la industria petrolera. Desde 2013, en las tareas que PDVSA no podía atender, fueron surgiendo fórmulas contractuales que, informalmente, permitían a la inversión privada encargarse de esas tareas. Esta política de privatización de *facto* alcanzó un hito importante en 2018, cuando comenzaron a celebrarse contratos de servicios petroleros que, en la práctica, trasladaron a inversores privados el ejercicio de derechos exclusivos de las empresas públicas operadoras, en condiciones opacas que propiciaron la corrupción.

---

<sup>139</sup> Véase el anexo.

<sup>140</sup> Ngo, Christine, y Tarko, Vlad, “Economic Development in a Rent-Seeking Society: Socialism, State Capitalism and Crony Capitalism in Vietnam”, en *Revue Canadienne D'études Du Développement* N° 39-4, 2018, pp. 481 y ss.

**VI**

**LA FLEXIBILIZACIÓN DE LA POLÍTICA  
DE SANCIONES Y EL CONTRATO DE  
PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA AL AMPARO  
DE LA LEY ANTI-BLOQUEO**

En 2022, el Gobierno de Estados Unidos, tras diversas conversaciones con el régimen de Nicolás Maduro y en el marco del proceso de negociación iniciado entre éste y la Plataforma Unitaria en México, emitió la Licencia General n° 41, autorizando a Chevron a realizar diversas operaciones prohibidas por el régimen de las sanciones a través de las empresas mixtas en las cuales participa como socio minoritario. Esta flexibilización avanzó notablemente con la Licencia General n° 44, dictada a fines de 2023 como resultado del acuerdo de garantías electorales suscrito en el marco de las negociaciones en México.

El Gobierno de Estados Unidos, formalmente, no justificó estas Licencias Generales en el fracaso de la política de sanciones adoptado en 2019 o en sus efectos socioeconómicos adversos. Por el contrario, estas Licencias Generales fueron dictadas como concesiones que pretendían estimular el cumplimiento de los acuerdos alcanzados en México. El giro autoritario que adoptó el régimen de Maduro desde fines de 2023 llevó a la expiración de la Licencia General n° 44. A pesar de que el avance autoritario continuó, en especial, luego del fraude desnocimiento de la voluntad popular en la elección presidencial del 28 de julio de 2024, la Licencia General n° 41, y las licencias individuales emitidas luego de que expiró la Licencia n° 44, se mantuvieron.

Bajo la segunda presidencia de Trump, esta política cambió, con giros de signo opuesto. Así, por un lado, a fines de mayo de 2025 la Licencia General n° 41 y demás licencias individuales dictadas desde 2022 expiraron o fueron terminadas. Sin embargo,

el Gobierno de Estados Unidos permitió a los socios minoritarios que habían celebrado CPPs, continuar en su rol como socios en las empresas mixtas. Luego, a fines de julio de 2025, OFAC emitió una licencia individual a Chevron, autorizándole a retomar las operaciones petroleras asumidas luego del CPP firmado en 2022, a la par que la política de sanciones económicas se intensificaba.

1. *La política de flexibilización de las sanciones sobre el sector petrolero: licencias, opiniones y cartas de conformidad. En especial, la Licencia General nº 41 a favor de Chevron: su auge, colapso y regreso*

La determinación de PDVSA como sujeto sancionado impidió a esta empresa celebrar contratos con sujetos de Estados Unidos o en Estados Unidos. En este último sentido, en realidad, la primera limitación devino de la política de reconocimiento, pues ésta impidió a los administradores designados por Maduro, celebrar contratos en Estados Unidos, al no ejercer la representación legal de la estatal petrolera.

En tanto Chevron es una empresa constituida en Estados Unidos, la determinación de PDVSA como sujeto sancionado hubiese implicado su cese de operaciones. Para evitar ello, la OFAC dictó la Licencia General nº 8, el mismo día en el cual la determinación de PDVSA como sujeto sancionado se realizó<sup>141</sup>.

Cabe aclarar que las licencias generales son autorizaciones que emite la OFAC, sujetas a publicidad a través del Registro Federal, y que autorizan, bajo ciertas condiciones, operaciones prohibidas por la regulación de las sanciones. También pueden dictarse licencias específicas o individuales, que son autoriza-

---

<sup>141</sup> Véase lo que explicamos en Hernández G., José Ignacio, *La privatización de facto de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano. Del colapso de la industria petrolera a la licencia de Chevron, cit.*

ciones que solo generan efecto en relación con su destinatario y, por ello, suelen no estar sujetas a publicidad. Esto no significa que se trate de “licencias secretas”, sino de licencias cuyos términos y condiciones no son públicos, salvo excepciones otorgadas en el marco de la Ley de Acceso a la Información. En la práctica administrativa, y junto a esas licencias, el Gobierno de Estados Unidos –a través del Departamento de Estado– puede emitir cartas de conformidad, en las cuales certifica que determinada operación no está prohibida por las sanciones, típicamente, al tratarse de operaciones realizadas fuera de Estados Unidos o por empresas que no están constituidas o domiciliadas en ese país. Asimismo, la OFAC puede emitir opiniones, o guías interpretativas, sobre el alcance de la regulación de sanciones.

El efecto práctico de las licencias, las cartas de conformidad y las opiniones o guías de interpretación puede ser similar, pues esos actos respaldan la realización de operaciones sin riesgo de contravenir la regulación de las sanciones. Las licencias autorizan operaciones prohibidas, mientras que las cartas y opiniones certifican que cierta operación no contradice esa regulación, muy en especial, en lo que respecta a las llamadas sanciones secundarias. Por lo anterior, las empresas petroleras de Estados Unidos que se relacionan con PDVSA deben operar al amparo de licencias, mientras que las empresas que no son de Estados Unidos, como empresas europeas, suelen operar al amparo de una carta de conformidad o, según los casos, de una licencia, especialmente cuando una parte de las operaciones tiene puntos de conexión con la jurisdicción de Estados Unidos. Por ello, las licencias pueden ser necesarias si empresas que no son de Estados Unidos realizan transacciones bancarias que pasan por la jurisdicción de ese Estado.

Con lo cual, la Licencia General n° 8 autorizó a Chevron, y a algunas contratistas petroleras<sup>142</sup>, a mantener operaciones con PDVSA, pero de manera limitada. Así, esta Licencia, y sus renovaciones sucesivas hasta el 21 de abril de 2020<sup>143</sup>, autorizó las “*actividades ordinarias, incidentales y necesarias para mantener operaciones*” con PDVSA. De manera expresa, se estableció la prohibición de exportación o reexportación de diluyentes. Es decir, que, en la práctica, esta Licencia solo permitió mantener las operaciones que Chevron realizaba como socio B, pero sin poder ampliar o modificar esas operaciones<sup>144</sup>. Con lo cual, podría concluirse que Chevron podía seguir ejecutando los contratos que había suscrito, incluyendo aquellos para el financiamiento de la operación de las empresas mixtas.

Sin embargo, la Licencia General 8 sufrió una importante modificación a partir del 21 de abril de 2020<sup>145</sup>. Así, la nueva autorización no solo redujo el ámbito de operaciones que podía realizar Chevron, sino que, además, contenía una larga lista de prohibiciones. En suma, esta autorización solo permitía mantener operaciones mínimas para preservar sus activos, o en su caso, cesar operaciones. En especial, se prohibió a Chevron asumir operaciones petroleras de perforación, extracción o procesamiento, compra o venta, transporte o envío de cualquier petróleo o productos derivados del petróleo, o asumir el diseño, construcción, instalación, reparación o mejora de cualquier pozo u otras

---

<sup>142</sup> Halliburton, Schlumberger Limited, Baker Hughes y Weatherford International.

<sup>143</sup> Licencias Generales 8A, 8B, 8C, 8D y 8E.

<sup>144</sup> El 6 de junio de 2019 se renovó la licencia (ahora, licencia 8A), sin alterar las condiciones de la licencia 8. Lo propio sucedió el 26 de julio con la licencia 8B; el 5 de agosto con la licencia 8C; el 21 de octubre con la licencia 8D; y el 17 de enero de 2020 con la licencia 8E.

<sup>145</sup> Con la modificación contenida en la Licencia General 8F, dictada el 21 de enero de 2020, y renovada en las licencias 8G, 8H, 8I y 8J, de 27 de mayo de 2022.

instalaciones o infraestructura en Venezuela, o la compra o provisión de cualquier bien o servicio, excepto cuando sea requerido por seguridad. También se prohibieron pagos o préstamos a PDVSA, y en especial, se prohibió recibir petróleo como pago de deuda.

Además de las restricciones operativas, estas prohibiciones impidieron a Chevron mantener los acuerdos de financiamiento a las empresas mixtas, todo lo cual creó restricciones adicionales a la frágil capacidad de esas empresas operadoras. Por lo anterior, la nueva Licencia afectó la capacidad productiva de las empresas mixtas, incluyendo Petroboscán y Petropiar<sup>146</sup>. Así, en junio de 2022 se informó que la producción en Petroboscán estaba prácticamente paralizada<sup>147</sup>. La producción en Petropiar logró mantenerse con las restricciones derivadas de las sanciones, que llevaron a reducir los procedimientos de contratación<sup>148</sup>.

Cuando la última versión de esta Licencia fue renovada –27 de mayo de 2022– el criticismo hacia la política de sanciones petroleras –dentro y fuera de Venezuela– había aumentado. Estas críticas, en síntesis, sostenían que la política de “máxima presión” adoptada en 2019, y que había conducido a sancionar a PDVSA, había fallado pues no había logrado la transición. Según esta crítica, esta política no solo afectó las condiciones

---

<sup>146</sup> Véanse las declaraciones de Francisco Monaldi en “Crisis en Venezuela: “Chevron, la única gran petrolera estadounidense que sigue operando en el país”, *BBC*, 17 de septiembre de 2019, tomado de: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-49720431>

<sup>147</sup> *Banca y Negocios*, 7 de septiembre de 2022, tomado de: <https://www.bancaynegocios.com/produccion-de-crudo-de-Petroboscán-estaria-paralizada-desde-junio-de-2022/>

<sup>148</sup> “Chevron’s Venezuela oil joint ventures cut fieldwork”, *Reuters*, 31 de marzo de 2020, tomado de: <https://www.reuters.com/article/us-venezuela-oil-chevron/chevrons-venezuela-oil-joint-ventures-cut-fieldwork-idUSKBN2I2HU>

socioeconómicas de los venezolanos, sino que, además, impulsó el proceso de informalización de la industria petrolera, la comercialización de petróleo en el mercado negro y el incremento del rol de países como China, Rusia e Irán. La invasión de Rusia a Ucrania generó nuevos temores sobre los efectos secundarios adversos de las sanciones<sup>149</sup>.

Ahora bien, con la poca información disponible, podemos reconstruir los hechos que llevaron a dictar la Licencia General nº 41. Así, la administración Biden había llegado al convencimiento de que la política de sanciones a PDVSA no solo no promovía la democratización, sino que, además, generaba consecuencias adversas, incluso, en términos de seguridad energética. Para procurar una solución alternativa, representantes de la administración Biden viajaron a Caracas en marzo de 2022. Asimismo, la prensa informó que Chevron había sido autorizada –mediante licencia individual– para negociar un nuevo contrato petrolero con el régimen de Maduro, lo que colocaba en evidencia que las nuevas operaciones diferirían de aquellas cubiertas en los contratos de sociedad suscritos en el marco de las empresas mixtas<sup>150</sup>.

Fue en este contexto cuando Estados Unidos volvió a tolerar las operaciones de *swap* con Repsol y Eni como parte del pago de la deuda mediante la entrega de petróleo para su exportación a Europa.

---

<sup>149</sup> Palacios, Luisa y Monaldi, Francisco, *Venezuela Oil Sanctions: Not an Easy Fix*, Center for Global Energy Policy at Columbia University, marzo de 2022.

<sup>150</sup> José Ignacio Hernández G., “¿Y qué pasó con la licencia a Chevron?”, *cit.* Chevron habría recibido una licencia individual para poder negociar nuevos acuerdos que permitiesen ampliar sus operaciones en Venezuela.

La decisión adoptada fue justificar y condicionar una nueva licencia a Chevron, en el marco de las negociaciones que el régimen de Maduro mantenía con la Plataforma Unitaria en México, desde el 2021. Pero en realidad, esas negociaciones estaban suspendidas<sup>151</sup>. Fue así como las partes accedieron a reanudar las negociaciones, con el único propósito de crear una justificación para otorgar la licencia a Chevron.

Así, el sábado 26 de noviembre de 2022, cerca del mediodía, las partes reunidas en México estaban firmando el segundo acuerdo social, por el cual acordaban colaborar para crear un fondo humanitario con “activos bloqueados” de Venezuela. Este acuerdo, aclaramos, no contenía ninguna obligación específica, pues se limitaba a incluir proposiciones generales, sujetas además en su aplicación a un complejo proceso de gobernanza. Por el otro lado, en realidad, no existían “activos congelados” que ambas partes pudiesen disponer previo acuerdo, pues en realidad, los activos externos del Estado venezolano que no podían disponerse estaban sujetos a medidas judiciales o administrativas. Este acuerdo, como fue redactado, era inaplicable.

Por ello, en muchos sentidos, el segundo acuerdo social podría calificarse como una simulación, pues su primer objetivo no fue, en realidad, facilitar el financiamiento de la ayuda humanitaria, sino crear la excusa para poder emitir la nueva licencia a Chevron.

Ello fue posible pues tanto los delegados del Gobierno de Maduro como de la Plataforma Unitaria decidieron firmar un acuerdo sin intenciones firmes de hacerlo cumplir.

---

<sup>151</sup> Las negociaciones habían iniciado en agosto de 2021, y no se habían vuelto a retomar. Véase: “La administración de Biden suavizará las sanciones contra Venezuela”, *AA*, 7 de mayo de 2022, tomado de: <https://www.aa.com.tr/es/mundo/la-administraci%C3%B3n-de-biden-suavizar-%C3%A1-las-sanciones-contra-venezuela-/2590808>

Pero bastó el anuncio de la firma del acuerdo, para que OFAC publicara dos nuevas licencias generales: la Licencia General n° 8K aplicable a los contratistas del sector petrolero y la Licencia General n° 41, a favor de Chevron<sup>152</sup>. Por ello, y al menos formalmente, esta licencia no respondió a ninguna de las críticas en contra de la política de sanciones, sino que fue la “recompensa” otorgada por la concesión que hizo Maduro al firmar el segundo acuerdo social.

Las implicaciones prácticas de esta amplia concesión justificada en un acuerdo que no era operativo son incluso mayores, si consideramos que no se trató, simplemente, de una autorización que restableció las operaciones de Chevron a lo que había sido inicialmente autorizado con la Licencia General n° 8, sino que, en realidad, eliminó todas las prohibiciones derivadas de las sanciones en relación con Chevron, autorizándola a realizar operaciones que exceden, con creces, su rol como socio minoritario de empresas mixtas.

Esto explica por qué la Licencia General n° 41 es tan difícil de interpretar. En realidad, y en nuestra opinión, esta autorización se redactó tomando en cuenta el modelo de contrato petrolero que negoció Chevron con PDVSA, y que como veremos, sigue al llamado contrato de servicio petrolero, al amparo de la Ley Anti-Bloqueo. De esa manera, esta Licencia autorizó a Chevron a producir y exportar petróleo, a pesar de que esa empresa, de acuerdo con sus derechos contractuales, no puede realizar las actividades primarias, al ser éstas privativas del Estado, a través de las empresas mixtas. Por ello, precisamente, la Licencia General n° 41 fue redactada para autorizar a Chevron a realizar actividades no en su condición de socio minoritario, sino en su condición de contratista-operador bajo el CPP.

---

<sup>152</sup> José Ignacio Hernández G., “La nueva licencia a Chevron: poco transparente y “posiblemente” inconstitucional”, *La Gran Aldea*, 28 de noviembre de 2022, tomado de: <https://lagranaldea.com/2022/11/28/la-nueva-licencia-a-chevron-poco-transparente-y-posiblemente-inconstitucional/>

De esa manera, y siguiendo los términos de la Licencia, puede deducirse el contenido básico del modelo contractual que fue considerado por la OFAC para redactar esa autorización. Así, el literal (a) de la Licencia autoriza ciertas actividades realizadas entre PDVSA, por un lado, y Chevron o sus empresas mixtas, por el otro. Nótese cómo las empresas mixtas se identifican como “*empresas mixtas de Chevron*”, lo que es impreciso pues, en realidad, las empresas mixtas son filiales de PDVSA.

Las actividades autorizadas por este literal son cuatro, a saber, (i) producción y extracción de petróleo o productos derivados del petróleo producidos por “las empresas mixtas” de Chevron, y cualquier mantenimiento, reparación o servicio relacionado con esas empresas; (ii) la venta, exportación o importación a *los Estados Unidos* de petróleo o productos derivados del petróleo producidos por “las empresas mixtas de Chevron”, siempre que este petróleo y los productos derivados “se vendan primero a Chevron”; (iii) garantizar la protección o seguridad del personal o la integridad de las operaciones o activos y (iv) comprar e importar a Venezuela bienes o insumos relacionados con las actividades descritas anteriormente.

Este literal es confuso, y en realidad, resulta incomprensible en los términos en los cuales fue redactado. Como vimos, y en principio, los sujetos autorizados son dos, a saber, Chevron –en su condición de socio minoritario– y las empresas mixtas. Pero lo cierto es que las empresas mixtas, en tanto sociedades domiciliadas en Venezuela, no entran dentro del ámbito de la regulación de sanciones por lo que respecta a sus operaciones en ese país. En otros términos: las empresas mixtas no necesitan la autorización de la OFAC para producir petróleo. Con lo cual, el efecto práctico de la autorización solo se cumple si Chevron es quien, materialmente, produce petróleo.

Lo propio sucede con la comercialización. La empresa mixta no puede vender petróleo en Estados Unidos, no solo por efecto de las sanciones, sino por cuanto sus administradores no representan legalmente a esa filial de PDVSA en ese país. De otro

lado, mal podría una licencia impedir a la empresa mixta exportar crudo a otros destinos distintos a Estados Unidos. Una vez más, el efecto práctico de esta autorización requiere que sea Chevron quien exporte el petróleo a Estados Unidos. Esta conclusión es corroborada por el derecho preferente de Chevron a adquirir ese petróleo. Esta disposición crea un monopolio legal en la exportación del petróleo venezolano.

De esa manera, las actividades autorizadas en el literal (a) solo pueden realizarse si, en los hechos, Chevron produce y exporta petróleo a través de las empresas mixtas en las cuales es socio minoritario. Pero como hemos explicado, la producción y comercialización son actividades exclusivas de la empresa mixta, que no pueden ser cedidas al socio minoritario. Con lo cual, en los términos en que está redactada, la Licencia General n° 41 es inejecutable en Venezuela.

La única manera de solucionar esa incompatibilidad es a través de contratos por los cuales las empresas mixtas cedan a Chevron la realización de actividades primarias y de comercialización. Como estos contratos no están expresamente previstos en la legislación petrolera, cabe deducir que esta prohibición fue sorteada mediante la aplicación de la Ley Anti-Bloqueo.

La única noticia que existe es que, a fines de noviembre de 2022, se anunció la firma de “contratos” entre Chevron y PDVSA, representada por el entonces ministro El-Aissami. No se informó qué contratos fueron suscritos, limitándose a comentar sobre “*contratos para impulsar el desarrollo de las empresas mixtas y la producción petrolera (...) en los términos establecidos en la Constitución y demás leyes venezolanas*”<sup>153</sup>. En condiciones ordinarias, Chevron no requería firmar contratos, pues sus

---

<sup>153</sup> “Venezuela anuncia la firma de contratos con Chevron tras alivio de sancione”, EFE, 29 de noviembre de 2022, tomado de: <https://efe.com/economia/2022-11-29/venezuela-anuncia-la-firma-de-contratos-con-chevron-tras-alivio-de-sanciones/ban>

operaciones con PDVSA están ya regidas por los contratos de las empresas mixtas. Es por ende razonable concluir que los contratos que fueron firmados son, precisamente, los que permitían a Chevron producir y exportar petróleo basados en la Ley Anti-Bloqueo, siguiendo el modelo de los contratos de servicios petroleros implementados desde el 2018, incluyendo al ASC y ASP, y que luego evolucionaría hacia el modelo del CPP.

La confidencialidad con la cual estos contratos fueron firmados y ejecutados impide avanzar en un análisis jurídico detenido de su contenido, sin perjuicio de lo explicado en la sección siguiente. Pero en todo caso, reiteramos que el socio minoritario no puede asumir, directa o indirectamente, la operación de las actividades propias de la empresa mixta. Pero esta prohibición fue, de una u otra manera, obviada, al punto que el socio minoritario pasó a actuar como contratista-operador.

La Licencia tenía una vigencia de seis meses, pero se renovaba automáticamente el primer día de cada mes. Interpretamos esta regla en el sentido que, en el primer día de cada mes, la Licencia era renovada por seis meses, de forma tal que, si la OFAC decidía no renovarla, Chevron tendría al menos seis meses para cesar o ajustar sus operaciones.

En todo caso, desde el inicio de la segunda administración de Donald J. Trump, la política de flexibilización comenzó a cambiar, sobre la base de dos premisas: *(i)* Estados Unidos no necesitaba importar crudo venezolano y *(ii)* la Licencia General nº 41, y las demás licencias individuales, beneficiaban económicamente al régimen de Maduro. Tras diversos anuncios contradictorios, finalmente, la OFAC dictó la Licencia General nº 41A, que estableció un período de cese de operaciones (*wind down*) hasta el 3 de abril de 2025. Posteriormente, la Licencia General nº 41B extendió este período hasta el 27 de mayo. Ese día, la Licencia expiró y, con ello, cesó la autorización que permitió a Chevron actuar como contratista-operador.

Sin embargo, la política volvió a cambiar, cuando el 30 de julio de 2025 se anunció que la OFAC había emitido una licencia específica o individual, para autorizar a Chevron a retomar su rol de contratista-operador. La poca información disponible permite concluir que a diferencia de la Licencia General nº 41, las operaciones amparadas en esta licencia específica no pueden derivar en pagos en efectivo al régimen de Maduro, con lo cual se pretendería dar respuesta a una de las críticas a la política de flexibilización. En el capítulo séptimo volveremos sobre este punto, al analizar el régimen financiero del CPP<sup>154</sup>.

2. *La Licencia General nº 44, el modelo Chevron y los contratos de participación productiva amparados en licencias individuales. Comparación con los contratos de servicios petroleros suscritos en 2018. La desaplicación del marco constitucional de los contratos de interés público nacional*

La flexibilización de la política de sanciones siguió avanzando en el marco de las negociaciones en México entre el régimen de Nicolás Maduro y la Plataforma Unitaria. La celebración del acuerdo de garantías electorales para las elecciones presidenciales fue la causa que llevó a la OFAC a dictar la Licencia General nº 44, que, en términos prácticos, suspendió por seis meses las prohibiciones a PDVSA derivadas de la regulación de sanciones. Esto es, que hasta el 18 de abril de 2024 PDVSA podía realizar cualquier operación prohibida por la regulación de las sanciones.

Nótese que mientras la Licencia General nº 41 se emitió a favor de Chevron, con efecto indirecto en las empresas mixtas en las cuales ésta participa como socio B, la Licencia General nº

---

<sup>154</sup> Véase lo que explicamos en “Chevron “regresó” a Venezuela. ¿Y ahora qué?”, La Gran Aldea, 31 de julio de 2025, tomado de: <https://lagranaldea.com/2025/07/31/chevron-regreso-a-venezuela-y-ahora-que/>

44 autorizó directamente a PDVSA y a cualquier empresa en la cual ésta tenga el cincuenta por ciento (50%), como mínimo, del capital. Con lo cual, la Licencia General n° 44 fue mucho más amplia en sus efectos prácticos, al punto de suspender todas las prohibiciones en contra de PDVSA derivadas de la regulación de sanciones. Sin embargo, los administradores de PDVSA y sus filiales designados por Maduro no podían usar plenamente esta Licencia, pues no representaban a esas empresas en Estados Unidos, como resultado de la política de reconocimiento.

A pesar de que la interpretación generalizada fue que las sanciones habían sido levantadas, en realidad, no era el caso. Si bien la autorización era bastante amplia, ella solo tenía una duración de seis meses, y, además, la nueva Licencia no se renovaba automáticamente. Por el contrario, la renovación estaba condicionada al cumplimiento del acuerdo de garantías electorales. Es por ello que OFAC permitió a las empresas petroleras internacionales decidir entre mantenerse dentro de su regulación especial (la Licencia General n° 41 para Chevron) u operar al amparo de la nueva licencia. Además, la Licencia General n° 44 no podía ser aplicada plenamente, pues PDVSA –bajo el control de Maduro– no podía ejercer la representación legal en Estados Unidos, al mantenerse el reconocimiento de *iure* de la junta administradora ad-hoc.

En cualquier caso, la violación sistemática al acuerdo de garantías electorales en el marco de la elección presidencial llevó a la OFAC a decidir no renovar la autorización. Así, el 17 de abril de 2024 se dictó la Licencia General n° 44A, que limitó la autorización solo a lo necesario para el cese de operaciones, hasta el 31 de mayo de 2024. Esta decisión demostró que las opiniones iniciales sobre el levantamiento de las sanciones no eran acertadas.

La extinción de la Licencia General n° 44 produjo varias consecuencias de cara al sector petrolero venezolano. Así, empresas privadas sujetas a las prohibiciones derivadas de la

regulación de las sanciones, pudieron negociar y firmar contratos con PDVSA hasta el 17 de abril, cuando la Licencia fue revocada por la Licencia n° 44A. De allí, precisamente, la premura en celebrar contratos hasta esa fecha. En todo caso, luego del 17 de abril, ya no fue posible celebrar contratos nuevos con PDVSA. Además, podría concluirse que la ejecución de todo contrato suscrito al amparo de la Licencia General n° 44, quedó prohibida luego de que esa Licencia expiró.

Sin embargo, la Licencia General n° 44 dejó su impronta en la generalización de un nuevo modelo de contrato petrolero, esto es, el modelo del CPP. En este modelo, socios minoritarios de empresas mixtas, pero eventualmente, otros operadores económicos, celebran contratos mediante los cuales asumen el ejercicio de actividades primarias y de comercialización, lo que además permite pagar la deuda que mantienen con la empresa mixta, de ser el caso<sup>155</sup>.

Estos nuevos contratos, en especial, se enmarcaron en licencias individuales, lo que demuestra que la extinción de la Licencia General n° 44 dio paso a una política en la que se evalúa, caso por caso, las autorizaciones que permitirían reproducir el llamado “modelo Chevron”. Con base en la limitada información pública disponible, podemos identificar las empresas que han solicitado y, según los casos, obtenido licencias individuales para conducir actividades primarias bajo licencias individuales.

Así, el 6 de mayo, Maurel & Prom anunció que la OFAC otorgó una licencia individual “sobre su participación consolidada del 40% en la empresa mixta Petroregional del Lago

---

<sup>155</sup> El modelo Chevron, en general, alude al mayor rol de la inversión privada en actividades a cargo del Estado. Véase: “Fedecámaras pide implementar «modelo Chevron» para recuperar los servicios básicos”, *Efecto Cocuyo*, 3 de septiembre de 2023, tomado de: <https://efectococuyo.com/economia/fedecamaras-pide-implementar-modelo-chevron-para-recuperar-los-servicios-basicos/>

(“PRDL”), que opera el campo Urdaneta Oeste en el Lago de Maracaibo en Venezuela”<sup>156</sup>. Esta empresa mixta fue creada en 2006, con lo cual su régimen jurídico es el propio de las empresas mixtas que surgieron del proceso de migración, incluyendo Petroboscán. La participación de la CVP es del sesenta por ciento (60%)<sup>157</sup>.

Posteriormente, el 23 de mayo, los medios de comunicación informaron que Repsol obtuvo una licencia individual para continuar y expandir sus operaciones de petróleo y gas en Venezuela<sup>158</sup>. Las operaciones de Repsol en Venezuela abarcan proyectos de gas, como el Proyecto Perla y Quiriquire Gas, así como dos empresas mixtas, Petrocarabobo y Petroquiriquire<sup>159</sup>. Petrocarabobo fue creada en 2010, con el control de la CVP del sesenta por ciento (60%), para producir petróleo en la Faja<sup>160</sup>.

---

<sup>156</sup> “M&P receives a specific license from the OFAC in relation to its operations in Venezuela”, 6 de mayo de 2024, tomado de: <https://www.maureletprom.fr/en/article/m-p-receives-a-specific-license-from-the-ofac-in-relation-to-its-operations-in-venezuela>. La licencia expira el 31 de mayo de 2026.

<sup>157</sup> Véase el acuerdo en la citada Gaceta Oficial n° 38.340. En 2018 Maurel & Prom adquirió las acciones de Shell. El decreto n° 4.590 (Gaceta Oficial n° 38.464, de 22 de junio de 2006), autorizó la creación de la empresa mixta, cuya acta constitutiva y estatutos sociales está publicada en la Gaceta Oficial n° 38.502 de 17 de agosto de 2006.

<sup>158</sup> Marianna Párraga “Spain’s Repsol receives US license for Venezuela oil, gas projects-sources”, *Reuters*, 23 de mayo de 2024, tomado de: <https://www.reuters.com/business/energy/spains-repsol-receives-us-license-venezuela-oil-gas-projects-sources-2024-05-23/>

<sup>159</sup> Véase: <https://www.repsol.com/es/conocenos/repsol-en-el-mundo/america/venezuela/index.cshtml>

<sup>160</sup> Véase el Acuerdo de la Asamblea Nacional en la Gaceta Oficial n° 39.404 de 15 de abril de 2010. El Acuerdo sigue el modelo de la empresa mixta Petroindependencia. Por consiguiente, los derechos petroleros se atribuyen con exclusividad a la empresa mixta, prohibiéndose contratos que cedan el ejercicio de esos derechos, desnaturalizando con

Por su parte, Petroquirquire opera en los estados Zulia y Trujillo, con una participación similar de la CVP. Esta empresa fue creada en 2006, en el marco del proceso de migración, con lo cual comparte el mismo régimen jurídico que Petroboscán<sup>161</sup>.

Fue en relación con la empresa mixta Petroquirquire, que Repsol y PDVSA suscribieron un contrato para ampliar la operación de la empresa mixta<sup>162</sup>. Para ello, la quinta legislatura de la Asamblea Nacional aprobó la extensión del área geográfica mediante acuerdo.

Un aspecto importante es que este acuerdo se basa en las normas constitucionales sobre contratos de interés público nacional y en la LOH, sin invocar la Ley Anti-Bloqueo<sup>163</sup>.

Un caso especial es la creación de la empresa mixta Petrolera Roraima en 2024, basada, también, en las normas constitucionales sobre contratos de interés público y la LOH<sup>164</sup>. Aquí queda

---

ello su objeto. El decreto n° 7.400 (Gaceta Oficial n° 39.419, de 7 de marzo de 2010) autorizó la creación de la empresa mixta, de acuerdo con el acta y estatutos publicados en la Gaceta Oficial n° 39.463, de 12 de julio de 2010.

<sup>161</sup> Véase el acuerdo en la ya citada Gaceta Oficial n° 38.430. Los convenios de servicios de operación fueron convertidos al modelo de empresa mixta. El decreto n° 4.589 que autoriza la creación de esta sociedad fue originalmente publicado en la Gaceta Oficial n° 38.464, de 22 de junio de 2006.

<sup>162</sup> Véase: “Pdvsa y Repsol firmaron acuerdo para la extensión geográfica de Petroquirquire”, *Finanzas Digital*, 18 de abril de 2024, tomado de: <https://finanzasdigital.com/pdvsa-y-repsol-firmaron-acuerdo-para-la-extension-geografica-de-petroquirquire/>

<sup>163</sup> Gaceta Oficial N° 6.800, de 16 de abril de 2024.

<sup>164</sup> Véase el Acuerdo en la Gaceta Oficial N° 6.800. La CVP es propietaria del 51% de las acciones, y A&B Oil and Gas, C.A., es propietaria del capital restante. El decreto que autoriza la creación de la empresa mixta tampoco alude a la Ley Anti-Bloqueo (decreto N° 4.939, publicado en la Gaceta Oficial N° 6.801, de 17 de abril de 2024).

en evidencia, incluso más patentemente, que junto al régimen jurídico formal (la Constitución y la LOH) hay un régimen paralelo e informal, derivado de la Ley Anti-Bloqueo. La creación de esta empresa mixta coincidió con el fin del lapso original de la Licencia General n° 44, lo que dio lugar a la firma de varios convenios basados en la Ley Anti-Bloqueo<sup>165</sup>. En todo caso, no hay registro de ninguna licencia individual al socio minoritario de esa empresa.

Finalmente, el 24 de abril de 2024 LNG Energy Group anunció que el 17 de abril –bajo la Licencia General n° 44– una de sus filiales firmó un contrato de participación productiva de hidrocarburos con PDVSA Petróleos, S.A.<sup>166</sup>. No hay información sobre el otorgamiento de licencias individuales para mantener operaciones más allá del 31 de mayo, cuando expiró la Licencia General n° 44. La nota de prensa de LNG es uno de los pocos documentos públicos que aportan información sobre el tipo de contratos que celebra PDVSA. Un aspecto para resaltar es que este contrato no está relacionado con una empresa mixta, lo que demuestra que el modelo Chevron puede replicarse para operaciones a cargo de PDVSA.

Además, el 23 de mayo, los medios de comunicación informaron que Global Oil Terminal obtuvo una licencia de dos años para exportar asfalto<sup>167</sup>.

---

<sup>165</sup> “Venezuela recibirá a 20 nuevos inversionistas extranjeros para explotar gas y petróleo”, *Periódico de la Energía*, 19 de abril de 2024, tomado de <https://elperiodicodelaenergia.com/venezuela-recibira-20-nuevos-inversionistas-extranjeros-explotar-gas-petroleo/>

<sup>166</sup> Véase: [https://cdn.prod.website-files.com/65e1ae661d87247913463b07/662b7a5a9274c40d4e550ff9\\_LNG%20-%2020240422%20-%20NR%20-%20Venezuela%20Blocks.pdf](https://cdn.prod.website-files.com/65e1ae661d87247913463b07/662b7a5a9274c40d4e550ff9_LNG%20-%2020240422%20-%20NR%20-%20Venezuela%20Blocks.pdf)

<sup>167</sup> “Oil Tycoon Gets License to Continue Buying Asphalt from Venezuela”, *Bloomberg*, 27 de mayo de 2024: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-05-27/oil-tycoon-gets-license-to-continue-buying-asphalt-from-venezuela>

Asimismo, Reliance Industries obtuvo la aprobación para retomar las exportaciones de crudo venezolano<sup>168</sup>.

En el sector gasífero, como informaron los medios de comunicación el 29 de mayo, BP y la Compañía Nacional de Gas de Trinidad y Tobago (NGC) obtuvieron una licencia del proyecto de gas Cocuina-Manakin<sup>169</sup>. Otro caso para resaltar es Shell y NGC, quienes en enero de 2023 obtuvieron una licencia para negociar y desarrollar el proyecto de gas Dragon. La licencia fue modificada en octubre de 2023, extendiendo su vigencia hasta octubre de 2025.

Sin embargo, en abril de 2024, se informó de que Shell había solicitado una licencia más amplia, pero no hay informes sobre la emisión de esa nueva licencia<sup>170</sup>.

Es importante aclarar que las licencias otorgadas por la OFAC en el ámbito del gas no asociado, no se enfrentaron a ninguna barrera regulatoria en Venezuela, pues la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos permite a inversionistas privados ejercer

---

<sup>168</sup> “India's Reliance gets US nod to import oil from Venezuela, source says”, Reuters, 27 de julio de 2024, tomado de: [indias-reliance-gets-us-approval-import-oil-venezuela-source-say-2024-07-24/](https://www.reuters.com/markets/commodities/indias-reliance-crude-for-naphtha-swap-deal-with-venezuela-sources-say-2024-07-24/). Como parte de este acuerdo, Reliance habría también implementado un contrato de swap de petróleo por nafta. *Vid:* “Exclusive: India's Reliance in crude-for-naphtha swap deal with Venezuela, sources say”, Reuters, 8 de agosto de 2024, tomado de: <https://www.reuters.com/markets/commodities/indias-reliance-crude-for-naphtha-swap-deal-with-venezuela-sources-say-2024-08-08/>. Jurídicamente, podría tratarse de una carta de conformidad.

<sup>169</sup> “OFAC otorgó licencia a Gobierno de Trinidad y BP para negociar con PDVSA explotación de gas en plataforma Deltana”, *Petroguía*, 29 de mayo de 2024, tomado de: <http://www.petroguia.com/pet/noticias/gas/ofac-otorgó-licencia-gobierno-de-trinidad-y-bp-para-negociar-con-pdvsa-explotación-de>

<sup>170</sup> “Shell seeks longer US license before sanctioning Venezuela gas project”, Reuters, 3 de abril de 2024, tomado de: <https://www.reuters.com/business/energy/shell-seeks-longer-us-license-before-sanctioning-venezuela-gas-project-2024-04-03/>

directamente la exploración y producción. La barrera existe en el ámbito de la LOH, pese a lo cual, la Licencia General n° 44, y luego de su expiración, las licencias individuales, han autorizado a inversionistas privados a celebrar contratos con PDVSA para llevar a cabo operaciones prohibidas por las regulaciones de las sanciones, a pesar de que la inversión privada no puede realizar a cabo las actividades primarias de exploración y producción, y tampoco puede comercializar crudo, natural o mejorado.

Como hemos explicado, las licencias individuales emitidas luego de la expiración de la Licencia General n° 44 fueron revocadas por la OFAC, como parte del cambio de la política de sanciones que llevó, también, a revocar la Licencia General n° 41, a fines de mayo de 2025. Asimismo, la Licencia General n° 80 expiró el 8 de mayo de 2025, con lo cual, también cesó la autorización que permitió a contratistas (Halliburton, Schlumberger Limited, Baker Hughes y Weatherford International) operar en el sector petrolero venezolano.

A pesar de que el modelo del CPP surgió en el marco de las licencias generales e individuales otorgadas por la OFAC, este modelo se consolidó más allá de los vaivenes de la política de sanciones económicas, al punto de transformarse en la principal herramienta de política de PDVSA para la producción y comercialización de petróleo. Así, para mantener las actividades de producción y exportación, PDVSA ha promovido la celebración de nuevos CPPs, con operadores no sujetos a la regulación de las sanciones económicas o, en todo caso, operadores dispuestos a asumir el riesgo<sup>171</sup>.

---

<sup>171</sup> Bloomberg News, “Venezuela Partners With Smaller Oil Firms as Chevron Scales Back”, 5 de junio de 2025, tomado de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-06-05/venezuela-partners-with-smaller-oil-firms-as-chevron-scales-back?embedded-checkout=true>

La licencia individual otorgada a Chevron en julio de 2025 contribuirá a apalancar el modelo del CPP, pues esta empresa retomará su rol de contratista-operador, en similares condiciones a las derivadas de los contratos suscritos en 2022, salvo en lo que respecta al pago del *government take*, como se aclara en el capítulo siguiente.

De esa manera, PDVSA consolidó el modelo del CPP para canalizar la inversión privada en actividades primarias y, también, de comercialización. No existe información oficial sobre este contrato debido al manto de confidencialidad impuesto por la Ley Anti-Bloqueo. Algunas notas de prensa, en especial, difundidas por la firma de abogados que asesora a PDVSA, permiten comprender el alcance de este modelo<sup>172</sup>. Con la poca información disponible, podemos concluir que el modelo del CPP responde a la evolución del contrato de servicio petrolero que comenzó a implementarse en 2018.

En tal sentido, el contenido básico del modelo del CPP puede resumirse de la siguiente manera<sup>173</sup>:

- PDVSA (a través de la empresa mixta, e incluso, PDVSA Petróleo, S.A.) cede -probablemente en arrendamiento- los bienes anejos a las actividades de producción al inversionista privado (que en el ámbito de las

---

<sup>172</sup> Véase, por ejemplo: <https://www.dentons.com/en/about-dentons/news-events-and-awards/news/2023/november/pdvsa-and-maurel-prom-sign-deal-for-oil-and-gas-development-in-venezuela>

<sup>173</sup> Seguimos a las instituciones de Derecho Civil de la teoría de las obligaciones. *Vid:* Domínguez, María Candelaria, *Curso de Derecho Civil III. Obligaciones*, Editorial Revista Venezolana de Legislación y Jurisprudencia, Caracas, 2017, pp. 85 y ss. Sobre los nuevos modelos contractuales de PDVSA al amparo de la Ley Anti-Bloqueo, y con un carácter descriptivo, *vid.* Tovar, Cristina y Andrade, Juan Carlos, “Industria petrolera y desarrollo sostenible en Venezuela: retos y estrategias para el futuro”, en Balza, Roland (ed.), *Sobre las sanciones en Venezuela*, AB Ediciones, Caracas, 2024, pp. 29 y ss.

empresas mixtas es el socio minoritario). Con lo cual, éste asume el derecho de usar estos bienes para la realización de actividades de exploración, producción y comercialización (y eventualmente, de mejoración).

- PDVSA encomienda al inversionista privado la realización de las operaciones necesarias para ejercer los derechos petroleros que la República le ha asignado. De esa forma, el contratista, por cuenta de PDVSA, lleva a cabo todas las operaciones necesarias para el ejercicio de esos derechos. Según los casos, también el contratista asume la operación de los mejoradores, para producir el llamado crudo mejorado.
- El inversionista privado, al asumir el uso de los activos y el ejercicio de los derechos petroleros, también asume la obligación de cubrir los gastos operativos u OPEX, y eventualmente, los gastos de inversión (gastos de capital, o CAPEX).
- PDVSA también transfiere al inversionista privado el derecho a vender el petróleo producido, especialmente, a compradores fuera de Venezuela, esto es, operaciones de exportación. Muy posiblemente el contratista ya ha seleccionado al comprador (*offtaker*) con quien ha celebrado un contrato de suministro, además, para apoyar financieramente toda la operación. Otra modalidad es que PDVSA venda en Venezuela el petróleo que en su nombre el contratista ha producido, para que éste re-venda –exporte– el petróleo.
- El inversionista privado asume la carga económica asociada al pago del *government take*, aun cuando las empresas operadoras son los contribuyentes o pagadores *de iure*, como explicamos en el capítulo siguiente.

- Además, el inversionista privado puede comprometerse a ceder un porcentaje de la producción a PDVSA, como contraprestación, o en su caso, de acuerdo con la participación accionarial de la empresa mixta.
- Asimismo, el inversionista puede destinar una porción del crudo producido para realizar pagos a PDVSA mediante productos derivados de petróleo, esto es, un trueque o *swap*.
- Si el inversionista es deudor de PDVSA –por ejemplo, como resultado del financiamiento a la operación de la empresa mixta por el socio minoritario–, podrán establecerse cláusulas de compensación de la deuda con el petróleo producido. Luego, un porcentaje del petróleo retenido por el contratista podría imputarse al pago de deuda.
- La remuneración del inversionista privado –si la hubiere– es la diferencia entre el crudo producido y las erogaciones que realiza, por concepto de *government take*, gastos, repago de la deuda y swap de productos derivados.
- No es de extrañar que los CPPs incluyan una cláusula arbitral, para elevar la protección del contratista privado, más allá de la posible aplicación de Tratados Bilaterales de Inversión (TBIs).

El modelo CPP, para el caso de las empresas mixtas, puede resumirse en el siguiente cuadro:

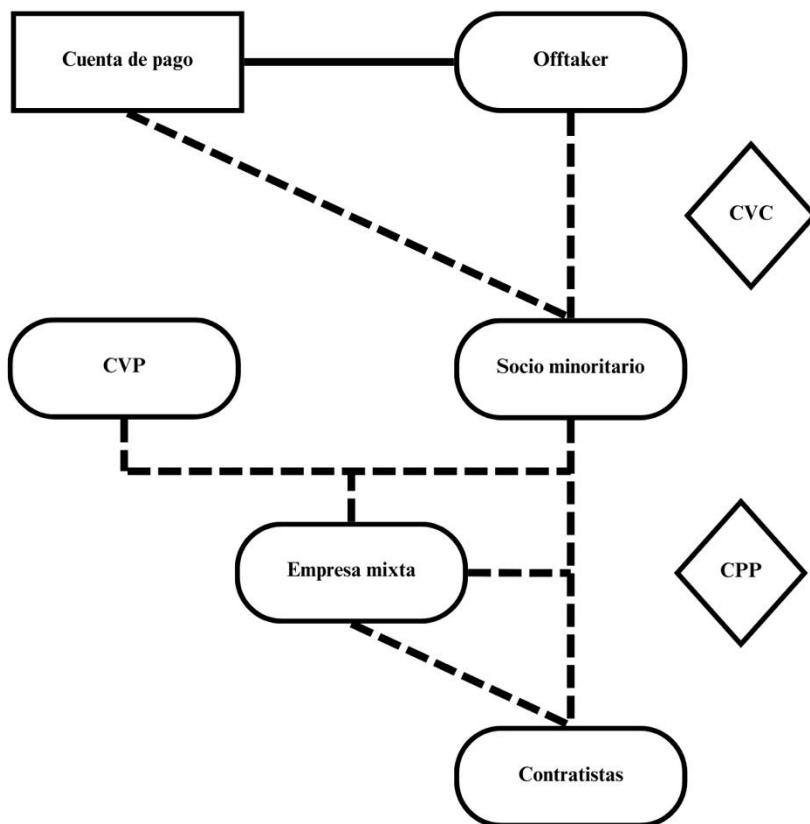


Figura n° 2. El modelo CPP

Este modelo se basa en varias relaciones contractuales, representadas en las líneas punteadas. Así, el centro del modelo es el CPP, o en general, el contrato que encomienda al socio minoritario la operación de la empresa mixta. Este modelo, como explicamos, es replicable para inversionistas que no son socios minoritarios, respecto de operaciones a cargo de PDVSA Petróleo, S.A.

El CPP permite al socio minoritario asumir, también, la procura con los contratistas, incluyendo su pago, como parte de los gastos operativos. A su vez, el socio minoritario negocia el contrato de venta de crudo (CVC) con el *offtaker*. En el ámbito de la Licencia General n° 41, el *offtaker* debía ser una empresa domiciliada en Estados Unidos y, además, Chevron tenía el derecho de preferencia a adquirir petróleo. En este ámbito, por ello, Chevron –por medio de filiales distintas– podía actuar como vendedor y comprador. Tal condición podría estar presente en la licencia individual otorgada a fines de julio de 2025 a Chevron.

El pago por la venta de crudo se deposita en una cuenta bancaria especial. De acuerdo con el modelo de CPP desarrollado luego de las licencias generales e individuales dictadas entre 2022 y 2024, esta cuenta es controlada por el socio minoritario, y a través de ella se distribuye el ingreso petrolero. La licencia individual emitida en julio de 2025 pudo haber modificado este esquema, como veremos en el capítulo siguiente.

El CPP excede notablemente del contrato de sociedad de la empresa mixta, y también, del contrato de servicio previsto en la Ley de Contrataciones Públicas. De esa manera, y siguiendo el Derecho comparado sobre contratos petroleros<sup>174</sup>, entendemos que el CPP participa de tres modalidades contractuales. Por un lado, tiene notas del contrato de licencia o de concesión, en tanto la operación –incluyendo su riesgo– se traslada al inversionista privado. En especial, el CPP se asemeja al contrato de producción compartida, pues la inversión privada asume la realización de actividades primarias, pero compartiendo con PDVSA parte de los hidrocarburos producidos, que son recibidos como pago en especie. Aquí, la remuneración del contratista no depende de

---

<sup>174</sup> Sobre estos modelos, entre otros, *vid.*: Roberts, Peter, *Petroleum Contracts*, Oxford University Press, Oxford, 2016, pp. 47 y ss., y Naseem, Mohammad, *International Energy Law*, Wolters Kluwer, Ámsterdam, 2017, pp. 48 y ss.

un pago fijo, sino en realidad, del resultado de la operación. Finalmente, el CPP puede incluir elementos del contrato de operación compartida, si PDVSA o la empresa mixta participa conjuntamente con el inversionista en la operación, pero en el entendido que la ejecución de todas las tareas a anejas a esa operación es asumida por el inversionista privado y, en concreto, el socio B.

Otro tema para considerar es que los contratos amparados en el modelo CPP pueden estar en colisión con el marco constitucional de los contratos de interés público nacional, en concreto, los artículos 150 y 187.9 de la Constitución. Los contratos de interés público nacional son aquellos suscritos por órganos y entes del Poder Ejecutivo Nacional que inciden, estrechamente, en asuntos de soberanía nacional. Cuando estos contratos se firman con sujetos no domiciliados en Venezuela, ellos deben ser previamente autorizados por la Asamblea Nacional, lo que además fortalece su sujeción al principio de transparencia. En el Derecho constitucional de Venezuela, no hay duda sobre la aplicación de este marco a PDVSA y sus empresas filiales, como por lo demás lo demuestra la tradición parlamentaria en la cual, la celebración del contrato de sociedad de las empresas mixtas es controlada por la Asamblea con fundamento en el artículo 150 constitucional. Esto es, que los contratos firmados por CVP para la operación de actividades primarias son contratos de interés público nacional<sup>175</sup>.

Los CPPs y sus contratos conexos han sido excluidos de todo este marco, debido a que ellos se enmarcan en la Ley Anti-Bloqueo. De esa manera, si el contrato de sociedad para realizar actividades primarias es un contrato de interés público nacional,

---

<sup>175</sup> Sobre los contratos de interés público nacional, *vid.*: Brewer-Carías, Allan R., *Sobre las nociones de contratos administrativos, contratos de interés público, servicio público, interés público y orden público, y su manipulación legislativa*, *cit.*, pp. 200 y ss.

también los CPPs y otros contratos similares, son contratos de interés público nacional. Tal es el caso, en concreto, del contrato por el cual se habría trasladado la gestión de instalaciones de refinación a una empresa estatal de Irán<sup>176</sup>.

De igual manera, y en el estado actual del Derecho administrativo, el CPP es un contrato administrativo, lo que implica que más allá de su contenido, el ente público contratante (CVP) podrá ejercer las llamadas cláusulas exorbitantes, para dirigir y controlar la ejecución del contrato. Estos poderes están reforzados en el marco de la Ley Anti-Bloqueo, que permite al Ejecutivo no solo controlar la ejecución del CPP sino en general, disponer sobre su contenido.

En todo caso, debe aclararse que el CPP no puede trasladar la titularidad de derechos petroleros, sino solo su ejercicio, de forma tal que el inversionista privado, en su condición de contratista-operador, actúa por cuenta de PDVSA. Sin embargo, no actúa en nombre de PDVSA, esto es, que el contratista-operador no representa legalmente a PDVSA y sus empresas filiales. Por el contrario, y bajo los principios que rigen a los contratos públicos, existe una clara separación jurídica entre el contratista-operador y PDVSA, en especial, por lo que respecta a la responsabilidad contractual. Esto es relevante pues los incumplimientos contractuales imputables a la empresa mixta no son trasladables al contratista-operador, y viceversa. Aquí rige el principio de relatividad de los contratos: el CPP solo surte efectos jurídicos entre las partes. Asimismo, este contrato no crea una relación de dependencia entre la empresa mixta y el contratista, en tanto ésta sigue siendo parte del grupo de empresas dirigido por PDVSA.

---

<sup>176</sup> Pellegrino, Cosimina y Louza, Laura, “PDVSA firmó contrato de interés público nacional, sin siquiera el aval de la Asamblea Nacional”, en *Revista de Derecho Público* N° 171-172, Caracas, 2022, pp. 109 y ss.

Como recapitulación, podemos resumir las razones por las cuales el modelo del CPP es incompatible no solo con la LOH, sino en especial, con la regulación de las empresas mixtas derivadas del proceso de migración.

Así, y, en *primer lugar*, la inversión privada, incluyendo al socio minoritario, no puede asumir totalmente las actividades de producción, pues esas actividades solo pueden ser realizadas directamente por las empresas mixtas. De conformidad con la Constitución y la LOH, los acuerdos que autorizan la creación de las empresas mixtas limitan su capacidad contractual, y expresamente, prohíben a las empresas mixtas ceder indirectamente el control sobre actividades que solo ellas pueden realizar, incluyendo la producción. Por ello, si el CPP traslada a la inversión privada, de manera directa o indirecta, el ejercicio de todas las tareas relativas a la producción, estaríamos ante un contrato cuyo objeto sería ilegal.

En *segundo lugar*, la comercialización de petróleo es una actividad privativa de las empresas operadoras, o sea, las empresas mixtas o de PDVSA Petróleo, S.A., según los casos. Luego, la comercialización tampoco podría ser delegada a la inversión privada.

En concreto, y en *tercer lugar*, el CPP no puede obviar el artículo 3 de la *Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos*, que prohíbe celebrar contratos para “otorgar participación en las actividades de exploración, explotación, almacenamiento y transporte inicial de hidrocarburos líquidos, o en los beneficios derivados de la producción de dichos hidrocarburos, a persona alguna de naturaleza privada, natural o jurídica”.

Finalmente, y, en *cuarto lugar*, la Ley Anti-Bloqueo no puede obviar las limitaciones de la LOH para ceder el ejercicio de derechos petroleros a inversionistas privados por medio del

modelo del CPP, pues esa Ley es producto de la usurpación de la función legislativa y, como tal, no genera efecto jurídico alguno.

Junto a su dudosa constitucionalidad y legalidad, este modelo es además claramente insuficiente para atraer la inversión privada que requiere la industria petrolera venezolana para su reconstrucción, en la ventana de oportunidades que presenta la transición energética. No solo la opacidad de este contrato genera riesgos importantes para la inversión privada en términos de malas prácticas y corrupción. Además, el inversionista privado no es titular de derechos petroleros, sino que más bien es contratista de derechos muy precarios. Este frágil marco, en ausencia de una mejor alternativa, puede ser suficiente para mantener la producción petrolera necesaria para el repago de la deuda del socio minoritario, pero es claramente insuficiente para la recuperación sostenida del sector, como lo demuestra el modesto crecimiento de la producción petrolera durante la plena vigencia de las licencias generales e individuales que terminaron en mayo de 2025<sup>177</sup>.

Este modesto crecimiento, en todo caso, puede evidenciar que la limitación más vinculante a la producción petrolera es la incapacidad de PDVSA de cumplir con las tareas que le asigna la Ley. El modelo del CPP atendió a esta causa, en tanto trasladó el ejercicio de estas tareas a la inversión privada. La política de ampliar el rol de la inversión privada es, entonces, una respuesta correcta a la incapacidad de PDVSA. Sin embargo, esta política fue implementada en un contexto institucional inadecuado, como resultado de la opacidad e informalidad impuestas por la Ley Anti-Bloqueo. Esto explica por qué, una vez superada la limitación que en mayor medida impedía la producción (la incapacidad de PDVSA), la inversión privada topó con otra

---

<sup>177</sup> Véase el anexo.

limitación vinculante: la ausencia de Estado de Derecho y la fragilidad estatal, lo que impidió que la producción siguiera creciendo.

Con lo cual, la solución jurídica a este precario marco regulatorio requiere, por un lado, reformar la LOH, una tarea que como ya explicamos, el Gobierno de Maduro no ha podido cumplir, presumiblemente, por falta de apoyo en la quinta legislatura. Pero además de una reforma legislativa, la recuperación de la industria requiere de insumos que tampoco el régimen de Maduro puede proveer: seguridad jurídica, protección de derechos económicos y, en suma, las garantías del Estado de Derecho.

## VII

### **LA DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO FISCAL PETROLERO EN UN MANTO DE CONFIDENCIALIDAD Y LAS CONDICIONES FAVORABLES A LA CLEPTOCRACIA**

El ingreso petrolero es una renta pues, en términos sencillos, genera un beneficio económico desproporcionado a los costos de producción, como resultado de la limitada oferta de petróleo y la ausencia de productos sustitutos. Esta naturaleza económica es importante pues ella permite explicar los incentivos para capturar esa renta, incluso, por medio de operaciones abusivas o fraudulentas. Esta es la razón por la cual los Estados que dependen del ingreso petrolero, y en especial, los Petro-Estados, tienden a tener una muy baja capacidad burocrática a través de sus Administraciones públicas y, por el contrario, presentan una elevada capacidad patrimonial, por medio de

instituciones que capturan y distribuyen clientelarmente la renta, generándose condiciones propicias para la corrupción<sup>178</sup>.

Esta explicación permite comprender por qué el *boom* petrolero durante el Gobierno de Hugo Chávez, junto al desmantelamiento del Estado de Derecho, generaron condiciones propicias para el reparto clientelar y corrupto del ingreso petrolero. De allí la cleptocracia generalizada en la industria petrolera, reforzada por la ausencia de controles impuesta por los decretos de emergencia económica y la Ley Anti-Bloqueo.

Uno de los aspectos más opacos del modelo del CPP es cómo se capta y distribuye el ingreso petrolero, incluyendo el *government take*, o sea, el ingreso petrolero que capta el Estado por medio de regalías, ventajas especiales, tributos y dividendos. Frente a las confusas referencias de la hoy extinta Licencia General n° 41, lo cierto es que existen evidencias de que el Gobierno de Maduro capta una porción del ingreso petrolero derivado del modelo del CPP, cuya administración se lleva a cabo en condiciones opacas que favorecen la corrupción y las políticas de sistemáticas violaciones de derechos humanos..

1. *El nuevo esquema de los ingresos fiscales petroleros bajo el modelo del contrato de participación productiva. Algunas incidencias frente al principio de trato equitativo de los acreedores de PDVSA y el principio de transparencia*

Uno de los aspectos que presenta mayores dudas, es el régimen económico financiero de las actividades petroleras amparadas en el CPP. Para aclarar ello, resumiremos, primero, cuál es el régimen financiero ordinario de estas actividades para luego explicar su adecuación –o más bien, deformación– en el marco

---

<sup>178</sup> Ross, Michael, *The oil curse: How petroleum wealth shapes the development of nations*, Princeton University Press, Princeton, 2012, pp. 47-58.

del modelo del CPP, en especial, tomando en cuenta las condiciones financieras de las hoy extintas licencias generales e individuales dictadas por la OFAC, y las condiciones de la licencia individual otorgada a Chevron en julio de 2025.

Así, el llamado *government take* describe la participación del Estado en el ingreso petrolero<sup>179</sup>. En Venezuela, esta participación depende de tres grandes títulos, a saber, la regalía y ventajas especiales, los tributos y los dividendos, de acuerdo con el modelo de la LOH en el cual solo empresas del Estado y empresas mixtas pueden ser empresas operadoras<sup>180</sup>.

La regalía es, como regla, del 30%, pero a ello debe agregársele el llamado impuesto de extracción, que equivale a un tercio del valor del crudo producido. Las condiciones de las empresas mixtas adoptadas en 2006, además, contemplan una participación adicional. En la práctica, las empresas operadoras y, en concreto, las empresas mixtas, deben pagar el treinta y tres coma tres (33,3%) del valor del crudo producido al momento de la producción. La obligación de pago surge en el momento de la extracción del crudo, y según los casos, puede ser pagada en dinero o en especie.<sup>181</sup> Este dato es importante pues este ingreso fiscal no depende del resultado económico de la operación, y su pago es inmediato.

---

<sup>179</sup> Smith, James, *Análisis del marco fiscal petrolero de Venezuela*, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C., 2022.

<sup>180</sup> Carmona, Juan Cristóbal, *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2016, pp. 49 y ss.

<sup>181</sup> En general, *vid.* Evans Márquez, Ronald et al., “Régimen legal y fiscal aplicable a las empresas mixtas previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos”, en *Derecho y Sociedad. Revista de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Monteávila N° 8*, Caracas, 2009, pp. 171 y ss.

Dentro del *government take* encontramos otras ventajas y tributos. Hay dos conceptos que ameritan una mención aparte. Así, en las condiciones que autorizan la creación de las empresas mixtas se incluye el llamado “impuesto sombra”, que, en síntesis, es una ventaja especial que garantiza que la participación del Estado, derivada de regalías y tributos, no será menor al cincuenta por ciento (50%). Esta ventaja especial se introdujo en el Acuerdo que fijó las condiciones generales de las empresas mixtas creadas en el marco de la migración de los convenios operativos, y es incluido en los acuerdos que autorizan la creación de otras empresas mixtas. Además, la *Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes de Hidrocarburos*, creó un tributo especial que solo aplica cuando el precio del petróleo supere ciertos umbrales<sup>182</sup>.

El principal tributo que incide en las empresas mixtas es el impuesto sobre la renta, con una alícuota del cincuenta por ciento (50%), sobre el enriquecimiento patrimonial neto<sup>183</sup>. Por ello, y simplificando notablemente esta materia, este impuesto grava la renta, una vez deducidos los costos normales y necesarios, incluyendo los costos operativos, con lo cual solo puede determinarse cerrado el ejercicio (aun cuando el “impuesto sombra” asegura una participación mínima, más allá del resultado de este impuesto).

Una vez que la empresa operadora ha cumplido con sus obligaciones de pagos de la regalía, ventajas especiales y todos los tributos, incluyendo el impuesto sobre la renta, entonces, es

---

<sup>182</sup> Cuya reforma fue publicada en la Gaceta Oficial N° 40.114, de 20 de febrero de 2013. *Vid.*: Carmona, Juan Cristóbal, “Comentarios a la Ley de contribución especial sobre precios extraordinarios del mercado internacional de hidrocarburos”, en *Revista de Derecho Público N° 14*, Caracas, 2008, pp. 73 y ss.

<sup>183</sup> Evans Márquez, Ronald et al., “Régimen legal y fiscal aplicable a las empresas mixtas previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos”, *cit.*

posible pagar dividendos al accionista, sobre la base de las utilidades líquidas y recaudadas, esto es, luego de cubrir los costos de operación y de capital. En las filiales únicas de PDVSA, como PDVSA Petróleo, S.A., PDVSA captura todo el dividendo. Pero en las empresas mixtas, el socio minoritario también captura el ingreso petrolero a través de su participación accionarial.

Con lo cual, y en resumen, la obligación de pago de regalías, ventajas especiales y tributos recae, exclusivamente, en la empresa mixta como empresa operadora. El socio minoritario no asume el cumplimiento de esas obligaciones, sin perjuicio, claro está, de su sujeción al poder tributario general y, en su caso, al impuesto sobre la renta que se pueda ocasionar por los ingresos que perciba a través de la empresa mixta, por medio de los dividendos por ésta declarados y pagados, siempre de acuerdo con su participación minoritaria.

Pero este esquema ha sido trastocado en el marco de los contratos petroleros suscritos a partir de 2018 y, en especial, el modelo del CPP. Así, en la medida en que la operación se traslada al socio minoritario, es éste, y no la empresa mixta, quien obtiene ingresos petroleros. Con estos ingresos, el contratista asume el pago del *government take* y además, cubre los costos. Por ello, como explicamos, la remuneración del contratista, en este modelo contractual, viene a ser, básicamente, la diferencia entre el ingreso petrolero y lo correspondiente al *government take* y los costos, dejando a salvo la posibilidad de compensar la deuda entre el socio minoritario y la empresa mixta, y la posibilidad de efectuar pagos en especie, con productos derivados.

Cuando la Licencia General nº 41 fue emitida, el Departamento del Tesoro advirtió que la nueva licencia “*impide a PDVSA recibir ingresos derivados de la venta de crudo por*

*Chevron*<sup>184</sup>. De hecho, la Licencia expresamente prohibió “*el pago de cualquier tributo o regalías al Gobierno de Venezuela*”. Ello generó la expectativa de que el Gobierno de Venezuela no recibiría ingresos derivados de las actividades petroleras amparadas en la Licencia.

Aun cuando la prohibición de pago del *government take* resultaba violatorio a la LOH –pues no es posible producir petróleo sin el pago de regalías y demás contribuciones– la expectativa era que tal prohibición evitaba el riesgo de que el ingreso petrolero fuese empleado de manera indebida.

Sin embargo, lo cierto es que esta prohibición era confusa. Así, como ya explicamos, la Licencia General nº 41, y las licencias individuales que siguieron su modelo, autorizaron al socio minoritario a realizar actividades en el sector petrolero. Esas licencias no tenían por destinatario directo e inmediato a las empresas mixtas. Bajo esta perspectiva, la prohibición de pago de tributos y regalías aplicaba al sujeto autorizado, o sea, el socio minoritario, pero no a la empresa mixta. Con lo cual, y en el ámbito de la Licencia General nº 41, era Chevron, como socio minoritario, quien no podía pagar “*cualquier tributo o regalías al Gobierno de Venezuela*” respecto de las operaciones amparadas por la Licencia. Sin embargo, esta prohibición era inefectiva, pues el contribuyente de esos tributos y regalías no era Chevron, sino la empresa mixta.

En efecto, desde la perspectiva del *government take*, esta prohibición era inoperativa, pues en realidad, no era Chevron el sujeto obligado al pago de estas contribuciones, sino la empresa mixta. De ello resulta que, en realidad, esta prohibición era inaplicable, y en concreto, ella no impedía a la empresa mixta realizar las contribuciones correspondientes al *government take*, en

---

<sup>184</sup> Véase la nota de prensa de 26 de noviembre de 2022, en: <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy1127>

especial, el pago a la República del tercio del crudo producido por concepto de regalía e impuesto de extracción. De otro lado, la Licencia General nº 35 contiene una amplia autorización para el pago de tributos, que permitiría a cualquier empresa petrolera pagar tributos al Estado.

Había, en todo caso, un problema práctico: la empresa mixta no podía cumplir con estas obligaciones financieras, pues ella no producía petróleo, en tanto esta actividad fue trasladada, por medio de vehículos como el CPP, al socio minoritario. En el ámbito de la Licencia General nº 41, y entendemos, al amparo de las licencias individuales extinguidas a fines de mayo de 2025, el socio minoritario producía y vendía el crudo, capturando la totalidad del ingreso petrolero. Con este ingreso, transfería a la empresa mixta –o pagaba en su nombre– la cuota correspondiente a la regalía e impuesto de extracción. Debido al manto de confidencialidad derivado de la Ley Anti-Bloqueo, no era posible conocer, con transparencia, si en efecto Chevron realizaba este pago. Pero diversos analistas han concluido que en efecto Chevron y los demás socios minoritarios realizaban ese pago, eventualmente en bolívares, para lo cual vendían en Venezuela –por medio de los mecanismos admitidos en la regulación cambiaria– las divisas correspondientes<sup>185</sup>.

Con el resto del ingreso el socio minoritario compensaba la deuda que mantenía con la empresa mixta, en los términos de la renegociación de su deuda, que, en todo caso, no son públicos.

---

<sup>185</sup> Joshua de Freitas y Luisa Salomón, “7 claves sobre la brecha entre el tipo de cambio BCV y el mercado paralelo”, en *Prodavinci*, 12 de octubre de 2024, tomado de: <https://prodavinci.com/7-claves-sobre-la-brecha-entre-el-tipo-de-cambio-bcv-y-el-mercado-paralelo/> Véase a Oliveros, Asdrúbal y Palacios, Jesús, “Sector petrolero venezolano: las licencias en el centro de la discusión”, en Balza, Roland (ed.), *Sobre las sanciones en Venezuela*, cit., pp. 47 y ss. Véase también, en esa obra, a Herrera, Tamara, “Venezuela ante el riesgo de una nueva ola de sanciones”, pp. 123 y ss. Nos remitimos al anexo.

Con el remanente, el socio minoritario cubría los costos operativos, lo que debía abarcar el monto económico de las otras ventajas y tributos que la empresa mixta debía cumplir, incluyendo el llamado “impuesto sombra”. Finalmente, no podía descartarse que el socio también percibía una remuneración por la operación de las actividades.

Además, como explicamos en el capítulo anterior, el socio minoritario podía retener un porcentaje de la producción para pagar una parte del *government take* mediante el canje o *swap* con productos derivados de petróleo.

Una vez deducidos todos estos conceptos, el remanente del ingreso, de ser el caso, correspondía a un concepto similar al dividendo, en el cual participaba CVP de acuerdo con sus acciones mayoritarias. Es la empresa mixta –no el socio minoritario– quien podía acordar el pago de dividendos, lo que explicaría por qué este pago no sería contradictorio con la señalada prohibición de la Licencia General, presumiblemente presente también en las licencias individuales.

Nótese que, bajo este esquema, el socio minoritario vendía la totalidad de la producción de la empresa mixta, y no solo la parte de la producción que correspondía a su participación minoritaria. Esto explicaría la observación realizada por analistas, de acuerdo con la cual Chevron exportaba, a Estados Unidos, más petróleo del que correspondía a su participación en las empresas mixtas<sup>186</sup>.

---

<sup>186</sup> “Rafael Quiroz: El único petróleo que exporta Venezuela a los Estados Unidos, es el que produce Chevron”, *El Impulso*, 30 de octubre de 2024, tomado de: <https://www.elimpulso.com/2024/10/30/rafael-quiroz-el-unico-petroleo-que-exporta-venezuela-a-los-estados-unidos-es-el-que-produce-chevron-30oct/>. En septiembre de 2024, por ejemplo, las exportaciones a Estados Unidos se estimaron en 212 miles de barriles por día. “Reuters: exportaciones de petróleo desde Venezuela cayeron 9%

De esa manera, y, en resumen, bajo el modelo del CPP, el Estado recibe ingresos por las siguientes vías: (i) el tercio de la producción, por concepto de regalía e impuesto de extracción; (ii) el impuesto sobre la renta, más cualquier otro tributo generado por la operación, y en suma, el “impuesto sombra”, y (iii) la cuota parte sobre los dividendos de la empresa mixta, de ser el caso. Como la operación es asumida por el contratista del CPP, éste capta la totalidad del ingreso por ventas de petróleo, para proceder luego a su distribución. Jurídicamente, el contratista del CPP no paga regalías y tributos a la República, sino que transfiere a la empresa mixta (o paga en su nombre) la porción del ingreso con el cuál ésta cumple la obligación de pago de regalías y tributos<sup>187</sup>. Este pago se hace en efectivo, pero también mediante la entrega de productos derivados, como resultado de contratos de trueque, canje o *swap*.

Por su parte, en el modelo del CPP, el contratista-operador percibe ingresos para el pago de la deuda que mantiene con PDVSA, de ser el caso. No descartamos, además, que, dentro de los costos operativos, el contratista incluya su remuneración por las tareas de producción y comercialización asumidas. Cuando el contratista-operador es socio minoritario, además, y de ser el caso, participará en los dividendos de la operación.

Bajo la hoy extinta Licencia General nº 41 y las licencias individuales emitidas en 2024, el socio de la empresa mixta era quien captaba en divisas la totalidad del ingreso petrolero, para

---

en septiembre en medio de apagones y fallas de equipos”, 2 de octubre de 2024, tomado de: <https://www.bancaynegocios.com/reuters-exportaciones-de-petroleo-desde-venezuela-cayeron-9-porcento-en-septiembre-en-medio-de-apagones-y-fallas-de-equipos/>

<sup>187</sup> Bajo las licencias, no quedaba claro el régimen que aplicaba a los tributos que el socio minoritario tendría que pagar por sus enriquecimientos propios, por los ingresos percibidos con ocasión a la ejecución del CPP. La Licencia General N° 35, en todo caso, cubría esos pagos.

su posterior distribución, lo que hacía en efectivo y mediante pagos en especie. En especial, como vimos, algunos analistas afirmaron que la porción en efectivo se pagaba en bolívares, pues los socios minoritarios vendían los petro-dólares en el mercado cambiario. Como se observa, este ingreso petrolero se excluía de la regla fiscal según la cual PDVSA debe vender al BCV las divisas por exportaciones petroleras.

El siguiente cuadro resume los flujos de pagos derivados del modelo del CPP bajo las licencias hoy extintas:

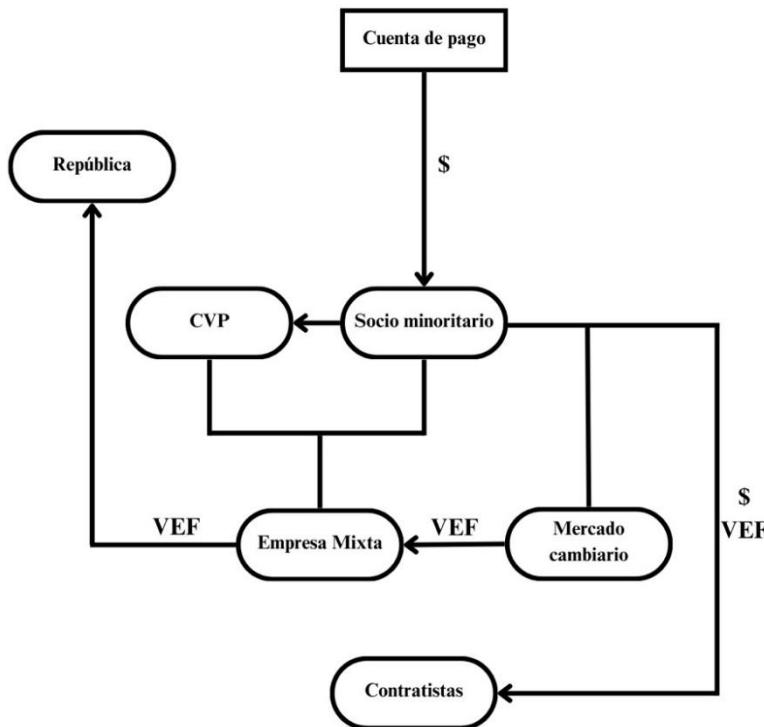


Figura n° 3. Distribución del ingreso fiscal del modelo CPP bajo las licencias hoy extintas

Fuente: Elaboración propia

Una vez el comprador (offtaker) paga en la cuenta creada a tales efectos el precio del crudo comprado, el contratista del CPP (que puede ser el socio minoritario) procede a realizar la distribución de ese ingreso, según el flujo indicado en las flechas. Así, el contratista compensa su deuda, de existir, y procede al pago de gastos operativos (OPEX), incluyendo a los contratistas, lo que hace en dólares de Estados Unidos (\$) o bolívares (VEF), sea que ese pago se haga de manera directa a los contratistas o se transfiera el monto a la empresa mixta o a PDVSA Petróleo, S.A. Asimismo, el contratista procede a enterar a la filial de PDVSA, o pagar en su nombre, lo correspondiente al *government take*, incluyendo la regalía y el impuesto de extracción. A estos fines, y según la información de los analistas antes comentada, el contratista vendería, en el mercado cambiario venezolano, las divisas necesarias para efectuar este pago, sin perjuicio de pagos en especie con productos derivados. La República, en todo caso, recibe el pago de la regalía y del impuesto de extracción al momento de la producción. Asimismo, recibiría el resto de los ingresos tributarios, incluyendo eventualmente el llamado impuesto sombra. De haber algún excedente, entonces, éste se distribuía entre el socio minoritario y la CVP de acuerdo con su participación accionarial.

Debido a que la información sobre cómo se distribuía el ingreso fiscal petrolero no era pública, ni siquiera en el aspecto más básico de la publicidad de la Ley de Presupuesto, hemos preparado una simulación para describir cómo podría distribuirse este ingreso, bajo el esquema que imperaba en el marco de las licencias terminadas en mayo de 2025:

SANCIÓN ECONÓMICA Y NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA  
EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

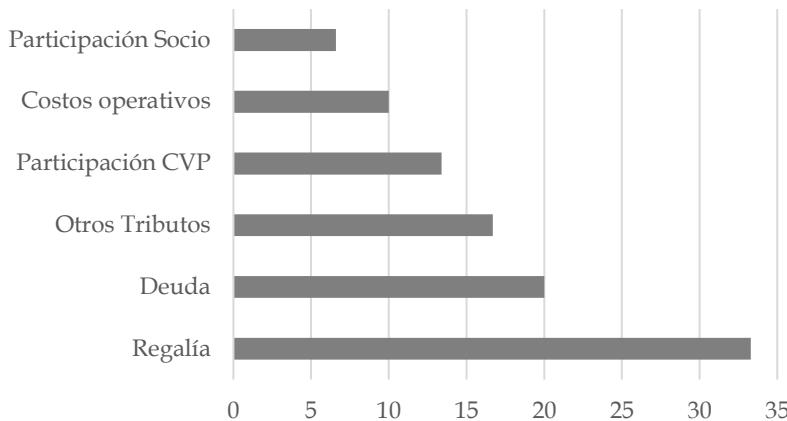


Gráfico n° 2. Ejercicio simulado de distribución del ingreso petrolero del modelo CPP, por porcentaje sobre la producción.

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con la limitada y fragmentaria información disponible, hemos realizado un ejercicio simulado en el cual el socio minoritario destina el veinte por ciento (20%) del ingreso a compensar el pago de la deuda (capital e intereses). El treinta y tres coma tres por ciento (33,3%) se paga a las empresas mixtas, o en nombre de éstas, por concepto de regalía e impuesto de extracción. Este pago se realizaría, como vimos, en bolívares, más allá del pago en especie por el *swap*.

Una vez realizadas estas deducciones, el socio minoritario debe pagar, o realizar los apartados para pagar los gastos operativos, así como el resto de los tributos que se generan con la operación. Estos tributos abarcan el impuesto sobre la renta, entre otros. Siguiendo el llamado impuesto sombra, hemos estimado que todas estas contribuciones representan el dieciséis coma siete por ciento (16,7%), a los fines de llegar al mínimo del cincuenta por ciento (50%). Como explicamos, el llamado impuesto sombra fue incluido en el acuerdo de 2006 que fijó las condiciones generales de las empresas mixtas creadas en el

marco de la migración de los convenios operativos. Se trata, en realidad, de una ventaja especial, de naturaleza no tributaria, que la empresa mixta debe pagar a la República, consistente en un monto equivalente a la diferencia, si la hubiere, entre (i) el cincuenta por ciento (50%) del valor de los hidrocarburos extraídos durante cada año calendario y (ii) la suma de los pagos efectuados por la empresa mixta a la República con ocasión al ejercicio de sus actividades petroleras, por concepto de regalías, impuesto sobre la renta y cualquier otro impuesto o tributo. Este monto, en todo caso, podría ser mayor, en especial, debido al tributo a los precios extraordinarios y excepcionales.

Si luego de practicar todas estas deducciones quedara algún remanente, entonces, éste será distribuido entre la CVP y el socio minoritario de acuerdo con su participación accionarial. Ello supone importantes problemas tributarios, pues el dividendo, si lo hubiere, solo podría determinarse luego de cerrado el ejercicio fiscal de la empresa mixta. Pero lo cierto es que ese ejercicio es contable, en el sentido que, bajo el modelo del CPP, la empresa mixta no maneja el flujo de caja de la operación, el cual es controlado por el socio minoritario.

En el ejercicio realizado, el Estado (a través de la República y PDVSA) percibiría el sesenta y tres por ciento (63%) del ingreso, mientras que el socio minoritario percibiría el treinta y siete por ciento (37%).

Otra posible interpretación apunta a que la distribución de los ingresos petroleros depositados en la cuenta de pago se distribuía en tres partes iguales, para el pago de regalía, cubrir los costos operativos y repagar la deuda. En este esquema, el Estado recibiría el treinta y tres coma tres por ciento (33,3%). Bajo esta interpretación, los costos operativos no solo cubrirían los gastos de nómina, insumos y en general, pago de contratistas, sino los tributos generados por la operación de la empresa mixta, transferida en la práctica al inversionista privado. Esta interpretación se aparta del *government take* que, como explicamos, comprende

ingresos tributarios de no menos del cincuenta por ciento (50%), lo que en todo caso sería resultado de la desaplicación constitucional del ordenamiento jurídico logrado a través de la Ley Anti-Bloqueo.

Otra variable que incide en la distribución de los ingresos por exportaciones de petróleo es la posible inclusión de acuerdos de canje de crudo por productos derivados, por ejemplo, nafta e incluso gasolina. De esa manera, para acceder a insumos necesarios para sus actividades en Venezuela, PDVSA suele pactar el canje de petróleo por productos derivados, incluso, en el contexto de contratos de pago de deuda por petróleo. Bajo este acuerdo, parte de los ingresos que corresponden al Estado son pagados con la entrega de estos productos. Como resultado, los ingresos líquidos para el Estado podrían ser menores.

Más allá de los detalles sobre la distribución del ingreso fiscal petrolero –desconocidos, como resultado del manto de confidencialidad que rige al modelo del CPP– lo cierto es que el Gobierno de Maduro, a través de la República y PDVSA, captaba una porción importante del ingreso petrolero. Estos ingresos eran captados en condiciones opacas, lo que facilitaba su gestión clientelar y corrupta, todo ello como resultado del constitucional régimen impuesto por la Ley Anti-Bloqueo<sup>188</sup>.

Los ingresos fiscales derivados del modelo del CPP forman parte del patrimonio público y, por ende, cualquier acto para eludir su pago podría comprometer la responsabilidad civil,

---

<sup>188</sup> Los ejercicios que hemos realizado quieren tan solo ilustrar cómo podría distribuirse el ingreso petrolero amparado en los CPPs. Quizás el único elemento cierto es el porcentaje correspondiente a la regalía y el impuesto de extracción. Pero fuera de ello, y en especial, no hay certeza sobre el pago del impuesto sobre la renta y demás tributos, así como de los dividendos. No solo por cuanto esos ingresos pudieron haber quedado abolidos en el marco de la Ley Anti-Bloqueo, sino, además, por cuanto ellos dependen, en suma, de la operación contable de la empresa mixta.

administrativa y penal. En especial, el contratista del CPP, en tanto administra ingresos que forman parte del patrimonio público, queda sometido a la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y el Sistema Nacional de Control Fiscal, de conformidad con el numeral 12 de su artículo 9. Asimismo, y de acuerdo con los artículos 2 y 3 de la Ley contra la Corrupción, los administradores y trabajadores de la empresa mixta que gestionan el ingreso petrolero se someten a los controles sobre el patrimonio público.

Durante la vigencia de las licencias que expiraron o terminaron en mayo de 2025, los cuestionamientos sobre la captación y distribución de la renta petrolera quisieron ser resueltas al considerarse que, desde el punto de vista jurídico, el contribuyente era la empresa mixta, no el socio minoritario. Además, y al menos respecto de las porciones que correspondían a tributos y regalías, estos pagos se realizaban en bolívares, privando así al régimen de Maduro del manejo de divisas. En todo caso, sin tener que asumir el pago de la deuda externa o de los gastos de capital, para el régimen de Maduro resultaba más útil recibir ese pago en moneda local, en especial, pues la oferta de divisas tenía a estabilizar el tipo de cambio<sup>189</sup>.

Ahora bien, los problemas jurídicos derivados del modelo del CPP no se agotan con el Derecho de los Hidrocarburos, pues también inciden en el régimen jurídico de la deuda pública. Como explicamos, este modelo permite a socios minoritarios, y eventualmente, inversionistas privados, producir y comercializar petróleo para compensar, con la producción, la deuda que tienen con PDVSA. En el pasado, PDVSA ha implementado mecanismos de canje de petróleo con deuda con empresas operado-

---

<sup>189</sup> Véase el anexo.

ras en el sector de los hidrocarburos<sup>190</sup>. Estos mecanismos suelen incluir un acuerdo accesorio bajo el cual, parte del crudo entregado al deudor no se emplea para compensar el pago de la deuda, sino para canjear el crudo con productos derivados, como la gasolina.

Pero el modelo del CPP va más allá, pues el contratista compensaba con el crudo producido, el pago del capital e intereses de su deuda con PDVSA (a través de sus filiales y empresas mixtas), tanto por los mecanismos de financiamiento implementados como por dividendos dejados de pagar. En todo caso, desde el régimen jurídico del patrimonio público, la obligación cuyo pago es realizado con crudo producido, está sometida al régimen jurídico de la deuda pública, todo lo cual implica deberes adicionales en materia de publicidad<sup>191</sup>.

En efecto, de conformidad con el bloque constitucional y legal que rige a la deuda de PDVSA, las operaciones de crédito público de esta empresa quedan sujetas a deberes de publicidad, transparencia y rendición de cuenta, especialmente, para determinar la racionalidad de estas operaciones y su incidencia en la capacidad de pago. De acuerdo con la Ley Orgánica de la Administración Financiera del Sector Público, las operaciones de deuda de PDVSA y sus filiales no están sujetas al control previo derivado de la Ley de endeudamiento. Pero fuera de ese específico aspecto, las operaciones de deuda y su renegociación, quedan sujetas a los principios y valores basados en la transparencia y racionalidad.

---

<sup>190</sup> De Marianna Párraga, véase “Exclusive: Eni, Repsol to upgrade oil-for-debt deal with Venezuela”, *Reuters*, 29 de agosto de 2023, tomado de: <https://www.reuters.com/business/energy/eni-repsol-upgrade-oil-for-debt-deal-with-venezuela-2023-08-29/>

<sup>191</sup> Para una introducción del régimen jurídico de deuda aplicable a PDVSA, *vid. Hernández G., José Ignacio, La defensa judicial del Estado venezolano en el extranjero y la deuda pública legada de Chávez y Maduro (2019-2020), cit.*

Sin embargo, la renegociación de la deuda entre PDVSA y los socios minoritarios y demás inversionistas, en el marco del CPP, al enmarcarse en la Ley Anti-Bloqueo, quedó también cubierta por el manto de confidencialidad. La confidencialidad de los acuerdos de renegociación de esta deuda no solo contradice el principio de transparencia de la gestión fiscal, definido en el artículo 311 constitucional, sino que, además, va en contra de los estándares internacionales que contrarrestan a la deuda opaca, esto es, aquella contratada y renegociada en violación a la transparencia y publicidad<sup>192</sup>.

Además, el esquema de pago de esa deuda con petróleo también entra en tensión con el principio de trato equitativo entre los acreedores de PDVSA. En efecto, PDVSA ha incumplido sus obligaciones financieras y patrimoniales desde 2017, lo que ha dado lugar a litigios internacionales. Sin embargo, PDVSA optó por pagar solo a algunos de esos acreedores, en concreto, socios minoritarios que han celebrado contratos bajo el modelo CPP.

Ahora bien, la licencia individual otorgada a Chevron en julio de 2025 pudo haber modificado este régimen financiero, pues la OFAC no habría permitido realizar pagos en efectivo al Gobierno de Venezuela<sup>193</sup>. Esta prohibición podría materializarse de tres maneras.

La primera manera es impidiendo el pago del *government take*, lo que además de inconstitucional, sería poco atractivo para el régimen de Maduro. La segunda vía de implementar esta prohibición es mediante el pago en crudo. Chevron produciría todo el petróleo, pero solo vendería en Estados Unidos el porcentaje correspondiente a cubrir costos operativos y el repago de su deuda. Por su

---

<sup>192</sup> Ashcroft, Alissa, et al., “Hidden Debt Hurts Economies. Better Disclosure Laws Can Help Ease the Pain”, IMF Blog, tomado de: <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2024/04/02/Hidden-Debt-Hurts-Economies-Better-Disclosure-Laws-Can-Help-Ease-the-Pain>

<sup>193</sup> Véase lo que explicamos en “Chevron “regresó” a Venezuela. ¿Y ahora qué?”, La Gran Aldea, 31 de julio de 2025, tomado de: <https://lagranaldea.com/2025/07/31/chevron-regreso-a-venezuela-y-ahora-que/>

parte, PDVSA -por medio de las empresas mixtas- retendría la diferencia de la producción, que sería comercializada por canales informales, y, por ende, de manera ineficiente. Esta opción genera riesgos a Chevron, ante la dificultad de diferenciar el crudo exportado al amparo de la licencia y el que es comercializado al margen de esta autorización.

La tercera modalidad es que Chevron exporte toda la producción a Estados Unidos, como hacía bajo la Licencia General nº 41, pagando la porción correspondiente al *government take* en productos derivados, como diluyentes y gasolina. Aquí, el riesgo frente a la violación de la regulación de las sanciones económicas parece menor, pues en teoría, estos productos derivados se destinarían al consumo en el mercado interno. Cabe en todo caso recordar que el pagador de *iure* es la empresa mixta, aun cuando Chevron es el pagador de *facto*, pues produce y exporta.

Asumiendo la tercera modalidad como la más verosímil, surge como principal diferencia con el régimen financiero del CPP ejecutado al amparo de la Licencia General nº 41, que el *government take* no se pagaría en efectivo, lo que privaría al mercado cambiario de la oferta de los petro-dólares. Pero más allá de ello, el régimen de Maduro seguiría percibiendo ingresos, no en efectivo sino en especie.

Aquí es necesario advertir que nada impediría a PDVSA vender los productos derivados que reciba en pago, incluso, en mercados internacionales. Como resultado del colapso institucional y las instituciones cleptocráticas, la venta de estos productos derivados fomentará prácticas corruptas y clientelares, más allá de los descuentos que apliquen para compensar los riesgos de estas operaciones, mucho más elevados luego del recrudecimiento de las sanciones. Desde esta perspectiva, cabe concluir que las nuevas condiciones financieras son más ineficientes y opacas pues, al menos bajo el modelo ejecutado entre 2022 y 2024, el ingreso petrolero -o al menos, una parte- se vendía en el mercado cambiario. Ahora, todo ingreso que perciba el régimen de Maduro será administrado con total opacidad, lo que elevará los incentivos para la gestión corrupta y clientelar del ingreso petrolero.

2. *El modelo del contrato de participación productiva y la informalización de la industria petrolera venezolana. Su incompatibilidad con estándares constitucionales e internacionales de transparencia. La perspectiva de derechos humanos y los riesgos a los cuales se enfrenta la inversión privada*

El modelo del CPP, como ha quedado expuesto, es un negocio complejo pues abarca varias operaciones interrelacionadas, a saber, (i) la cesión de la operación de la empresa mixta; (ii) el pago de deuda con petróleo y (iii) el canje de petróleo con productos derivados.

Al ampararse en la Ley Anti-Bloqueo, el CPP no logra atender, adecuadamente, la creciente informalidad del sector petrolero. Es importante recordar que, debido a la peculiar naturaleza económica del ingreso petrolero y su impacto social y ambiental, el sector petrolero y, en general, el sector de las industrias extractivas es especialmente sensible a la transparencia, en tanto la gestión del ingreso petrolero por canales abiertos y públicos reduce los incentivos corruptos para capturar la renta, mientras que la gestión cerrada y opaca crea incentivos para la corrupción.

Así, la gestión del ingreso petrolero genera no solo tensiones macroeconómicas, sino que, además, promueve la degeneración de instituciones políticas en instituciones rentistas y clientelares. Para reducir estos riesgos, la gestión presupuestaria del ingreso petrolero debe someterse a reglas fiscales especiales, relacionadas en Venezuela con el Fondo de Estabilización Macroeconómica<sup>194</sup>.

---

<sup>194</sup> Hernández G., José Ignacio, “Aspectos institucionales para la creación del fondo petrolero para Venezuela”, en Balza, Ronald, et al. (coordinadores), *Petróleo y extractivismo en Venezuela*, Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 2021, pp. 397 y ss.

Asimismo, las industrias extractivas pueden generar costos sociales y ambientales, en buena medida, impulsados por las tensiones rentistas. Estas tensiones han llevado a proponer estándares internacionales de transparencia. La Iniciativa de Transparencia en las Industrias Extractivas (EITI) ha resumido las buenas prácticas de transparencia, que requieren el diseño de reglas de gobernanza que permitan la correcta interacción entre las empresas petroleras, el Gobierno y la sociedad civil, a lo largo de todo el ciclo de estas operaciones, desde la extracción hasta la disposición del ingreso petrolero<sup>195</sup>.

El Instituto de Gobernanza de Recursos Naturales ha estudiado el impacto de los niveles de transparencia medidos por el EITI en la corrupción. El principio del cual se parte es que “*las industrias extractivas son propensas a la corrupción*”, todo lo cual justifica extremar las medidas de transparencia. Ello, a su vez, requiere de un robusto sistema anti-corrupción, con capacidades para detectar actividades sospechosas<sup>196</sup>. De igual manera, se han elaborado buenas prácticas para prevenir la corrupción de socios de empresas del Estado, todo lo cual pasa por ampliar la transparencia en la gestión de esas empresas, los controles que aplican a su gestión y los mecanismos de buena gobernanza que protegen su gestión técnica<sup>197</sup>.

Las empresas del Estado a cargo de la producción petrolera han sido objeto de estudios especiales. Estas empresas son conocidas como empresas estatales petroleras o NOC, por sus

---

<sup>195</sup> Véase *Estándar EITI 2023*, junio de 2023, tomado de: [https://eiti.org/sites/default/files/2024-06/Estándar%20EITI%202023\\_Partes1-2-3.pdf](https://eiti.org/sites/default/files/2024-06/Estándar%20EITI%202023_Partes1-2-3.pdf)

<sup>196</sup> Sahla, Sebastián et al., *¿Cómo pueden usar los informes del EITI los actores anticorrupción?*, Natural Resources Governance Institute, mayo de 2021, pp. 10 y ss.

<sup>197</sup> *Guía anticorrupción para socios de empresas de propiedad del Estado. Resumen*, Natural Resources Governance Institute, enero de 2022, pp. 2 y ss.

siglas en inglés. Las NOC son el principal instrumento por medio del cual el Estado implementa políticas petroleras y captura el ingreso petrolero, esto es, el *government take*.

En Estados dependientes del ingreso petrolero y, tanto más, en Petro-Estados, las NOC pasan a ser una institución clave para la economía, que se sostiene, precisamente, debido a las exportaciones petroleras<sup>198</sup>. Sin embargo, y debido a la dependencia con el ingreso petrolero, la capacidad burocrática del Estado para asegurar la gestión eficiente y eficaz de ese ingreso es reducida, todo lo cual eleva el riesgo de conductas corruptas para capturar la renta<sup>199</sup>.

Es por lo anterior que se han formulado diversas recomendaciones para elevar la buena gestión de la NOC y fortalecer los estándares ambientales, sociales y de gobernanza, usualmente conocidos como ESG. Estos estándares tienden a contrarrestar los efectos adversos que puedan derivar de las presiones rentistas del ingreso petrolero<sup>200</sup>. La efectiva aplicación de estos estándares, en todo caso, depende de la calidad de los controles que, de acuerdo con el Derecho administrativo, aplican a la NOC.

Venezuela es, quizás, uno de los mejores ejemplos para comprender cómo la mala gestión de la NOC afectó, notablemente, la capacidad del Estado enmarcada en la buena gobernanza. Así, PDVSA ha sido instrumento promotor de la corrupción y, a su vez, su capacidad mermó notablemente, en parte, por la corrupción. Esta corrupción, como ha explicado Allan R. Brewer-

---

<sup>198</sup> Hults, David, “Hybrid governance: state Management of national oil companies”, *cit.*

<sup>199</sup> Sobre la fragilidad de la capacidad burocrática del Estado dependiente del petróleo, *vid.* Karl, Terry Lynn, *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States*, University of California Press, 1997, pp. 44 y ss.

<sup>200</sup> Palacios, Luisa y Vidotto, Catarina, *Assessing ESG risks in national Oil Companies: Transcending ESG Ratings with a Better Understanding of Governance*, *cit.*

Carías, degeneró en una kakistocracia, al punto que el proceso de toma de decisiones ha sido capturado por la corrupción, en una cleptocracia que ha transformado a Venezuela en uno de los países más corruptos del mundo<sup>201</sup>.

La opacidad de las operaciones petroleras amparadas en el CPP, bajo la Ley Anti-Bloqueo, agrava notablemente los riesgos de esta cleptocracia, como por lo demás quedó en evidencia con el escándalo de corrupción con criptoactivos, en evidencia en 2023, o sea, luego de la puesta en funcionamiento del modelo del CPP<sup>202</sup>. La Ley Anti-Bloqueo, al neutralizar los ya débiles mecanismos de pesos y contrapesos, ha creado mayores incentivos para la corrupción, especialmente en lo que respecta al ingreso petrolero que el Gobierno de Maduro logra capturar, y que amplía su capacidad financiera para ejecutar políticas clientelares. Que este ingreso sea recibido en bolívares y no en dólares, no cambia el panorama.

Asimismo, la falta de transparencia eleva los riesgos de la inversión privada frente a las graves violaciones de derechos humanos adelantadas por el régimen de Maduro. Así, en situaciones como Sudán del Sur, la Organización de las Naciones Unidas ha destacado cómo el ingreso petrolero ha favorecido políticas de crímenes de lesa humanidad, al proveer recursos necesarios para avanzar en esas políticas y reducir controles internos, mediante el reparto corrupto del ingreso petrolero<sup>203</sup>. Tomando en cuenta el cúmulo de evidencia que apuntan a la responsa-

---

<sup>201</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Kakistocracia depredadora e inhabilitaciones políticas: el falso Estado de Derecho en Venezuela*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023, pp. 75 y ss.

<sup>202</sup> Transparencia Venezuela, “Trama PDVSA-Cripto compromete USD 16.000 millones”, Junio de 2023, tomado de <https://transparenciave.org/trama-pdvsa-cripto-compromete-mas-16-600-millones/>

<sup>203</sup> Comisión de Derechos Humanos, Reporte sobre Sudán del Sur N° A/HCR/40/69, de 22 de marzo de 2019, en especial, párrafo 61.

bilidad del régimen de Maduro en graves y sistemáticas violaciones a derechos humanos, la falta de transparencia eleva los riesgos de que parte del ingreso petrolero capturado por el Estado sea empleado para financiar esas violaciones, o para favorecer la impunidad. Como la Misión de Determinación de los Hechos ha concluido, hay una correlación entre la corrupción y la violación de derechos humanos en Venezuela, lo que eleva el riesgo de operaciones petroleras amparadas en la Ley Anti-Bloqueo<sup>204</sup>.

Como puede verse, desde la transparencia, hay elementos a favor y en contra derivados del contrato CPP. Sin duda, la presencia de empresas petroleras internacionales contribuye a reducir la informalidad en la comercialización de crudo, mejorando además la eficacia de las exportaciones petroleras. Al mismo tiempo, estas empresas pueden generar condiciones que desincentivan el rol de actores como Irán en el suministro de materias como diluyentes. No hay duda de que ampliar el rol de empresas petroleras occidentales genera condiciones propicias para la reinstitucionalización del sector, al tiempo que se estimula las exportaciones petroleras y, con ello, el ingreso en divisas.

Pero al mismo tiempo, los contratistas del CPP operan en condiciones informales, o sea, por medio de contratos petroleros no amparados en la LOH. Además, el CPP queda regulado por un manto de confidencialidad en virtud de las inconstitucionales previsiones de la Ley Anti-Bloqueo, que eliminan el ya frágil sistema de controles sobre la industria extractiva, a contracorriente de los estándares internacionales de transparencia. Como explicamos, la opacidad en la gestión del ingreso fiscal petrolero puede ser incluso mayor bajo las condiciones financieras derivadas de la licencia individual otorgada en julio de 2025.

---

<sup>204</sup> Por ejemplo, véase el párrafo 1.005 de las *Conclusiones detalladas de la Misión internacional independiente de determinación de los hechos sobre la República Bolivariana de Venezuela*, 15 de septiembre de 2020.

Como resultado de lo anterior, los inversionistas privados operando al amparo del CPP se exponen a riesgos elevados de cara a los estándares ESG. Aquí, la “G”, que alude a gobernanza, captura la adherencia a los derechos humanos<sup>205</sup>. Sin embargo, debido a las condiciones de opacidad, los contratistas privados no pueden demostrar que el ingreso petrolero que generan y que transfieren al régimen de Maduro, no es empleado para financiar políticas de violaciones a derechos humanos. El precedente del caso BNP Paribas en Estados Unidos, demuestra los riesgos a los cuales se enfrentan empresas que apoyan financieramente a regímenes que cometan graves delitos en contra de la humanidad<sup>206</sup>.

La informalidad del modelo del CPP coloca en evidencia el riesgo al cual se enfrentan los inversionistas privados que han celebrado este contrato. Así, desde el Derecho público de Venezuela, el CPP ha permitido a inversionistas privados gestionar ingresos que forman parte del patrimonio público, todo lo cual los somete a los controles derivados de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y el Sistema Nacional de Control Fiscal y la Ley contra la Corrupción. Bajo este marco jurídico, los contratistas privados del CPP son responsables en el plano civil, administrativo y penal. La vigencia efectiva de esa responsabilidad, sin embargo, ha quedado desplazada por la informalidad de la Ley Anti-Bloqueo, y la ausencia de controles efectivos.

---

<sup>205</sup> Palacios, Luisa y Vidotto, Catarina, *Assessing ESG risks in national Oil Companies: Transcending ESG Ratings with a Better Understanding of Governance, cit.*

<sup>206</sup> “BNP Paribas must face lawsuit over Sudanese genocide, US judge rules”, *Reuters*, 18 de abril de 2024, tomado de: [https://www.reuters.com/legal/bnp-paribas-must-face-lawsuit-over-sudanese-genocide -us-judge-rules-2024-04-18/](https://www.reuters.com/legal/bnp-paribas-must-face-lawsuit-over-sudanese-genocide-us-judge-rules-2024-04-18/)

La ausencia de controles sobre las operaciones petroleras amparadas en el CPP eleva los riesgos de corrupción como resultado de la cleptocracia generalizada en PDVSA y sus empresas filiales, cuya más reciente manifestación es la desviación de ingresos petroleros a través de criptoactivos. Esta corrupción se ha extendido incluso a empresas mixtas, como es el caso de Petropiar, demostrando que, al margen de la presencia de socios privados, PDVSA utiliza a las empresas mixtas como instrumentos de su política de corrupción, en especial, a través de los procedimientos de licitación. Este uso de las empresas mixtas ha tenido implicaciones en investigaciones criminales adelantadas por el Departamento de Justicia del Gobierno de Estados Unidos.

Así, y entre otros, podemos citar el caso Natalino D'Amato<sup>207</sup>. D'Amato era el accionista de control de diversas empresas que contrataron con las empresas mixtas, y a través de las cuales implementó prácticas de corrupción con apoyo de los departamentos de procura de diversas empresas mixtas, como Petropiar, incluyendo el pago de sobornos. Los productos de estas prácticas fueron transferidos a cuentas bancarias en Estados Unidos para su legitimación.

Tal y como se afirmó en la acusación penal de 25 de noviembre de 2020, PDVSA participa como socio mayoritario en empresas mixtas con socios privados, pero que en todo caso actúan bajo su control, incluyendo los procedimientos licitatorios, lo que favorece prácticas de corrupción.

---

<sup>207</sup> *United States v. Natalino D'Amato*, expediente n° 20-CR-20241, Corte del Distrito Sur de Florida, tomado de: <https://www.justice.gov/criminal/criminal-fraud/file/1355381/dl?inline>

Estas prácticas también pueden generar responsabilidad en Estados Unidos bajo la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero (FCPA), como ha sucedido, por ejemplo, con prácticas de corrupción relacionadas con Citgo, e incluso, con empresas mixtas<sup>208</sup>.

El entorno institucional de Venezuela, propenso a prácticas de corrupción por la ausencia de controles efectivos, se ha deteriorado incluso más en el ámbito de la privatización *de facto* de la industria petrolera, debido a la confidencialidad impuesta por la Ley Anti-Bloqueo. Bajo estas condiciones institucionales, todo operador económico que participa con PDVSA y sus empresas filiales en la gestión de ingresos públicos, se expone a riesgos no solo domésticos, sino incluso, internacionales. Estos riesgos van más allá de posibles denuncias por corrupción, en tanto también podrían involucrar la posible responsabilidad por prácticas violatorias a derechos humanos, vista la estrecha relación entre estas violaciones y los ingresos petroleros<sup>209</sup>.

Bajo estas condiciones, son los inversionistas privados los primeros interesados en adoptar prácticas comerciales que provean transparencia a sus operaciones con PDVSA, a los fines de deslindar su responsabilidad frente a cualquier práctica ilícita que pueda ejecutar PDVSA, incluso, por medio de sus empresas mixtas. Pero la Ley Anti-Bloqueo podría impedir la adopción de estas buenas prácticas comerciales.

---

<sup>208</sup> Véase, por ejemplo, el caso *United States v. Jose Luis De Jongh-Atencio*, expediente N° 20-CR-00305, Corte del Distrito Sur de Texas, División de Houston.

<sup>209</sup> Wenar, Leif, *Blood oil. Tyrant, violence and the rules that run the world*, Oxford University Press, Oxford, 2016, pp. 67 y ss.

## VIII

### RESPUESTAS JURÍDICAS AL MODELO DEL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

A pesar de que el modelo del CPP surgió como respuesta a la política de flexibilización de sanciones económicas entre 2022 y 2024, él responde a la evolución del contrato de servicio petrolero que comenzó a implementarse en 2018, con modalidades como los llamados ASC y ASP. Por ello, este modelo se ha desplegado, incluso, al margen de los vaivenes de la política de sanciones, pues constituye la principal herramienta de política de PDVSA para atraer inversión privada. La licencia individual otorgada a Chevron a fines de 2025, dio un nuevo impulso al modelo. Por lo anterior, surge la interrogante sobre cuál es el tratamiento que los CPP deberían tener en un eventual escenario de recuperación institucional de la industria petrolera.<sup>210</sup> En este sentido, es necesario revisar las dos posibles respuestas legales al modelo.

#### 1. *La nulidad de los contratos participación productiva*

Los CPPs suscritos por las empresas mixtas y, en general, filiales de PDVSA, vinculan a esas empresas en los términos en que fueron suscritos. Las dudas sobre la constitucionalidad y legalidad de los contratos dejan a salvo sus efectos vinculantes. Por ello, la primera solución es la declaratoria de nulidad de los CPPs y otros contratos que, desde el 2018, trasladaron al sector privado el ejercicio de derechos privativos de PDVSA. Así, desde la teoría general del contrato, aplicable al ámbito de los

---

<sup>210</sup> Seguimos lo que explicamos en Hernández G., José Ignacio, “Hacia una nueva la Ley orgánica de hidrocarburos”, en *Libro homenaje al Professor Eugenio Hernández-Bretón. Tomo III*, Academia de Ciencias Políticas y Jurídicas, Caracas, 2019, pp. 344 y ss.

contratos públicos, el objeto de estos contratos puede reputarse ilícito, pues PDVSA (a través de las empresas mixtas, pero eventualmente, por medio de PDVSA Petróleo, S.A.) trasladó a inversionistas privados el ejercicio de derechos que, conforme al artículo 9 de la LOH, son privativos del Estado<sup>211</sup>.

En efecto, las empresas mixtas, y eventualmente PDVSA Petróleo, S.A., dispusieron de derechos que son indisponibles, en tanto solo la Administración pública nacional puede llevar a cabo las actividades primarias y, según los casos, la comercialización de crudo natural y mejorado. Para justificar la disposición de esos derechos, los contratos petroleros se anclaron, entre 2018 y 2020, en los inconstitucionales decretos de estado de excepción bajo la modalidad de la emergencia económica, y a partir de 2020, en la Ley Anti-Bloqueo. Por lo anterior, la ilicitud del objeto de los CPPs y otros contratos similares presupone, como paso previo, la ilicitud de los decretos de estado de emergencia y de la Ley Anti-Bloqueo.

Así, en un hipotético caso en el cual se hubiese derogado, conforme a la Constitución, el artículo 9 de la LOH –y otras normas anexas– para trasladar a la inversión privada derechos petroleros reservados al Estado, el objeto de los contratos suscritos a estos efectos hubiese sido lícito. Pero ese artículo no ha sido derogado, sino que, por el contrario, su aplicación cedió como parte de las inconstitucionales medidas adoptadas desde 2016 para obviar el ejercicio de la función legislativa de la cuarta legislatura de la Asamblea Nacional.

La ilicitud del objeto de estos contratos no es atemperada por la inclusión de potenciales cláusulas que pactan la aplicación del Derecho extranjero. No descartamos que, para afianzar la protección de los derechos contractuales, los inversionistas hayan

---

<sup>211</sup> Mélich-Orsini, José, *Doctrina General del Contrato*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1993, pp. 64 y ss.

negociado con PDVSA la inclusión de cláusulas que pactan la aplicación del Derecho extranjero, incluso, para tratar de crear una razón adicional para justificar la desaplicación del artículo 9 de la LOH. Pero incluso asumiendo que esa cláusula se incorporó, lo cierto es que la capacidad de PDVSA y sus filiales solo se puede regir por el Derecho público venezolano, como por lo demás resolvió la Corte de Apelaciones del estado de Nueva York en sentencia de 20 de febrero de 2024, al resolver una incidencia de la demanda de nulidad en contra del contrato de emisión y garantía de los Bonos PDVSA 2020<sup>212</sup>.

Uno de los problemas de fondo es determinar a quién corresponde declarar la ilicitud del objeto de estos contratos. En teoría, cabrían cuatro opciones: (i) el ente contratante; (ii) el poder judicial de Venezuela; (iii) cortes foráneas o (iv) tribunales arbitrales. Cabe formular algunas precisiones en torno a estas opciones.

Desde la teoría del contrato administrativo que rige en Venezuela, podría considerarse que los CPPs y otros contratos similares tienen por objeto o causa la atención del interés público y, por ende, ellos son contratos administrativos. Con lo cual, el ente contratante tendría la potestad de terminar unilateralmente el contrato en razón a su invalidez, invocando las muy imprecisas cláusulas exorbitantes<sup>213</sup>.

---

<sup>212</sup> En general, *vid.* Wälde, Thomas, “The sanctity of debt and insolvent countries: defenses of debtors in international loan agreements”, en *Judicial enforcement of international debt obligations*, International Law Institute, Washington D.C., 1986, p. 125.

<sup>213</sup> Como hemos explicado, las cláusulas exorbitantes son poderes que la Administración Pública puede ejercer unilateralmente en todo contrato administrativo, incluso, para acordar su terminación.

Otra opción es considerar que la invalidez del contrato excede del ámbito de las cláusulas exorbitantes, y que, por lo tanto, PDVSA debe demandar la invalidez del contrato ante la jurisdicción contencioso-administrativa, como parte de lo que se ha llamado el “contencioso de los contratos administrativos”<sup>214</sup>.

Si los contratos pactan la jurisdicción de cortes extranjeras, entonces, éstas serán competentes para conocer de la invalidez de los contratos, en tanto ello suponga una disputa contractual. Este es, precisamente, el tema de fondo en la demanda de nulidad en contra de los contratos de emisión y garantía de los Bonos PDVSA 2020, actualmente conocida por la Corte del Distrito Sur de Nueva York, en la cual se debate la invalidez de estos contratos de acuerdo con el Derecho de Venezuela<sup>215</sup>.

Finalmente, la cuestión de la invalidez podría derivar en un arbitraje contractual, asumiendo que los contratos hayan incorporado una cláusula arbitral, lo que por lo demás, ha sido común en contratos petroleros<sup>216</sup>.

Otro tema que debe considerarse es la consecuencia de la invalidez, en especial, desde la responsabilidad patrimonial de PDVSA. Así, los contratistas podrían alegar que obraron de buena fe y con la debida diligencia al celebrar los contratos, con lo cual, el ente contratante debería ser responsable por los daños ocasionados por la extinción del contrato, en lo que sería un supuesto de responsabilidad extra-contractual (en tanto el

---

<sup>214</sup> Irribaren, Henrique, “El contencioso de los contratos administrativos” en *Régimen jurídico de los contratos administrativos*, Fundación Procuraduría General de la República, Caracas, 1991, pp. 249 y ss.

<sup>215</sup> Hernández G., José Ignacio, *La defensa judicial del Estado venezolano en el extranjero y la deuda pública legada de Chávez y Maduro (2019-2020)*, cit., pp. 333 y ss.

<sup>216</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Arbitraje en el sector público y arbitraje internacional de inversión. Estudios*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023, pp. 122 y ss.

contrato, por inválido, sería extinguido). Una posibilidad es que el ente contratante responda por haber afirmado, falsamente, que sí contaba con la capacidad para celebrar el contrato. La responsabilidad patrimonial abarcaría tanto el daño emergente como el lucro cesante. En todo caso, en el centro de esta hipótesis está la buena fe con la cual debió haber obrado el inversionista privado.

Un elemento importante para determinar la diligencia con la que el contratista actuó es determinar si solicitó y obtuvo una opinión legal independiente de Derecho de Venezuela, en la cual se acredite la validez de los contratos. Desde el Derecho público venezolano, así, el contratista puede alegar que firmó el contrato bajo la expectativa legítima de que éste era lícito, expectativa que podría probarse a través de esta opinión, en tanto ella demuestra una diligencia debida<sup>217</sup>.

El estándar de la confianza legítima se enfrenta a un importante reto, ante la evidente inconstitucionalidad de los decretos de estado de emergencia y de la Ley Anti-Bloqueo que sirven de fundamento a los CPPs y otros contratos. Así, la invalidez de estos contratos no responde a una interpretación elaborada del ordenamiento jurídico, sino que es consecuencia de actos manifiestamente inconstitucionales, derivados de la usurpación de la función legislativa. Pero al mismo tiempo, es preciso observar que ninguno de esos actos ha sido anulado, con lo cual, ellos son parte del ordenamiento jurídico.

Pero incluso asumiendo la invalidez manifiesta de estos actos, la Administración es en todo caso responsable por enriquecimiento sin causa, lo que implica que el contratista tendría derecho a la compensación por los gastos incurridos en la

---

<sup>217</sup> Sobre la protección de la expectativa legítima, *vid.* Canónico, Alejandro, “Estudio del principio de confianza legítima en el Derecho administrativo venezolano”, en *Revista de Derecho Administrativo* N° 39, 2024, pp. 61 y ss.

ejecución del CPPs. En especial, el principio de equidad podría llevar a considerar que, a pesar de la invalidez, los pagos a la deuda realizados con parte de la producción deben reconocerse.

La posible responsabilidad patrimonial de la Administración en caso de extinción de los CPPs se somete a un régimen especial en el ámbito del arbitraje internacional, no solo basado en cláusulas contractuales sino en Tratados Bilaterales de Inversión (TBIs). De hecho, los reclamos arbitrales de Conoco y Exxon, como vimos, tienen su origen en la terminación unilateral de contratos ante su supuesta ilegalidad, lo que ha dado lugar a condenas al pago de daños, tanto por violación de los contratos como por violación a los estándares de protección del inversionista. En este ámbito, la terminación de estos contratos fue considerada como una medida expropiatoria<sup>218</sup>.

La extinción de los CPPs mediante la declaratoria de nulidad podría forzar la salida del mercado petrolero de los inversionistas privados, afectándose con ello la producción petrolera. Este efecto adverso debe incluirse dentro del análisis acerca de la racionalidad de esta solución y la conveniencia de explorar soluciones más eficientes, como la conversión de los CPPs.

Resta por señalar que la validez de los CPPs no es tarea sencilla. Ciertamente, como explicamos a lo largo de este libro, todo contrato amparado en los decretos de estado de excepción y la Ley Anti-Bloqueo son resultados de la usurpación de funciones y de la violación de la Constitución, lo que otorgaría fundamento a la declaratoria de invalidez. Pero al mismo tiempo, es necesario tomar en cuenta que esta violación a la Constitución no respondería a un caso aislado, sino en realidad, ella sería resultado de la desaplicación, de *facto*, de todo el ordenamiento consti-

---

<sup>218</sup> Brewer-Carías, Allan R., *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera, cit.*

tucional, como consecuencia de los mecanismos constitucionales abusivos implementados desde 2016. Como hemos explicado en otro lugar, la informalidad económica en auge desde 2018, no responde a violaciones específicas de la Constitución sino a la desaplicación de todo el ordenamiento jurídico, en especial, en las áreas de limitada estatalidad surgidas como resultado del colapso estatal. Los arreglos contractuales surgidos al amparo de esa flexibilización, como la dolarización, responden a prácticas que, ciertamente, se apartan de las instituciones formales reconocidas en el Derecho económico. Pero esas prácticas, en realidad, responden al colapso de la vigencia efectiva del Derecho económico. De allí que la solución del artículo 7 del Código Civil, según el cual las prácticas contrarias a la Ley no pueden derogar ésta, no resulta del todo aplicable. Estas prácticas, por medio de instituciones informales, han sustituido a la Ley como resultado del colapso estatal y el advenimiento de áreas de limitada estatalidad<sup>219</sup>.

En efecto, ni los decretos ni la Ley Anti-Bloqueo ni los CPPs pueden derogar a la LOH y el resto de las leyes que rigen a las actividades primarias. Por ello, no puede invocarse la práctica contractual del CPP para justificar la derogatoria de la LOH, de acuerdo con el artículo 7 del Código Civil. Pero el mismo tiempo, debe tomarse en cuenta que los CPPs fueron posibles pues el colapso estatal llevó a la desaplicación generalizada de todo el ordenamiento jurídico-constitucional, lo que demuestra que el único problema a resolver no es la invalidez.

---

<sup>219</sup> Desde el Derecho tributario, véase lo que hemos expuesto en Hernández G., José Ignacio, “El Estado fallido en Venezuela y la anomia del Derecho Tributario”, en *Libro Homenaje al Doctor Humberto Romero-Muci. Tomo I*, Asociación Venezolana de Derecho Tributario-Editorial Jurídica Venezolana-Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2023, pp. 473 y ss.

Estos aspectos legales también evidencian la improvisación tras el modelo de los CPPs. Quienes participaron en su diseño obraron bajo la premura de la ventana de oportunidades de la política de sanciones de Estados Unidos, pero sin preocuparse por la sostenibilidad a largo plazo de estos contratos ni por sus implicaciones dentro del proceso de transformación democrática. En cualquier otro sector, esta inmediatez no sería tan relevante. Pero en el largo plazo que caracteriza a las inversiones petroleras, esta improvisación genera mayores problemas. Esto corrobora la tesis central de este libro, esto es, que la causa primera de la informalización del sector petrolero venezolano no es la política de sanciones sino el colapso estatal y, con ello, el colapso del ordenamiento jurídico. Pues incluso con las hoy extintas licencias generales e individuales, PDVSA no hubiese podido transferir derechos petroleros a inversionistas privados en un entorno institucional marcado por la efectiva vigencia de la separación de poderes.

## 2. *La conversión de los contratos de participación productiva*

La otra alternativa a la invalidez de los CPPs es su conversión o novación, a contratos que legalmente puedan transferir a la inversión privada derechos petroleros. Esta conversión es conocida como *conversio tituli*, o sea, la conversión del título habilitante que permite emprender actividades primarias y de comercialización de crudo<sup>220</sup>. Tal fórmula es conocida en el Derecho Minero, tal y como quedó regulada en la Ley de Minas de 1999, la cual previó un procedimiento para convertir los contratos mineros celebrados por la Administración en contratos de concesión minera<sup>221</sup>.

---

<sup>220</sup> Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y regulación económica, cit.*

<sup>221</sup> Artículo 132.

De esa manera, la conversión de los CPPs quedaría regida por los siguientes principios:

El *primer* paso necesario para la conversión de los CPPs es dictar una nueva Ley de hidrocarburos, para derogar la reserva al Estado y así permitir a la iniciativa privada emprender, directamente, actividades de exploración, producción y comercialización, a través de la modalidad contractual que hemos denominado “contrato de exploración y producción”, o contrato E&P. Este contrato, por un lado, transfiere derechos reales sobre los yacimientos y, por el otro, permite a la inversión privada –nacional y extranjera– explotar autónomamente las actividades petroleras, bajo la supervisión de una Administración sectorial, la Agencia Venezolana de los Hidrocarburos<sup>222</sup>.

Este nuevo marco institucional, como parte de las reformas para restablecer los derechos económicos y así proveer seguridad jurídica, es una condición necesaria para apalancar la recuperación de la industria petrolera. La precariedad institucional de los CPPs amparados en la Ley Anti-Bloqueo es, actualmente, la principal restricción al crecimiento de la producción petrolera, y no las sanciones económicas impuestas por el Gobierno de Estados Unidos. Ello podría explicar por qué la producción petrolera no ha logrado superar la barrera del millón de barriles diarios: sin condiciones institucionales adecuadas, los inversionistas autorizados por la OFAC tenderán a moderar su actividad<sup>223</sup>. Estas condiciones, por supuesto, no se agotan en el marco jurídico petrolero, pues alcanzan también a la ausencia de insumos que el frágil Estado no puede aportar, como, por ejemplo, seguridad ciudadana y suministro eléctrico.

---

<sup>222</sup> Hernández G., José Ignacio, “Hacia una nueva la Ley orgánica de hidrocarburos”, *cit.*

<sup>223</sup> Véase el anexo.

En *segundo* lugar, la nueva Ley debe incluir disposiciones transitorias, a los fines de permitir a los contratistas de los CPPs solicitar la conversión de estos contratos a los contratos explotación y producción (E&P), que trasladen la titularidad de derechos petroleros a la inversión privada. A estos efectos, la Ley deberá regular el procedimiento administrativo a través del cual el contratista solicita a la Administración la conversión del CPP en el contrato E&P. Mientras el procedimiento se decide, el contratista mantendrá la operación petrolera en las condiciones pactadas en el CPP.

Como se observa, la conversión es un acto voluntario, y no forzoso. En realidad, esta conversión resulta de un procedimiento especial, en el marco del procedimiento general por medio del cual los socios minoritarios de las empresas mixtas tienen la opción de solicitar la conversión del contrato de sociedad en el contrato E&P, lo que implicaría trasladar los derechos petroleros de la empresa mixta al inversionista privado.

Sin embargo, ahora es necesario atender a la situación legal de los socios minoritarios que suscribieron los CPPs, y con ello, asumieron la gestión de la operación de la empresa mixta. Estos inversionistas tienen una doble condición, a saber, la de contratistas del contrato de sociedad y del CPP. No obstante, la situación legal de cada una de esas relaciones contractuales es distinta. Como vimos, en tanto contratistas del contrato de sociedad, estos inversionistas tendrían la opción de solicitar la conversión de este contrato en el contrato E&P y así, asumir, de *iure*, el ejercicio de los derechos petroleros. Pero también tendrían la opción de mantener su condición de socio minoritario, pues en el modelo regulatorio que hemos sugerido, las empresas mixtas podrían subsistir como operadores, si existe el acuerdo entre las partes.

Pero podría ser problemático, en este hipotético marco regulatorio, otorgar la opción de mantener, además del contrato E&P, el CPP, debido a que éste responde a un marco excepcional,

incompatible con el principio de transparencia que la nueva regulación debería incluir, en sintonía con los estándares ambientales, sociales y de gobernanza. Con lo cual, el modelo del CPP ha creado un problema adicional para la reforma institucional del sector petrolero, pues ahora es necesario abordar la doble condición de algunos inversionistas, que son a la vez socios minoritarios de empresas mixtas y operadores en el ámbito de los CPPs. Para los supuestos en los cuales los CPPs fueron celebrados respecto de operaciones a cargo de PDVSA Petróleo, S.A., esta doble condición no está presente y, por ende, el único contrato a convertir sería el CPP.

Bajo este esquema, y en el ámbito de las empresas mixtas, el inversionista podría decidir terminar el CPP, pero manteniendo el contrato de sociedad, en el supuesto en el que el acuerdo entre las partes sea que la empresa mixta se mantenga como empresa operadora.

Esta conversión genera un riesgo especial, si el contratista del CPP no logra acordar las condiciones para la conversión de este contrato o si, por alguna razón legal, esta conversión no se logra. Esto implicaría que, vencido el lapso transitorio, el CPP quedaría extinguido, lo que genera riesgos de reclamaciones por daños, incluso, a través de reclamos arbitrales, tanto por incumplimiento de contratos como por violación a los estándares expropiatorios previstos en tratados.

Para evitar este riesgo, es importante que el procedimiento de conversión de los CPPs esté acompañado de incentivos adecuados para elevar la probabilidad de que los contratistas opten por solicitar la conversión. En tal sentido, la conversión podría venir acompañada de una amnistía fiscal y administrativa, en el sentido que la Administración no podrá iniciar procedimientos administrativos y tributarios por cualquier ilícito que hubiese podido cometerse bajo la gestión de los CPPs, aplicable solo para los operadores que decidan participar en esta conversión.

Finalmente, y en *tercer lugar*, la Administración debe decidir sobre la petición de conversión realizada por el contratista, en el marco del procedimiento administrativo creado a tales efectos. La parte contratante del CPP es, según los casos, la empresa mixta o PDVSA Petróleo, S.A. Pero en el modelo regulatorio que hemos propuesto, la parte contratante es la República, en su condición de propietaria de los yacimientos, actuando a través de la Agencia. Por lo tanto, la decisión del procedimiento de conversión correspondería a ésta.

De acuerdo con los procedimientos de conversión adoptados en el marco de la liberalización de sectores económicos<sup>224</sup>, la conversión se rige por el principio de buena fe y confianza legítima, en el sentido que la Administración deberá respetar el ámbito de los derechos otorgados en el CPP, al menos, en cuanto a la extensión geográfica de los derechos petroleros. El régimen fiscal será, en todo caso, el que disponga la nueva Ley, conforme al principio según el cual la Ley no puede afectar retroactivamente el contrato, pero sí puede incidir en su ejecución. Esto permitiría a los antiguos contratistas del CPP operar bajo el nuevo marco fiscal, más racional y flexible, que la nueva Ley adoptaría.

Pero aquí encontramos otro posible problema, pues las cláusulas económicas del CPP incluyen también el repago de la deuda entre PDVSA y el inversionista. El pago de esta deuda no es una relación propia del ámbito de la regulación de los hidrocarburos, ni sobre la cual la Agencia pueda decidir. Esto implicaría que la renegociación de esta deuda, con PDVSA, debería ser abordada de manera separada, en el marco de la renegociación integral de toda la deuda pública. Una de las decisiones que tendría que tomarse es si esa renegociación abarcará, en igualdad de condiciones, a todas las reclamaciones, conforme al

---

<sup>224</sup> Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y regulación económica, cit.*

principio de trato equitativo. De haber algún remanente de la deuda con PDVSA, esta debería ser incluida en la renegociación de las obligaciones de la estatal petrolera.

El efecto práctico del procedimiento de conversión puede resumirse de la siguiente manera: los derechos petroleros cuyo ejercicio fue transferido *de facto* en el CPP serán ahora transferidos de *iure*, lo que reforzará la condición jurídica del inversionista, que, de un operador petrolero precario, pasará a ser un operador basado en derechos de propiedad. Esta reforma, por ello, requiere además la reforma de todo el Derecho económico de Venezuela, para alinear las actividades económicas surgidas al amparo de la informalización económica con los valores y principios de la economía social de mercado reconocida en la Constitución de 1999.

Tomando en cuenta las complicaciones operativas y riesgos de este procedimiento de conversión, podrían examinarse tres alternativas.

Una *primera alternativa* es que la conversión opere de pleno Derecho, por imperio de la Ley. Así, la Ley dispondría que, a partir de determinado momento, los CPPs quedarán automáticamente convertidos en el contrato E&P, de acuerdo con las condiciones contractuales definidas por la Administración. Esta opción tiene la gran ventaja de obviar el procedimiento de conversión, pero con un costo importante: el inversionista podría considerar que la Ley tiene efectos expropiatorios, pues unilateralmente los derechos contractuales del CPP fueron transformados en el contrato E&P. Además, esta conversión forzosa atenta contra la autonomía de la voluntad de las partes, pues lo cierto es que el nuevo contrato E&P sería una suerte de contrato forzoso.

La *segunda alternativa* es mantener los CPPs, bastando para ello con una disposición legal según la cual, estos contratos tendrán su vigencia en los términos que fueron suscritos. Más que conversión o novación, aquí estaríamos ante un caso de

convalidación legal de los vicios de los CPPs, justificada en parte por la necesidad de preservar actos jurídicos dictados bajo el régimen de *facto* en vigor desde el 2016. Esta convalidación sería resultado de considerar que el problema de fondo no es la colisión entre el CPP y la Ley, sino el régimen de *facto* bajo el cual surgieron estos contratos.

Esta solución reduce los riesgos del procedimiento de conversión, pero generando un problema adicional, cual es la existencia de un régimen jurídico especial aplicable solo a los contratistas de los CPPs, lo que podría ser considerado como un trato discriminatorio en relación con el resto de los inversionistas. La recuperación del sector petrolero venezolano requiere de un marco institucional acorde con los principios del Estado de Derecho y, por ende, basado en la igualdad de trato. Por ello, la nueva Ley de hidrocarburos debe orientarse a uniformar el régimen jurídico de las actividades directamente a cargo de la inversión privada, por medio del contrato E&P. Mantener en paralelo los CPPs atenta contra este objetivo.

La *tercera alternativa* es convertir a los CPPs en contratos públicos de servicios, respetando las limitaciones que derivan de la legislación petrolera. Esta solución supondría que el inversionista privado retomaría su rol como socio minoritario, trasladando a la empresa mixta el ejercicio de los derechos petroleros. Pero esta alternativa se enfrenta a la incapacidad técnica y financiera de PDVSA de cumplir con sus tareas en la conducción de las actividades primarias y de comercialización. De allí la conveniencia de crear los incentivos para que la privatización *de facto* pase a ser una privatización *de iure*, transformando los precarios CPPs en robustos contratos E&P.



## CONCLUSIONES

Desde el 2013 el Gobierno ha implementado políticas de privatización de *facto* de la industria petrolera, trasladando a inversionistas privados el ejercicio de derechos que, de conformidad con la LOH, solo pueden ser gestionados por filiales y empresas mixtas de PDVSA. Esta privatización ha sido la respuesta al gradual colapso de la capacidad estatal, que impide a PDVSA cumplir sus tareas como el ente a cargo de la industria petrolera. Con lo cual, la primera razón que justifica esta privatización es el colapso estatal, y no la política de sanciones económicas que comenzó a adoptar el Gobierno de Estados Unidos en 2017.

Bajo el marco legal petrolero formalmente en vigor, la inversión privada solo puede participar en las actividades de exploración y producción como socio minoritario o socio B de empresas mixtas, las cuales asumen también la comercialización del crudo mejorado, pues la venta del crudo natural ha sido reservada a empresas de la exclusiva propiedad del Estado. El modelo de empresas mixtas comenzó a ejecutarse en 2006, en el marco de la llamada política de Plena Soberanía Petrolera, y que extinguió de manera coactiva los contratos suscritos durante la Apertura Petrolera. Chevron fue una de las empresas petroleras internacionales que, al alcanzar un acuerdo con el Gobierno, pudo mantenerse en el sector petrolero como socio minoritario.

De acuerdo con la sentencia de la Corte Suprema de Justicia en Pleno de 23 de abril de 1991, la reserva de las actividades de exploración y producción (actividades primarias), y bajo las

condiciones señaladas, de las actividades de comercialización de crudo natural y mejorado, impide a la iniciativa privada gestionar directamente estas actividades. Por el contrario, el Estado debe tener el control efectivo sobre la operación de estas actividades, a través de filiales de su exclusiva propiedad o mediante empresas mixtas. En este último caso, lo decisivo es el control jurídico, no solo el económico. La gestión de las actividades primarias y de comercialización por las empresas mixtas debe responder a un proceso de toma de decisiones de PDVSA, no del socio minoritario, más allá de sus derechos y obligaciones derivados del contrato de sociedad.

Así, el diseño institucional de las empresas mixtas parte del principio según el cual PDVSA no puede celebrar ningún contrato por el cual otorgue a inversionistas privados, directa o indirectamente, participación en las actividades de exploración, explotación, almacenamiento y transporte inicial de hidrocarburos, como recordó el artículo 3 de la citada *Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Aun cuando el socio minoritario tiene derecho a participar en el proceso de toma de decisiones de la empresa mixta, este proceso debe quedar bajo el control legal decisivo de PDVSA, a través de los controles de Derecho administrativo y mercantil que derivan de la regulación de las empresas mixtas.

Nótese que la prohibición aplica a contratos que indirectamente cedan la operación, lo que se opone a fórmulas contractuales que, de manera simulada, fraudulenta o abusiva, trasladen al socio minoritario todas o la mayoría de las tareas propias de las actividades primarias y de comercialización. La empresa mixta no puede ser empresa operadora solo en su fachada. Esta prohibición no se opone a celebrar contratos ordinarios de servicios, para asignar tareas específicas a contratistas privados, bajo una remuneración no atada a los resultados de la operación.

Sin embargo, PDVSA amplió el cauce de la inversión privada, por medio de contratos de financiamiento con el socio minoritario que comenzaron a celebrarse en 2013. En los hechos, estos contratos ampliaron la participación del socio B en las actividades primarias y de comercialización, pues PDVSA cedió el control financiero sobre la empresa mixta. Posteriormente, a partir de 2018, y al soporte del Decreto n° 3.368 de emergencia económica, PDVSA cedió el ejercicio de derechos petroleros por medio de contratos de servicios petroleros, cuya constitucionalidad fue cuestionada por la Asamblea Nacional de 2015. Estos contratos no se limitaron a tareas específicas y, además, ataron la remuneración a la producción, siguiendo en suma un modelo de tipo concesional.

El colapso de PDVSA, consecuencia de las políticas arbitrarias adoptadas desde el 2002, se agravó luego de que la empresa estatal petrolera fuese sancionada por el Gobierno de Estados Unidos en enero de 2019. Además, los administradores designados por el Gobierno de Maduro perdieron la representación legal de esa empresa en Estados Unidos, como consecuencia de la política de reconocimiento del Gobierno de Venezuela en aquel país. En todo caso, las sanciones no son la restricción legal más vinculante en la actividad de comercialización, pues aquí, la restricción más vinculante es la política de reconocimiento, al impedir a los administradores de PDVSA designados por Maduro representar a esa empresa y sus filiales en Estados Unidos.

Es importante acotar que la regulación de las sanciones económicas, especialmente derivada de las órdenes ejecutivas n° 13.857 y 13.884, solo surte efectos dentro del ámbito territorial y personal de la soberanía del Gobierno de Estados Unidos, con lo cual, no se trata de sanciones “internacionales”. En tanto PDVSA, sus filiales y empresas mixtas fueron determinadas como sujetos sancionados, no pueden realizar ninguna operación con sujetos de Estados Unidos o en ese país. En este último caso, como vimos, la primera restricción es la política de reconocimiento de la junta administradora *ad-hoc*.

Para hacer frente a estas nuevas restricciones, el Gobierno consolidó su control sobre todo el grupo PDVSA, primero, por medio de un nuevo decreto de emergencia económica (Decreto nº 4.131) y luego, a través de la Ley Anti-Bloqueo. Este texto consolidó el proceso de privatización de *facto* de las actividades petroleras, mediante la transferencia a la inversión privada del ejercicio de actividades de exploración, producción e incluso comercialización, por medio de contratos públicos conocidos como “acuerdos de servicios compartidos” (ASC), o “acuerdos de servicios productivos” (ASP). Esta política, conocida como el Plan El-Aissami, contribuyó a una tenue recuperación, pero en el marco de políticas opacas que exacerbaron la corrupción.

Los contratos de servicios petroleros, los acuerdos de servicios compartidos y los acuerdos de servicios productivos fueron suscritos en ejecución de los inconstitucionales decretos de emergencia económica y la Ley Anti-Bloqueo, a los fines de sortear la fragilidad estatal que impide a PDVSA cumplir con sus tareas como el ente a cargo del control de la industria petrolera. No puede afirmarse, entonces, que esta privatización de *facto* y su informalización fueron ocasionadas por las sanciones impuestas desde 2019, pues en realidad, tal privatización inició mucho antes, en 2013, como parte de los mecanismos informales de gobernanza surgidos en los cometidos estatales petroleros, considerados como áreas de limitada estatalidad.

En 2022 el Gobierno de Estados Unidos decidió flexibilizar la política de sanciones económicas. Esta flexibilización se llevó a cabo por dos instrumentos. Por un lado, encontramos las licencias generales e individuales de la OFAC, que autorizaron la realización de operaciones prohibidas por las órdenes ejecutivas; por el otro, encontramos las cartas de conformidad y opiniones, que certificaron que ciertas operaciones no están prohibidas por esas órdenes.

La política de flexibilización de las sanciones inició con la Licencia General n° 41 a favor de Chevron, la cual autorizó la realización de operaciones con empresas mixtas. Luego, la Licencia General n° 44 autorizó por seis meses a PDVSA a realizar cualquiera de las operaciones prohibidas. Pero debido a las medidas autoritarias adoptadas por el régimen de Maduro, esta Licencia expiró y, en su lugar, la OFAC otorgó licencias individuales, que no son públicas. En todo caso, existe información sobre licencias a favor de los socios B Repsol y Maurel & Prom. Puede deducirse que, a través de estas licencias, la OFAC autorizó a socios minoritarios de empresas mixtas (Chevron, Maurel & Prom y Repsol) a asumir el ejercicio de actividades primarias y de comercialización, por medio del modelo del CPP, amparado en la Ley Anti-Bloqueo, y, por ende, regido por el principio de confidencialidad. Este modelo, por ende, excedió del marco legal petrolero, pues los socios B actúan, en los hechos, como agentes de PDVSA para el ejercicio de derechos petroleros.

Las licencias generales e individuales otorgadas entre 2022 y 2024 expiraron o fueron revocadas a fines de mayo de 2025, a pesar de lo cual PDVSA mantuvo el modelo del CPP. Este modelo cobró nueva importancia con la licencia individual otorgada por OFAC a favor de Chevron en julio de 2025. Por lo anterior, el modelo del CPP es la principal política con la cual PDVSA pretende avanzar en la privatización *de facto* de la industria petrolera.

El modelo del CPP es la continuación de los contratos de servicios petroleros que comenzaron a celebrarse en 2018. Cabe aclarar, por ello, que el inversionista privado no adquiere derechos de propiedad a través del CPP, sino derechos precarios que le permiten actuar como operador de PDVSA. Así, es PDVSA y, en realidad, el Ejecutivo, quien controla de *iure* el ejercicio de derechos petroleros, especialmente con base en los ilimitados poderes de control y dirección de la Ley Anti-Bloqueo, lo que demuestra que la cesión de los derechos petroleros es indirecta.

El régimen financiero del CPP parte de la captura de la totalidad de los ingresos por exportaciones por el inversionista privado que actúa como contratista-operador, quien administra esos ingresos a través de una cuenta bancaria de garantía o de pago. Con cargo en esa cuenta, el contratista transfiere a la filial de PDVSA titular de los derechos, incluyendo la empresa mixta, el monto correspondiente al *government take*, que podría oscilar entre un tercio (1/3) y el cincuenta por ciento (50%) de la producción, monto que supuestamente se pagaría en bolívares, en las condiciones imperantes hasta mayo de 2025. Además, y de ser el caso, el contratista retiene cerca del veinte por ciento (20%) para el pago de su deuda y el remanente se destina a cubrir gastos de operación, aun cuando podría también distribuirse un excedente de la producción. Las condiciones exactas de este régimen financiero son desconocidas, por la confidencialidad del modelo del CPP, aun cuando sí puede afirmarse que el Gobierno capta una porción del ingreso petrolero.

Bajo la licencia individual emitida por la OFAC a favor de Chevron en julio de 2025, se habría prohibido cualquier pago en efectivo a favor del Gobierno de Venezuela. Una posible solución es que Chevron, basada en el modelo del CPP, produzca indirectamente petróleo para su comercialización en Estados Unidos. Posteriormente, Chevron compraría productos derivados para su cesión a PDVSA como pago en especie, quien los destinaría al mercado interno. En este esquema, por ende, el ingreso fiscal petrolero no se pagaría en efectivo ni podrían venderse los petro-dólares en el mercado cambiario. Ante la precariedad institucional imperante, nada impediría a PDVSA vender estos productos en condiciones opacas, incentivando con ello la corrupción y las políticas clientelares.

El modelo del CPP, al transferir la operación a la inversión privada en condiciones opacas e ineficientes agravadas por la Ley Anti-Bloqueo, es una respuesta muy limitada a la incapacidad operativa y técnica de PDVSA. Ante el colapso de PDVSA,

la regulación de la LOH devino en inaplicable, pues el grupo PDVSA no puede cumplir con sus tareas. La modesta recuperación de la producción petrolera, entre 2022 y 2025, demostraría los efectos favorables de ampliar el rol de la inversión privada. Pero la forma en la cual se implementó esta solución es subóptima, no solo por la precariedad de los derechos contractuales, sino, además, por la opacidad del modelo del CPP. Por ello, este modelo es claramente insuficiente para promover la recuperación del sector y, además, agravará su informalidad.

Frente al modelo del CPP, caben dos soluciones jurídicas en un hipotético escenario de reconstrucción de la industria petrolera. El primero es la extinción de los CPPs a través de su nulidad por la ilicitud de su objeto. Además de afectar la producción, esta solución podrá comprometer la responsabilidad patrimonial de la Administración. La otra opción es convertir los CPPs en contratos de producción y exploración que, de manera transparente, transfieran derechos petroleros a la inversión privada. En cualquier caso, los CPPs han creado un nuevo problema pues, ahora, será necesario atender el régimen jurídico ad-hoc que, al margen de la LOH, ha quedado a cargo de casi un tercio de la producción petrolera.

El modelo del CPP no logró poner fin a la informalización del sector, pues avanzó en la privatización de *facto* al amparo de la Ley Anti-Bloqueo, que ha sometido a los nuevos contratos petroleros a un manto de opacidad, al margen de los controles derivados del Estado de Derecho y en especial, el control parlamentario sobre los contratos de interés público nacional. Esta opacidad no es consecuencia de la regulación de las sanciones, sino del desmantelamiento del Estado de Derecho. Como tal, este modelo es una respuesta de corto plazo y, en muchos sentidos, improvisada, que ha agravado la vulneración del principio de legalidad, creando condiciones adversas a la recuperación sostenida de la producción petrolera.



## **ANEXO: EL DESEMPEÑO ECONÓMICO DEL SECTOR PETROLERO BAJO EL MODELO DEL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA**

El modelo del CPP ha querido ser justificado en función a su impacto favorable sobre la economía, tomando en cuenta, en especial, el aumento de la producción y de las exportaciones. También se ha señalado que ese modelo ha contribuido a fortalecer el rol de empresas petroleras internacionales tradicionales, reduciendo con ello la presencia de actores como Rusia, China e Irán, aun cuando en el primer caso podrían añadirse los impactos de las sanciones impuestas a raíz de la invasión a Ucrania. Finalmente, el modelo ha sido alabado por reducir la informalidad en el sector de los hidrocarburos.

En este anexo resumiremos los principales indicadores del mercado petrolero venezolano hasta el 2025, para poder apreciar estas valoraciones con mayor objetividad. Como se explica en el texto principal, en realidad, los posibles efectos económicos positivos no son relevantes para evaluar la constitucionalidad y legalidad del modelo CPP, que es el punto central de nuestra investigación. Sin embargo, evaluar el desempeño económico de este modelo al amparo de las licencias hoy extintas, es útil para comprender mejor dos de las conclusiones que hemos afirmado. Así, (i) el modelo logró atender, muy precariamente, a la primera

de las limitaciones al crecimiento de la producción, a saber, la incapacidad operativa y financiera de PDVSA. No obstante, (ii) una vez resuelta esta limitación, el modelo se topó con otra restricción, de mayor peso: la ausencia de derechos de propiedad y la creciente fragilidad estatal. Como resultado, el modelo del CPP no logró la recuperación sostenida de la producción.

El primer indicador es la producción petrolera:

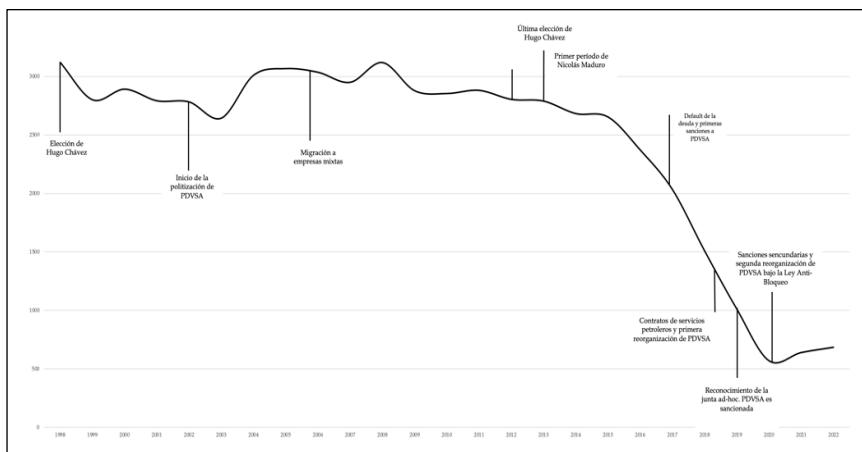


Gráfico n° 3. Producción petrolera, principales hitos.

Venezuela 1998-2022. Miles de barriles por día.

Fuente: OPEP, elaboración propia

El mayor pico en la producción se registró en 2008, pero desde entonces, la producción comenzó a disminuir, primero de manera gradual y luego, desde 2015, a un ritmo más acelerado. A pesar de ser un dato obvio, debemos destacarlo: el colapso de la producción antecede, con mucho, a la sanción impuesta sobre PDVSA en 2019 y la crisis pandémica. Con lo cual, la causa raíz de ese colapso no puede atribuirse a las sanciones, sino a las políticas por las cuales se desmanteló la autonomía de PDVSA, asignándole múltiples responsabilidades incompatibles con su objeto, y afectándose estructuralmente su capacidad productiva y comercial, sin dejar de lado la merma de su capital humano y

la pesada carga de su deuda. Esto es especialmente evidente en la producción directamente a cargo de PDVSA Petróleo, S.A., o sea, la producción debida al esfuerzo propio de PDVSA.

Asimismo, este gráfico revela cierto grado de asociación entre las políticas adoptadas por el Gobierno de Estados Unidos en 2019 y la continuidad del colapso de la producción. Estas políticas son, por un lado, el reconocimiento de la junta administradora ad-hoc de PDVSA y, por el otro, la determinación de PDVSA como sujeto sancionado. Ambas políticas impidieron a PDVSA y sus filiales relacionarse con empresas de Estados Unidos o exportar petróleo a ese país. En tanto toda la producción y comercialización descansaba en PDVSA –por medio de filiales únicas o de empresas mixtas– estas políticas agravaron la debilitada capacidad del Estado para producir y exportar petróleo. Asimismo, la regulación de las sanciones secundarias que en 2020 alcanzó a las filiales de Rosneft, aceleró el colapso.

Ahora bien, si las sanciones fuesen la principal restricción a la producción y exportación, entonces, la producción no podría haber aumentado mientras la regulación de las sanciones se mantuviese. Y sin embargo aumentó, de quinientos setenta (570) mbpd en 2020 a seiscientos treinta (630) mbpd en 2021 y seiscientos ochenta y cinco (685) mbpd en 2022. El aumento puede explicarse por la llamada producción cerrada, o sea, petróleo ya desarrollado. Pero no puede descartarse que este aumento también refleje la política de privatización *de facto* impulsada por la Ley Anti-Bloqueo, en la medida en que los contratos de servicios petroleros, y luego, el modelo ASC y ASP, permitieron paliar la limitada capacidad de PDVSA y las empresas públicas operadoras.

Ahora bien, luego del otorgamiento de la Licencia General nº 41, en noviembre de 2022, el incremento de la producción continuó. Con base en fuentes secundarias de la OPEP estimadas a abril de 2025, en 2023 la producción alcanzó los setecientos sesenta (760) mbpd, remontando a ochocientos sesenta y ocho

(868) mbpd al 2024. Durante el 2025, el pico de la producción fue de novecientos veintidós (922) mbpd durante marzo, con un descenso en abril a ochocientos ochenta y ocho (888) mbpd. Esta es la última producción registrada antes de la extinción de las licencias en mayo.

Es plausible asumir que el aumento de la producción luego de 2022 no fue una consecuencia exclusiva de la Licencia General n° 41, pues lo cierto es que ese ritmo ascendente ya se había registrado con anterioridad. Con lo cual, la hipótesis que presentamos en este libro es que la privatización *de facto* del sector petrolero, incluyendo al modelo del CPP, es la principal causa que explica el aumento de la producción.

En tal sentido, con base en las estimaciones de Szabo y Pacheco, podemos ponderar mejor cuál era el impacto de la producción petrolera a cargo de Chevron, Repsol y Maurel & Prom<sup>225</sup>. A estos efectos, y de manera aproximada, hemos estimado que la producción a cargo de Chevron equivalía al veinticinco por ciento (25%), mientras que la producción a cargo de Repsol y Maurel & Prom equivalía al cinco por ciento (5%). Esto quiere decir que, durante la vigencia de las licencias, el modelo del CPP fue responsable del treinta por ciento (30%) de la producción. Asimismo, partimos de la premisa según la cual el aumento de la producción registrado desde 2022 es principalmente atribuible a este modelo. Tomando el promedio de producción de 2022 y el estimado de producción en abril de 2025, este aumento fue de aproximadamente doscientos (200) mbpd.

---

<sup>225</sup> “Los precios del petróleo reaccionan al desorden arancelario”, El Taladro Azul-La Gran Aldea, 15 de abril de 2025, tomado de: <https://lga.lagranaldea.com/2025/04/15/los-precios-del-petroleo-reaccionan-al-desorden-arancelario/>

En una aproximación más general<sup>226</sup>, podemos estimar que la producción no imputable al modelo del CPP se distribuía entre PDVSA, equivalente al cuarenta y cinco por ciento (45%), y empresas mixtas no amparadas en el modelo del CPP, incluyendo acuerdos con China y Rusia, responsables del veinticinco por ciento (25%).

De esa manera, para un estimado de producción total para abril de 2025 de ochocientos ochenta y ocho (888) mbpd, la producción total del modelo CPP basado en las licencias hoy extinguidas fue de, aproximadamente, doscientos sesenta y seis mil (266) mbpd. Para estimar el impacto económico del modelo del CPP al amparo de las licencias, hemos realizado tres ejercicios simulados, estimando el precio del barril venezolano (Merey) de cincuenta y seis dólares con setenta y dos céntimos (\$56,72), según estimados a abril de 2025. A continuación, planteamos tres escenarios de ingresos fiscales anuales por *government take*:

<b>33.3%</b>	<b>50%</b>	<b>60%</b>
1,8	2,8	3,3

Cuadro n° 1. Simulación del ingreso petrolero,  
miles de millones de dólares  
Fuente: Elaboración propia

En un escenario base, el socio minoritario pagaba la regalía y el impuesto de extracción. Según analistas<sup>227</sup>, este pago se hacía en bolívares a favor de la República, para lo cual el socio minoritario vendía las divisas derivadas de las exportaciones a

---

<sup>226</sup> Véanse las cifras en el trabajo de Tamara Herrera, citado en el texto principal.

<sup>227</sup> Véase el citado trabajo de Tamara Herrera. No nos pronunciamos sobre si, en efecto, el pago se hacía en bolívares, en divisas o en ambas monedas. Tomamos este dato como una referencia. Dejamos a salvo pagos en especie.

través del mercado cambiario venezolano. Esto implicaba que estas divisas no se sometían a la regla fiscal que obliga a PDVSA a vender las divisas de exportaciones petroleras al Banco Central de Venezuela. Esto daría un ingreso anual de mil ochocientos (1.800) millones de dólares, de nuevo, eventualmente pagadero en bolívares.

Si el pago alcanzaba el impuesto sombra, entonces, el ingreso anual del Gobierno de Venezuela sería de dos mil ochocientos (2.800) millones<sup>228</sup>. Finalmente, si además del pago por concepto de regalías y tributos, el socio minoritario enteraba la cuota que correspondería a la CVP por dividendos, entonces, el ingreso podría ser de tres mil trescientos (3.300) millones.

La diferencia entre estos escenarios dependía, en parte, de la operación petrolera, pues salvo el tercio correspondiente a regalía e impuesto de exploración, el impuesto sobre la renta estaba condicionado al enriquecimiento neto gravable, mientras que cualquier pago por concepto de dividendos –a través de la participación de los socios de la empresa mixta en la producción– dependía de las utilidades líquidas y recaudadas que se generasen en el ejercicio económico. Otra variable, que dependía de los precios, es el tributo que podía causarse por el impuesto a precios exorbitantes y extraordinarios.

En todo caso, los ingresos fiscales eran captados por el socio minoritario, en el sentido que este socio captaba la totalidad del ingreso petrolero y, con cargo en éste, realizaba los pagos a la República en nombre de las empresas mixtas, o transfería a éstas el monto necesario para que ellas realizasen este pago.

---

<sup>228</sup> Este es el modelo que asumen David Voght y Patricia Ventura. *Vid.* “There’s a more effective way forward than “maximum pressure” for Venezuela”, *Atlantic Council*, 3 de diciembre de 2024, tomado de: <https://www.atlanticcouncil.org/blogs/energysource/theres-a-more-effective-way-forward-than-maximum-pressure-for-venezuela/>

Recordemos que las regalías, ventajas e impuesto de extracción se causan al momento de la producción, con lo cual el pago no se condiciona al resultado de la operación.

Fuera del pago del *government take*, como explicamos, el socio minoritario deducía el porcentaje correspondiente al pago del capital e intereses de la deuda con la empresa mixta, y que estimamos en el veinte por ciento (20%). De acuerdo con la estimación de producción y precios, esto podría equivaler a cerca de mil cien (1.100) millones de dólares al año. Esta sería, de esa manera, la única deuda que PDVSA pagó, luego del cese unilateral de pagos acordado en 2017.

Una vez efectuadas estas deducciones, el resto del ingreso derivado de la producción se destinaba a gastos operativos, y de ser el caso, gastos de capital. Estos gastos operativos abarcaban los costos de materias primas, otros insumos, obras y servicios necesarios para producir el petróleo, más los gastos de funcionamiento de la empresa mixta, incluyendo nómina. Estos gastos eran pagados por el socio minoritario, pero no constituyan un ingreso para él. No podemos descartar que el socio minoritario percibía, además, una remuneración por la operación de las actividades.

Finalmente, debemos observar que el aumento de la producción, desde 2023, fue relativamente modesto, en especial, si lo comparamos con el aumento registrado con anterioridad. Tomando como base la producción de 2020, para el 2022 la producción aumentó cerca del veinte por ciento (20%) mientras las sanciones económicas estaban en plena vigencia. Entre 2023 y marzo de 2025, cuando se registró el pico de la producción, el aumento fue de cerca del veintiún por ciento (21%), durante la plena vigencia de las licencias generales e individuales. Esta comparación ayuda a ponderar, mejor, el impacto de las licencias en el incremento de la producción petrolera bajo el modelo del CPP.

Estas consideraciones son importantes para formular cuatro reflexiones finales. La *primera*, es que la recuperación de la producción al nivel de 1998 es imposible bajo el esquema de los CPPs. Por lo anterior, hemos calificado que esta solución es, además de improvisada, muy parcial y limitada en cuanto a su impacto. Por el otro lado, y en *segundo* lugar, incluso dentro de su ámbito reducido, pareciera que los CPPs tampoco pueden acompañar un aumento sostenido de la producción. Ello puede explicar las tensiones en el mercado cambiario que se manifestaron a fines de 2024, claramente reveladas en el aumento de la brecha entre la tasa de cambio publicada por el Banco Central y la tasa del mercado paralelo<sup>229</sup>. Esta brecha podía evidenciar que los petro-dólares derivados de la mejora de la producción y de las exportaciones eran insuficientes para satisfacer la demanda en el mercado cambiario. La solución a este problema no pasa por los CPPs, sino por transformar la privatización de *facto* de la industria petrolera en una privatización de *iure*, en la cual los CPPs pudiesen reconducirse a modelos contractuales estables y transparentes.

Esto nos lleva a la *tercera* reflexión. No es posible ignorar los efectos favorables que el modelo del CPP ha tenido en la producción petrolera, ni tampoco los efectos favorables de las licencias generales e individuales en la generación de ingresos petroleros. La principal lección de lo anterior es que la recuperación de la industria petrolera solo es posible en el marco de contratos que amplíen el rol de la inversión privada, y reduzcan la gestión económica directa a cargo de PDVSA. Lo objetable del modelo del CPP es su total precariedad institucional, pero no la ampliación del rol de la inversión privada.

---

<sup>229</sup> Víctor Salmerón, “¿La economía se aproxima al techo?”, Gerentesis, 26 de octubre de 2024, tomado de: <https://www.gerentesis.com/post/la-economia-se-aproxima-al-techo>

Finalmente, la *cuarta* reflexión apunta al futuro inmediato del sector petrolero venezolano en el marco de los vaivenes de la política de sanciones económicas. Luego de julio de 2025, pareciera que esta política tolerará ciertas operaciones de producción y comercialización, impidiendo pagos en efectivo al Gobierno de Venezuela, lo que agravará la opacidad financiera del modelo del CPP. Desde el punto de vista fiscal, esto implicaría menores ingresos petroleros, pues el Estado recibiría el pago en especie -con petróleo y productos derivados- para su eventual comercialización en mercados internacionales, en condiciones opacas e ineficientes. Las nuevas sanciones económicas adoptadas elevan el riesgo de esta comercialización y, por ende, tenderán a aumentar los descuentos que aplican en los mercados informales.

Para procurar la estabilización de la economía apalancada en el petróleo, hace falta mucho más que licencias de la OFAC. Es necesario restablecer los mecanismos de mercado, el Estado de Derecho y la capacidad estatal, objetivos imposibles de lograr bajo las actuales condiciones políticas en Venezuela, notablemente agravadas luego del desconocimiento de la voluntad popular el 28 de julio de 2024<sup>230</sup>.

Además, debido al manto de opacidad impuesto por la Ley Anti-Bloqueo, cualquier beneficio económico del modelo del CPP debe contrastarse con el costo social derivado de la ausencia de transparencia y la corrupción generalizada. Así, en el índice de Percepción de Corrupción de 2024, Venezuela cayó tres puntos, ubicándose como el tercer país más corrupto del

---

<sup>230</sup> Véase el reporte que preparamos para el Center for Strategical and International Studies (CSIS) junto con Ryan C. Berg y Alexandra Winkler, “Ending Maduro’s Oil Lifeline: Reviewing Oil Licenses Granted Under the Barbados Accord”, 23 de enero de 2025, tomado de: <https://www.csis.org/analysis/ending-maduros-oil-lifeline-reviewing-oil-licenses-granted-under-barbados-accord>

mundo<sup>231</sup>. En estas condiciones, el ingreso fiscal petrolero derivado del modelo del CPP es administrado bajo condiciones inefficientes, lo que reduce su beneficio social, y aumenta los riesgos de que al menos una parte de ese ingreso sea desviado por corrupción o, tanto peor, a financiar sistemáticas violaciones de derechos humanos.

Antes que seguir enfocando la atención en la política de sanciones económicas, este libro propone una visión desde el Derecho de los hidrocarburos en Venezuela, señalando las profundas debilidades institucionales de los contratos surgidos al amparo de esas licencias y sugiriendo reformas para la recuperación sostenida y estable del sector petrolero, en sintonía con los principios de transparencia y rendición de cuenta. Hasta tanto esas reformas no se implementen, cualquier aspiración de recuperación de la producción petrolera será tan solo una ilusión.

---

<sup>231</sup> Tomado de: <https://www.transparency.org/en/cpi/2024>

## BIBLIOGRAFÍA

ACEMOGLU, Daron y ROBINSON, James, *Why Nations Fail*, Crown Business, New York, 2012.

AMORER, Elsa, *El Régimen de la explotación minera en la legislación venezolana*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1991.

ANDUEZA, Luis Ernesto, “El régimen jurídico aplicable a las empresas mixtas a las que se refiere el artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos”, en *Revista Derecho y Social* N° 8, Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Monteávila, Caracas, 2009.

ARAUJO-JUÁREZ, José, *La teoría de la cláusula exorbitante*, Editorial Jurídica Venezolana-CIDEP, Caracas, 2017.

AYUSO, Anna y GRATIUS, Susanne “¿Sanciones como instrumentos de coerción: cuán similares son las políticas de Estados Unidos y la Unión Europea hacia Venezuela?”, en Puente, José Manuel y Gratius, Susanne (ed), *Venezuela en la encrucijada. Radiografía de un colapso*, AB Ediciones-IESA-Konrad Adenauer Stiftung, Caracas, 2021.

BADELL MADRID, Rafael, “Contratos de interés público”, en *Revista de Derecho Público* número 159-160, Caracas, 2020.

\_\_\_\_\_, “El derecho a la buena administración”, en Balasso Tejera, Caterina *et al.*, *Libro homenaje a Allan R. Brewer-Carías. 80 años de evolución del Derecho Público*, CIDEP-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2020.

BADELL MADRID, Rafael, *Asalto al parlamento*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2021.

BELANDRÍA GARCÍA, José Rafael, “Secreto y confidencialidad en relación con la información pública en la denominada Ley Antibloqueo para el desarrollo nacional y la garantía de los derechos humanos”, en *Revista Venezolana de Legislación y Jurisprudencia* n° 16, Caracas, 2021.

BETANCOURT, Rómulo, *Venezuela, política y petróleo*, Monte Ávila Editores Latinoamericana, Caracas, 1999.

BÖRZEL Tanja A., et al., “Governance in Areas of Limited Statehood: Conceptual Clarifications and Major Contributions of the Handbook” en Börzel Tanja A., et al., (ed), *The Oxford Handbook of Governance and Limited Statehood*, Oxford University Press, Oxford, 2018.

BOSCÁN DE RUESTA, Isabel, “La Administración de la Industria Petrolera Nacionalizada y las formas de participación de personas privadas”, en *La apertura petrolera. I Jornadas de Derecho de Oriente*, Fundación Estudios de Derecho Administrativo (FUNEDA), Caracas, 1997.

\_\_\_\_\_, “Contratos de asociación en materia petrolera con sociedades mercantiles constituidas con participación de personas públicas extranjeras”, en *Revista de Derecho Administrativo* n° 4, 1998.

BREWER-CARÍAS, Allan R., “Aspectos organizativos de la industria petrolera nacional en Venezuela”, en *Régimen jurídico de las nacionalizaciones en Venezuela, Tomo I*, Instituto de Derecho Público de la Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1981.

\_\_\_\_\_, “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° 109, Caracas, 2007.

\_\_\_\_\_, *Dismantling Democracy in Venezuela: The Chávez Authoritarian Experiment*, Cambridge University Press, Cambridge, 2010.

\_\_\_\_\_, “La institucionalización de la cleptocracia en Venezuela: La inconstitucional reforma tácita del régimen de contrataciones públicas, y la inconstitucional eliminación, por decreto, de la licitación para la selección de contratistas en la industria petrolera, y de la nacionalización de las actividades auxiliares o conexas con la industria,” en *Revista de Derecho Público* nº 153-154, Caracas, 2018.

\_\_\_\_\_, *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2018.

\_\_\_\_\_, “La Ley Antibloqueo: una monstruosidad jurídica para desaplicar, en secreto, la totalidad del ordenamiento jurídico,” en *Boletín de la Academia de Ciencias Sociales y Políticas, Nº 161. Homenaje al Dr. José Andrés Octavio*, Caracas 2020.

\_\_\_\_\_, *Estudios sobre Petróleo de Venezuela. S.A. y la industria petrolera nacionalizada. 1974-2021*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2021.

\_\_\_\_\_, *Sobre las nociones de contratos administrativos, contratos de interés público, servicio público, interés público y orden público, y su manipulación legislativa*, Editorial Jurídica Venezolana, segunda edición, Caracas, 2021.

\_\_\_\_\_, “El último golpe al Estado de derecho: una “Ley Constitucional” “Antibloqueo” para rematar y repartir los despojos de la economía estatizada, en un marco de secretismo y de inseguridad jurídica,” en *Revista de Derecho Público* Nº 169-170, Caracas 2022.

\_\_\_\_\_, *Arbitraje en el sector público y arbitraje internacional de inversión. Estudios*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023.

\_\_\_\_\_, *Comentarios constitucionales sobre una transición hacia la democracia que no fue. 2019-2023*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023.

\_\_\_\_\_, *Kakistocracia depredadora e inhabilitaciones políticas: el falso Estado de Derecho en Venezuela*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023.

BREWER-CARÍAS, Allan R. y HERNÁNDEZ G., José Ignacio, *Venezuela: La ilegitima e inconstitucional convocatoria de las elecciones parlamentarias en 2020*, IDEA-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2020.

\_\_\_\_\_, *The Defense of the Rights and Interests of the Venezuelan State by the Interim Government Before Foreign Courts. 2019-2020*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2021.

CABALLERO ORTIZ, Jesús, *Las empresas públicas en el Derecho venezolano*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1982.

CÁCERES, Alejandro, “De las concesiones a la nueva PDVSA: cien años de industria petrolera”, en Straka, Tomás (ed), *La nación petrolera: Venezuela, 1914-2014*, Universidad Metropolitana-Academia Nacional de la Historia, Caracas, 2016.

CANÓNICO, Alejandro, “Estudio del principio de confianza legítima en el Derecho administrativo venezolano”, en *Revista de Derecho Administrativo* n° 39, 2024.

CARMONA, Juan Cristóbal, “Comentarios a la Ley de contribución especial sobre precios extraordinarios del mercado internacional de hidrocarburos”, en *Revista de Derecho Público* n° 14, Caracas, 2008.

SANCIONES ECONÓMICAS Y NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA  
EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

\_\_\_\_\_, *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2016.

CORRALES, Javier, “Autocratic legalism in Venezuela”, *Journal of Democracy Volume 26, Number 2, 2015.*

DINCECCO, Mark, *State Capacity and Economic Development Present and Past*, Cambridge University Press, Cambridge, 2017.

DOMÍNGUEZ, María Candelaria, *Curso de Derecho Civil III. Obligaciones*, Editorial Revista Venezolana de Legislación y Jurisprudencia, Caracas, 2017.

DUQUE CORREDOR, Román, *El Derecho de la nacionalización petrolera*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1978.

\_\_\_\_\_, “Nulidad de los Bonos PDVSA 2020”, *Revista de Derecho Público número 160-161*, Caracas, 2020.

DUQUE SÁNCHEZ, José Ramón, “De las concesiones a los contratos de servicios”, *Revista de la Facultad de Derecho de la Universidad Católica Andrés Bello n° 11*, 1970.

ESPINASA, Ramón, “La reconstrucción de la industria petrolera nacional”, *Revista SIC n° 710*, 2008.

EVANS MÁRQUEZ, Ronald et al., “Régimen legal y fiscal aplicable a las empresas mixtas previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos”, en *Derecho y Sociedad. Revista de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Monteávila n° 8*, Caracas, 2009.

HAPPOLD, Matthew “Economic Sanctions and International Law: An Introduction”, en Eden, Paul, and Matthew Happold (ed) *Economic Sanctions and International Law: Law and Practice*, Hart Publishing, Oregon, 2016.

HERNÁNDEZ G., José Ignacio, “Evolución y situación actual de la regulación de los hidrocarburos en Venezuela”, en *Revista de derecho de las telecomunicaciones e infraestructuras en red* N° 27, Madrid, 2006.

\_\_\_\_\_, “Reflexiones en torno a la migración de los convenios operativos al modelo de empresas mixtas”, *Venamcham. Trabajos jurídicos II*, Caracas, 2006.

\_\_\_\_\_, *Derecho Administrativo y regulación económica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2006.

\_\_\_\_\_, *El pensamiento jurídico venezolano en el Derecho de los Hidrocarburos*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2016.

\_\_\_\_\_, “Hacia un nuevo marco contractual para promover la inversión privada en el sector de los hidrocarburos”, en *Régimen legal de los hidrocarburos. VII Jornadas Aníbal Dominici*, AB Ediciones, Caracas, 2018.

\_\_\_\_\_, “Hacia una nueva la Ley orgánica de hidrocarburos”, en *Libro homenaje al Profesor Eugenio Hernández-Bretón. Tomo III*, Academia de Ciencias Políticas y Jurídicas, Caracas, 2019.

\_\_\_\_\_, *Fighting Against Imperialism: The Latin American Approach to International Sanctions*, Columbia Center on Global Energy Policy, 2020.

\_\_\_\_\_, “Aspectos institucionales para la creación del fondo petrolero para Venezuela”, en Balza, Ronald, et al. (coordinadores), *Petróleo y extractivismo en Venezuela*, Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 2021.

\_\_\_\_\_, *Control de cambio y de precio. Auge y colapso institucional*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2022.

SANCIONES ECONÓMICAS Y NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA  
EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

\_\_\_\_\_, *La defensa judicial del Estado venezolano en el extranjero y la deuda pública legada de Chávez y Maduro (2019-2020)*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2022.

\_\_\_\_\_, “El Estado fallido en Venezuela y la anomia del Derecho Tributario”, en *Libro Homenaje al Doctor Humberto Romero-Muci. Tomo I*, Asociación Venezolana de Derecho Tributario-Editorial Jurídica Venezolana-Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2023.

HERRERA, Tamara, “Venezuela ante el riesgo de una nueva ola de sanciones”, en BALZA, Roland (ed.), *Sobre las sanciones en Venezuela*, AB Ediciones, Caracas, 2024.

HULTS, David, “Hybrid governance: state Management of national oil companies” en Victor, David et al. (ed), *Oil and Governance*, 2012, Cambridge University Press, Cambridge, 2012.

IRRIBAREN, Henrique, “El contencioso de los contratos administrativos” en *Régimen jurídico de los contratos administrativos*, Fundación Procuraduría General de la República, Caracas, 1991.

JIMÉNEZ HERRERA, Federico, “El contrato de toma o paga off-take agreement”, en *La Ley*, de 20 de abril de 2007.

KARL, Terry Lynn, *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States*, University of California Press, 1997.

KASPER, Wolfgang y STREIT, Manfred, *Institutional Economics. Social order and public policy*, Edward Elgar, Northampton, 1998.

MARTÍNEZ, Aníbal, “Compañías petroleras”, en Diccionario de Historia de Venezuela, Fundación Empresas Polar, tomado de: <https://bibliosep.fundacionempresaspolar.org/dhv/entradas/c/companias-petroleras/>

MCBETH, Brian, *Juan Vicente Gómez and the oil companies in Venezuela, 1908-1935*, Cambridge University Press, 1983.

MÉLICH-ORSINI, José, *Doctrina General del Contrato*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1993.

MENDOZA POTEYÁ, Carlos, “Apertura Petrolera: Preámbulo de la Privatización”, en *Nueva Economía* n° 8, Academia Nacional de Ciencias Económicas, Caracas 1997.

Ministerio de Energía y Petróleo, “La Desnacionalización del Petróleo Venezolano en los Años Noventa II. Los convenios operativos”, 2005.

\_\_\_\_\_, “La desnacionalización del petróleo venezolano en los años noventa, III Los Convenios de Asociación”, 2006.

MONALDI, Francisco y HERNÁNDEZ, Igor, *Weathering Collapse: An Assessment of the Financial and Operational Situation of the Venezuelan Oil Industry*, CID Working Paper N° 327, 2016.

NASEEM, Mohammad, *International Energy Law*, Wolters Kluwer, Ámsterdam, 2017.

NEPHEW, Richard, *The Art of Sanctions: A View from the Field*, Columbia University Press, Nueva York, 2018.

NGO, Christine, y TARKO, Vlad, “Economic Development in a Rent-Seeking Society: Socialism, State Capitalism and Crony Capitalism in Vietnam”, en *Revue Canadienne D'études Du Développement* n° 39-4, 2018.

NORTH, Douglass, *Institutions, institutional change and economic performance*, Cambridge University Press, 1999.

OLIVEROS, Asdrúbal y Jesús PALACIOS, “Sector petrolero venezolano: las licencias en el centro de la discusión”, en BALZA, Roland (ed.), *Sobre las sanciones en Venezuela*, AB Ediciones, Caracas, 2024.

SANCIONES ECONÓMICAS Y NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN VENEZUELA  
EL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

OLIVEROS, Luis, “Impacto de las sanciones financieras y petroleras sobre la economía venezolana”, WOLA, 2020.

PALACIOS, Luisa y MONALDI, Francisco, *Venezuela Oil Sanctions: Not an Easy Fix*, Center for Global Energy Policy at Columbia University, 2022.

PALACIOS, Luisa y VIDOTTO, Catarina, *Assessing ESG risks in national Oil Companies: Transcending ESG Ratings with a Better Understanding of Governance*, Center on Global Energy Policy at Columbia, 2023.

PARRA LUZARDO, Gastón, “Hacia la privatización petrolera: la metamorfosis de un proceso”, en *Nueva Economía* n° 8, Academia Nacional de Ciencias Económicas, Caracas 1997.

PELEGRINO, Cosimina y LOUZA, Laura, “PDVSA firmó contrato de interés público nacional, sin siquiera el aval de la Asamblea Nacional”, en *Revista de Derecho Público* n° 171-172, Caracas, 2022.

PEÑA, Nélida, “Algunas notas sobre la incertidumbre que actualmente se presenta en la contratación pública en Venezuela”, en *Revista Venezolana de Legislación y Jurisprudencia* n° 17, Caracas, 2021.

PINTO, Sheraldine, “A propósito de los contratos de servicios y de ingeniería en la industria petrolera”, en *Revista Legislación y Jurisprudencia* N° 5, Caracas, 2015.

\_\_\_\_\_, “Contrato de servicios petroleros e industria petrolera venezolana”, en *Régimen legal de los hidrocarburos. VII Jornadas Aníbal Dominici*, AB Ediciones, Caracas, 2018.

PRITCHETT, Lant, *et al*, *Deals and Development*, Oxford University Press, Oxford, 2018.

RAMÍREZ UZCÁTEGUI, Antonio, “Derecho petrolero: nociones fundamentales y conceptos básicos” en *Temas de Derecho Petrolero*, McGraw Hill, Caracas, 1998.

ROBERTS, Peter, *Petroleum Contracts*, Oxford University Press, Oxford, 2016.

RODRÍGUEZ ARANA-MUÑOZ, Jaime y Ignacio HERNÁNDEZ G., José, *Estudios sobre la buena administración en Iberoamérica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2017.

ROMERO-MUCI, Humberto, “La disfunción del bolívar y la dolarización de facto en la economía. Aspectos legales y fiscales”, en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales* N° 161, Caracas, 2020.

\_\_\_\_\_, “Dolarización, de legalización y expolio por el uso del Petro como unidad de cuenta de las tasas en la Reforma de Ley de Registros y Notarías”, en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales* n° 166, Caracas, 2021.

RONDÓN DE SANSÓ, Hildegard, *El régimen jurídico de los hidrocarburos. El impacto del petróleo en Venezuela*, Caracas, 2008.

\_\_\_\_\_, *Empresas mixtas en el ámbito del régimen de los hidrocarburos en Venezuela*, Caracas, 2014.

ROSS, Michael, *The oil curse: How petroleum wealth shapes the development of nations*, Princeton University Press, Princeton, 2012.

ROTBURG, Robert, “Failed States, Collapsed States, Weak States”, en *State failure and State Weakness in a Time of Terror*, World Peace Foundation and Brookings Institution Press, Cambridge-Washington DC., 2003.

SILVA CALDERÓN, Álvaro, “Colonialismo, apertura petrolera y globalización”, en *Nueva Economía* n° 8, Academia Nacional de Ciencias Económicas, Caracas 1997.

SIRA, Gabriel, *El estado de excepción a partir de la Constitución de 1999*, Editorial Jurídica Venezolana, CIDEP, Caracas, 2017.

\_\_\_\_\_, *El Derecho de excepción y la emergencia económica*, CIDEP, Caracas, 2024.

SMITH, James, *Análisis del marco fiscal petrolero de Venezuela*, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C., 2022.

TORREALBA SÁNCHEZ, Miguel Ángel, “El advenimiento del reino de la arbitrariedad: comentarios a algunas disposiciones de la “Ley Constitucional Antibloqueo”, en *Revista de Derecho Público* n° 171-172, Caracas, 2022.

TOVAR, Cristina y Juan Carlos ANDRADE, “Industria petrolera y desarrollo sostenible en Venezuela: retos y estrategias para el futuro”, en BALZA, Roland (ed.), *Sobre las sanciones en Venezuela*, AB Ediciones, Caracas, 2024.

Transparencia Venezuela, *Economías Ilícitas al amparo de la corrupción*, 2023.

WÄLDE, Thomas, “The sanctity of debt and insolvent countries: defenses of debtors in international loan agreements”, en *Judicial enforcement of international debt obligations*, International Law Institute, Washington D.C., 1986.

WENAR, Leif, *Blood oil. Tyrant, violence and the rules that run the world*, Oxford University Press, Oxford, 2016.

WOODWARD, Susan, *The Ideology of failed States*, Cambridge University Press, Nueva York, 2017.



# Somos Tu mayor Leg



ISBN 979-8-89480-612-9



9 798894 806129

Remember,  
ooking sh  
form low