

SEGUNDA PARTE

LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DE 2026: ¿EL FINAL DE LA ERA DE LA NACIONALIZACIÓN PETROLERA?

José Ignacio HERNÁNDEZ G.

Profesor de Derecho administrativo y constitucional

Universidad Católica Andrés Bello

Investigador Invitado, Boston College

Profesor de Derecho constitucional comparado,

American University

INTRODUCCIÓN

Cincuenta años y 28 días después de que el Estado tomara el control de la industria petrolera, en ejecución de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH), la política de la nacionalización petrolera llegó a su fin con la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) aprobada el 28 de enero de 2026, tras un expedito procedimiento legislativo¹.

¹ La sexta legislatura de la Asamblea Nacional aprobó de manera inconsulta el proyecto de reforma en primera discusión, y tan solo una semana después aprobó el texto en segunda discusión, luego de una fase acelerada y muy limitada de consulta. El texto fue publicado en la Gaceta Oficial N° 6.978 extraordinario, de 29 de enero de 2026. Este estudio no analiza aspectos relacionados con la legitimidad de la sexta legislatura.

Sin embargo, aun cuando formalmente las bases de la nacionalización petrolera fueron desmontadas, en su lugar no se logró construir un nuevo marco jurídico para los hidrocarburos.

Asimismo, una década después de que el gobierno de Hugo Chávez implementara la llamada política de plena soberanía petrolera, la reforma de la LOH derogó las bases jurídicas de dicha política, bajo las cuales se implementó una política de expropiación arbitraria que contribuyó a la destrucción de la industria petrolera.

También la reforma de la LOH pone punto final al llamado “modelo Chevron”, o sea, la privatización *de facto* adelantada mediante los contratos de servicio petrolero y los contratos de participación productiva (CPP), basados en actos arbitrarios e inconstitucionales. De esa manera, la reforma de la LOH ordena la conversión de dichos contratos a las nuevas modalidades amparadas por la reforma. La privatización *de facto* pasó a ser una privatización *de iure*, incompleta, en todo caso.

Por ello, en realidad, más que una reforma, nos encontramos ante una nueva Ley, que modifica de manera sustancial el marco jurídico de lo que hemos llamado el pensamiento jurídico estatista del petróleo². Este pensamiento fue resultado del cambio en el pensamiento económico y político sobre el petróleo, que pasó de una visión en la cual el Estado tenía una injerencia limitada (en lo que llamamos el pensamiento propietario) a otra en la cual el Estado, además de ser propietario de los yacimientos, es también el encargado de la gestión de las actividades petroleras y de la captación y distribución del ingreso petrolero. El pensamiento jurídico estatista se consolidó con la LOREICH, a partir de la cual Venezuela se organizó como Petro-Estado. Fue ese pensamiento el que permitió al Gobierno de Chávez, como parte de sus políticas autoritarias y populistas, consolidar el poder político sobre toda la industria y, en especial, sobre la empresa estatal petrolera Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA).

² 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.

La reforma de la LOH, por vez primera desde 1976, autoriza formalmente a la inversión privada a realizar las actividades de exploración y producción, con base en nuevos contratos petroleros cuyo marco define la reforma con poca precisión. Estos contratos, cuando menos, se aproximan a la concesión petrolera, que fue el instrumento mediante el cual se inició la industria en 1914, bajo el pensamiento jurídico propietario. Incluso los derechos de la inversión privada en los nuevos contratos petroleros son mucho más amplios que los reconocidos en los contratos suscritos bajo la Apertura Petrolera. Desde esta perspectiva, esta reforma es el cambio jurídico más importante introducido en el Derecho petrolero de Venezuela, desde la nacionalización ejecutada hace medio siglo.

Sin embargo, sería un error ver, en la reforma de la LOH, el abandono definitivo del pensamiento jurídico estatista, como parte de una política de privatización del petróleo³. Por un lado, los cambios introducidos son insuficientes para desmontar, por completo, el pensamiento jurídico estatista y, en concreto, las instituciones del Petro-Estado. Por lo anterior, la reforma resulta insuficiente para acompañar la reconstrucción de la industria petrolera. Pero además, la reforma dejó intacta la legislación autocrática económica que destruyó los mecanismos de mercado, en especial la libertad de empresa y la propiedad privada. No hay, por ello, una privatización completa, pues todavía en Venezuela los derechos económicos carecen de vigencia efectiva.

³ La privatización del petróleo, como hemos explicado en otro lugar, no es - por supuesto- la enajenación de los yacimientos de hidrocarburos, o la venta de las acciones de PDVSA, pues ambas opciones están prohibidas en la Constitución de 1999. La privatización del petróleo supone quitarle al Estado el monopolio para operar las actividades petroleras, asignando derechos reales sobre los yacimientos a la inversión privada. Esta privatización también requiere impedir la concentración de la riqueza petrolera en el Ejecutivo, creando un fondo soberano de inversión. Por supuesto, tal privatización solo es posible si se restaura el derecho de propiedad y los derechos económicos como pilares de la economía. La Ley de reforma de la LOH no avanza en ninguna de esas áreas, aun cuando sí reduce el rol del Estado. *Vid.*: Hernández G., José Ignacio, *Privatizar el petróleo*, CEDIDE, Caracas, 2018.

Por lo anterior, esta “apertura” es muy distinta de la Apertura Petrolera ejecutada en la década de los noventa del pasado siglo, a pesar de que la reforma amplió el rol de la inversión privada, mucho más allá de los contratos implementados entonces. Además, la Apertura del siglo pasado se dio en un ambiente democrático, mientras que la *apertura autocrática* de 2026 no fue parte de debates democráticos ni de amplios consensos sociales y políticos. La perspectiva comparada de las reformas económicas tras la caída del Muro de Berlín permite observar que toda apertura sin democracia y, por ende, sin mecanismos de mercado, puede degenerar en un capitalismo autocrático⁴.

Con lo cual, la reforma de la LOH resulta insuficiente para implementar las complejas reformas jurídicas necesarias para la recuperación plena de la industria. En todo caso, las condiciones políticas bajo las cuales la reforma fue aprobada no permitían el debate democrático necesario para avanzar en esa dirección. Cuando nos aproximamos a la reforma desde esta perspectiva, resulta claro que su objetivo es otro, mucho más concreto y coyuntural. En realidad, esta reforma no es más que un “parche regulatorio” que pretende atender a las restricciones legales más vinculantes para recuperar la industria petrolera, como resultado de los cambios políticos del 3 de enero de 2026, tras la detención y la extracción de Nicolás Maduro. Por ello, la reforma de la LOH es solo coyuntural, lo que sugiere que su vigencia será breve, a pesar de que sus principios, que destacan un mayor papel para la inversión privada, son más duraderos.

De esa manera, los eventos del 3 de enero de 2026 han llevado al Gobierno de Estados Unidos a definir una política de transición para Venezuela luego de Maduro, que consta de tres etapas: la estabilización, la recuperación y la transición. La estabilización pretende evitar el colapso político de las llamadas “autoridades interinas”, es decir, el gobierno encabezado por la vicepresidenta

⁴ Frydman, Roman, et al., *Capitalism with a comrade's face*, Central European University Press, Budapest, 1998, pp. 42 y ss.

Delcy Rodríguez. Una condición para cumplir con este objetivo es mantener los ingresos fiscales que el Gobierno requiere, al tiempo que suministra las divisas necesarias para las importaciones esenciales. Esta condición requiere mantener y, eventualmente, aumentar de manera gradual la producción petrolera, de acuerdo con la política anunciada por el Gobierno de Estados Unidos el 7 de enero. Visto el colapso de PDVSA, la estabilización de la industria petrolera solo puede estar a cargo de empresas petroleras internacionales y, en general, de la inversión privada. La reforma de la LOH introduce precisamente los cambios necesarios para cumplir con este objetivo.

Es por lo anterior que los cambios regulatorios introducidos en la reforma, si bien son insuficientes para recuperar la producción a niveles similares a los de 1998, cuando Chávez fue electo, sí podrían crear condiciones institucionales para un aumento modesto y gradual de la producción, de la mano de la inversión privada y en el marco de las políticas del Gobierno de Estados Unidos. Por ello hablamos de un “parche regulatorio”, pues la reforma, sin diseñar del todo un nuevo marco jurídico, al menos remienda las restricciones más importantes que impiden que la inversión privada produzca y comercialice petróleo. Una vez se cumplan los objetivos de la estabilización de la industria petrolera, será necesaria una nueva Ley de hidrocarburos que responda a las modernas tendencias de la *lex petrolera* y las particularidades energéticas de Venezuela, en el contexto de los cambios del mercado petrolero internacional.

Para explicar los cambios regulatorios introducidos por la reforma, este artículo se divide en cuatro secciones. La primera sección resume el marco regulatorio de la LOH, aprobada en 2001 y modificada en 2006, para identificar las restricciones regulatorias más importantes para la producción, considerando la regulación autoritaria implementada desde 2006. La segunda parte explica cómo estas restricciones quisieron ser sorteadas mediante nuevos modelos de contratos, incluido el CPP. A continuación, el artículo analiza el contexto geopolítico de la reforma y explica las políticas del Gobierno de Estados Unidos, en especial a través de la regulación de

las sanciones económicas. La última parte examina, de manera sistemática, el nuevo marco regulatorio petrolero introducido en la reforma. Las conclusiones presentan el balance de la reforma, desde el pensamiento jurídico petrolero.

I. EL MARCO REGULATORIO BAJO LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DE 2001

Como explicamos en su momento, la LOH fue dictada inicialmente en 2001, cuando el entonces Gobierno de Hugo Chávez conducía una suerte de política de liberalización económica que implicó introducir técnicas regulatorias modernas en sectores sometidos a una intervención estatista, como sucedió con los sectores eléctrico y de telecomunicaciones. En 1999, estas reformas se llevaron al gas natural no asociado mediante la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), que permite a la inversión privada ejercer directamente derechos de exploración, producción y comercialización⁵. La LOH respondió a estas políticas liberalizadoras, aun cuando preservó las instituciones centrales de la política de nacionalización de 1976, en lo que respecta a las actividades aguas arriba, o sea, de exploración y explotación. En las actividades aguas abajo, por el contrario, y con bemoles, se reconoció el derecho a la libre iniciativa privada⁶.

Por ello, la LOH mantuvo la reserva de las actividades primarias al Estado, lo cual constituyó la esencia de la nacionalización.

⁵ Hernández G., José Ignacio, “Intervención económica y liberalización de servicios esenciales en Venezuela”, en *Revista de Derecho Administrativo* N° 10, Caracas, 2000, pp. 61 y ss. Véase también lo que explicamos en “Reflexiones sobre la nueva ordenación de los hidrocarburos gaseosos en Venezuela”, *Separata de Temas de Derecho Administrativo. Libro Homenaje a Gonzalo Pérez Luciani*, Colección Libros Homenaje número 7, Tribunal Supremo de Justicia, Caracas, 2002, pp. 907 y ss.

⁶ 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 efecto, hasta la implementación de esa política de nacionalización, los inversores privados eran responsables de la exploración, producción y comercialización del petróleo mediante contratos de concesión. Sin embargo, como parte de políticas destinadas a aumentar el rol y la participación del Gobierno de Venezuela en la industria petrolera, en 1975 el entonces Congreso aprobó la LOREICH, que creó un monopolio legal a favor del Poder Ejecutivo para llevar a cabo todas las actividades de hidrocarburos⁷. Con ese fin, se creó PDVSA como la empresa petrolera nacional responsable de implementar las políticas petroleras a través de sus filiales. El 1 de enero de 1976, el Ejecutivo asumió el control de las operaciones de los concesionarios privados⁸.

Precisamente, al haber preservado los principios de la nacionalización petrolera en las actividades aguas arriba, la LOH limitó el rol de la inversión privada, haciendo recaer el peso de la producción en PDVSA, sus filiales y las empresas mixtas, que debían actuar bajo su control. Esto permite explicar por qué la destrucción de PDVSA, como parte de las políticas predatorias implementadas desde 2002, junto con la arbitraria expropiación de los derechos de la inversión privada, arrastró al colapso de la producción petrolera.

1. Las barreras regulatorias a la inversión privada en las actividades de exploración y producción

La LOH preservó las políticas de nacionalización para las actividades aguas arriba, es decir, la exploración y la producción. En

⁷ Duque Corredor, Román. *El Derecho de la nacionalización petrolera*, Caracas: Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1978, 71.

⁸ Boscán de Ruesta, Isabel. “Consideraciones sobre la naturaleza legal de Petróleos de Venezuela, S.A.”, en *Revista de Derecho Público* N° 9, Caracas, 1982, pp. 60 y ss., y Brewer-Carías, Allan, “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.

ese sentido, estas actividades, denominadas en la Ley como “actividades primarias”, solo podían llevarse a cabo por el Poder Ejecutivo, especialmente a través de PDVSA, sus filiales y sus empresas mixtas. Esas filiales y empresas mixtas, denominadas “empresas operadoras”, tenían el derecho exclusivo de realizar actividades primarias⁹.

De esa manera, las actividades primarias podían ser realizadas por empresas de propiedad exclusiva del Estado. Aun cuando la LOH no mencionó a PDVSA, de acuerdo con el artículo 302, esta empresa pública es el ente encargado de controlar la industria petrolera del Estado. Por ello, las empresas de propiedad exclusiva del Estado son, en realidad, filiales cuyo único accionista es PDVSA, y en especial PDVSA Petróleo, S.A. o PPSA. Además, las actividades primarias podían ser realizadas por sociedades mercantiles en las cuales el Estado debía tener una participación mayor al 50% del capital social. En la práctica, este control es ejercido por PDVSA, a través de sus filiales, como la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP). Como resultado, el accionista minoritario de la empresa mixta no podía llevar a cabo las actividades primarias, aunque participara en el proceso de toma de decisiones, especialmente en el nombramiento de directores en la junta directiva.

⁹ Véanse los artículos 9, 22 y 57 de la LOH. Según esos artículos, solo el Ejecutivo Nacional podía llevar a cabo la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos (salvo los hidrocarburos gaseosos no asociados, regulados por la todavía vigente LOHG). *Vid.*: Brewer-Carías, Allan, “El régimen de participación de capital privado en las industrias petrolera y minera: desnacionalización y técnicas de regulación a partir de la Constitución de 1999”, en *VII Jornadas Internacionales de Derecho Administrativo “Allan Randolph Brewer-Carías”. El principio de legalidad y el ordenamiento jurídico-administrativo de la libertad económica, Tomo II*, FUNEDA, Caracas, 2005, pp. 15 y ss.

En consecuencia, las empresas mixtas son empresas públicas, reguladas por las disposiciones de Derecho administrativo aplicables al sector público¹⁰.

Como resultado, bajo la LOH de 2001, las actividades primarias solo podían realizarse por PDVSA, a través de sus filiales y empresas mixtas. Por ello, PDVSA debía cubrir los costos tanto de operación como de capital. Además, PDVSA tenía el derecho exclusivo a comercializar crudo, pues las empresas mixtas solo podían comercializar el llamado crudo mejorado, es decir, el crudo extrapesado procesado en mejoradores. Por ello, PDVSA captaba todo el ingreso petrolero por exportaciones, el cual debía ser vendido al Banco Central de Venezuela (BCV), de conformidad con el artículo 125 de la Ley que regula al instituto emisor. En consecuencia, los ingresos del inversor privado, como accionista minoritario, dependían de los dividendos pagados por la empresa mixta¹¹.

Junto a las actividades primarias a cargo de filiales y empresas mixtas, coincidieron las realizadas bajo los contratos suscritos en la década de los noventa, en la llamada Apertura Petrolera. Con base en el artículo 5 de la LOREICH, PDVSA celebró contratos que ampliaron el rol de la inversión privada, mediante contratos operativos, de asociaciones estratégicas y de exploración a riesgo. Solo en los proyectos cubiertos por estos contratos, y bajo las condiciones en ellos establecidas, podía la inversión privada llevar a cabo actividades primarias, incluso asumiendo las inversiones.

Como se observa, el modelo regulatorio de la LOH resultaba ineficiente, pues no generaba incentivos claros para atraer la inversión privada. Así, esta inversión quedaba limitada al rol del socio minoritario que, más allá de alguna incidencia en la gestión de la empresa mixta, se veía supeditado al control ejercido por la CVP

¹⁰ 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 Sociedad* N° 8, 2009, pp. 57 y ss.

¹¹ Artículo 57, LOH de 2001.

como accionista de control, así como a las políticas corporativas que podía adoptar PDVSA. Esto también limitaba su rol en inversiones de gasto de capital, pues estas inversiones eran proporcionales a la participación accionarial, por lo que la mayor carga recaía en PDVSA.

El modelo de empresa mixta, en resumen, no varió el pensamiento jurídico estatista, ni afectó las bases del Petro-Estado. Por el contrario, el Poder Ejecutivo mantuvo el control de las actividades primarias y el monopolio de las exportaciones y, por ende, de la captación del ingreso petrolero¹². Estas bases contribuyeron a concentrar funciones en la Presidencia, debilitando el principio de separación de poderes. Además, la dependencia del ingreso petrolero —que es, económicamente, una renta— creó incentivos para instituciones políticas distributivas, opacas y eventualmente corruptas. Todo este marco institucional, adverso al Estado de Derecho, fue empleado por el Gobierno de Hugo Chávez para asumir el control político total de la industria petrolera.

2. Las políticas predatorias que destruyeron la industria petrolera

Apenas un año después de aprobada la LOH, el Gobierno de Chávez comprendió que en un Petro-Estado, la consolidación del poder autocrático no se limita a controlar las otras ramas del Poder Público, sino a controlar el petróleo.

¹² Sobre las bases del Petro-Estado, consolidadas con la nacionalización petrolera y mantenidas en la LOH de 2001, véase lo que hemos explicado 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*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, pp. 146 y ss.

Por ello, desde 2002, el Gobierno de Chávez dismanteló la autonomía de PDVSA, que fue degradada a un simple instrumento para materializar las políticas del socialismo del siglo XXI¹³.

El resultado fue el colapso de la producción, que puede explicarse por cuatro causas jurídicas. (i) Se dismanteló la autonomía y la capacidad de PDVSA, que se transformó en una herramienta política del Gobierno, sin la capacidad de cumplir con las actividades petroleras confiadas por LOH. Además, (ii) el Gobierno expropió arbitrariamente los derechos contractuales de la inversión privada, lo que deterioró aún más la producción de petróleo. Como parte de la politización de la PDVSA, (iii) su deuda externa se incrementó de manera insostenible, incluso, para procurar recursos no relacionados con la inversión de gastos de capital. Finalmente, (iv) el dismantelamiento del Estado de Derecho destruyó los mecanismos de mercado, creando más limitaciones a la inversión privada¹⁴.

En especial, el Gobierno de Chávez decidió terminar forzosamente los contratos suscritos durante la Apertura Petrolera, ordenando su conversión en contratos de empresas mixtas. Compañías petroleras internacionales como Conoco y Exxon no aceptaron la conversión forzosa de sus contratos en acuerdos de empresa mixta y, como resultado, sus activos fueron expropiados. Tras la política de nacionalización, los inversores privados solo pudieron participar como accionistas minoritarios en las empresas mixtas¹⁵.

¹³ Para una visión general de las causas raíz de este colapso, véase Monaldi, Francisco *et al.*, *The collapse of the Venezuelan oil industry: The role of above-ground risks limiting foreign investment*, Center for Energy Studies-Rice University's Baker Institute for Public Policy, 2021, p. 11.

¹⁴ Brewer-Carías, Allan R. *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.

¹⁵ Brewer-Carías, Allan, *Crónica de una destrucción. Concesión, nacionalización, apertura, constitucionalización, desnacionalización, estatización, entrega y degradación de la industria petrolera*, *cit.*

Las políticas predatorias condujeron al colapso de la capacidad de PDVSA, como parte del colapso del Estado, que degeneró en un Estado frágil cuyas instituciones fueron cooptadas por organizaciones informales y, eventualmente, ilícitas. Así, PDVSA se utilizó para avanzar en tareas no relacionadas con la industria petrolera, como la provisión de alimentos. Además, PDVSA se vio obligada a vender petróleo para cumplir con los acuerdos de cooperación internacional firmados por Chávez, incluidos los acuerdos con China. Con ese fin, Chávez fue favorecido por uno de los mayores *booms* petroleros de la historia de Venezuela. Pero los ingresos del petróleo se desviaron a través de fondos extrapresupuestarios, lo que fomentó la corrupción. Cuando los ingresos petroleros resultaron insuficientes para cubrir las “políticas socialistas”, el Gobierno de Chávez obligó a PDVSA a emitir bonos internacionales, lo que contribuyó a una deuda insostenible.

En especial, las empresas mixtas contrajeron deuda comercial con los accionistas minoritarios, quienes asumieron el financiamiento de sus operaciones, ante la incapacidad financiera de PDVSA¹⁶.

Las políticas petroleras depredadoras, como parte de la destrucción del Estado de Derecho y el colapso del Estado, dificultaron gravemente la producción de petróleo, empujando al colapso. Así, desde 2008 la producción comenzó a caer y, para 2017 (cuando el Gobierno de Estados Unidos impuso las primeras sanciones económicas contra el Gobierno de Venezuela), la producción era de aproximadamente 2.034 mil barriles por día (mbpd), un 35% por debajo del nivel de producción cuando Chávez fue electo. En 2019, cuando el Gobierno de Estados Unidos sancionó a PDVSA, el colapso fue del 68%. El nivel más bajo de producción se alcanzó en

¹⁶ Hemos resumido la dimensión legal de esas políticas depredadoras 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.*, pp. 163 y ss. Allí también detallamos los contratos suscritos entre empresas mixtas y socios minoritarios, trasladando a éstos las cargas financieras de la operación. Este es el origen remoto de lo que luego sería el modelo del CPP.

2020: 570 mbpd¹⁷. El colapso de la industria petrolera venezolana provocó un colapso económico y social, desencadenando una compleja emergencia humanitaria que contribuyó a una crisis migratoria masiva. El producto interior bruto (PIB) se contrajo más del 80%, mucho más que durante la Gran Depresión¹⁸.

Es necesario insistir en que las sanciones económicas del Gobierno de Estados Unidos desde 2017, y ampliadas en 2019, no causaron directamente este colapso, pero sí aceleraron el descenso de la producción. Al mismo tiempo, estas sanciones crearon incentivos adicionales para evitar el colapso de PDVSA introduciendo nuevos modelos contractuales petroleros apoyados por las Licencias Generales N° 41 y 44, emitidas por la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC).

Estas licencias permitieron transacciones que de otro modo habrían sido prohibidas por sanciones, lo que permitió el desarrollo de nuevos contratos petroleros que transfirieron derechos de producción y comercialización a inversores privados. Este nuevo

¹⁷ Ha habido un debate, especialmente en la literatura económica, sobre el papel de las sanciones económicas en el colapso de la producción. Cuando se impusieron las primeras sanciones en 2017, la producción ya se había contraído severamente debido a las políticas depredadoras implementadas durante el Gobierno de Chávez. Las sanciones de PDVSA en 2019 agravaron el colapso, ya que la empresa estatal petrolera no podía exportar petróleo a Estados Unidos ni operar con compañías estadounidenses. Las llamadas sanciones secundarias también impidieron que las empresas controladas por el Gobierno ruso colaboraran con PDVSA. Por tanto, las sanciones económicas contribuyeron al colapso antes de 2017, pero no son la causa raíz. Véase lo que exponemos en Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2025, pp. 92 y ss. para un estudio de tales debates.

¹⁸ Barrios, Douglas y Santos, Miguel Ángel, “¿Cuánto puede tomarle a Venezuela recuperarse del colapso económico y qué debemos hacer?”, en Balza, Ronald y García Larralde, Humberto (ed), *Fragmentos de Venezuela. 20 escritos sobre economía*, Fundación Konrad-Adenauer-Stiftung, Caracas, 2019, pp. 91 y ss.

marco contractual creó condiciones favorables para propiciar un aumento de la producción de aproximadamente un 31%¹⁹.

El nuevo modelo contractual no se basaba en la LOH, sino en un estatuto inconstitucional aprobado por la ilegítima asamblea nacional constituyente convocada en 2017. El texto, aprobado en 2020 como la “Ley Anti-Bloqueo”, fue una respuesta política del régimen de Maduro a las sanciones económicas impuestas por el Gobierno de Estados Unidos. Con ese fin, la “Ley Anti-Bloqueo” permite al Ejecutivo celebrar cualquier acuerdo confidencial respecto de activos venezolanos, incluidos los yacimientos petroleros, sin tener en cuenta las restricciones constitucionales o regulatorias²⁰. Basándose en esa disposición, PDVSA, diseñó nuevos contratos conocidos como CPP. Esos contratos favorecieron el aumento gradual de la producción de petróleo, especialmente por parte de Chevron, que estaba autorizada por la Licencia General n° 41 para llevar a cabo la producción y comercialización de petróleo²¹.

II. EL ATAJO REGULATORIO: EL MODELO DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

Hacia 2018, y para superar el colapso de la producción petrolífera, Venezuela necesitaba inversiones de capital. Según el

¹⁹ Según nuestra estimación, basada en las estadísticas de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la producción de petróleo aumentó de 570 mbpd en 2020 a 685 mbpd en 2022, un aumento aproximado del 31%. Este resultado fue posible, al menos en parte, debido al nuevo modelo contractual introducido por el gobierno de Maduro, como se explica en la segunda sección. Véase Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., pp. 29 y ss.

²⁰ La regulación de estas sanciones, bajo el Derecho administrativo de Estados Unidos, imponen diversas restricciones y modulaciones a las actividades petroleras. El estudio detallado de esa regulación excede del alcance de este trabajo, pero hemos incluido como anexo una guía o síntesis regulatoria.

²¹ Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit.

modelo regulatorio explicado en la sección anterior, solo PDVSA – actuando a través de filiales o empresas mixtas– tenía la capacidad legal para realizar actividades primarias y, en consecuencia, financiar el gasto de capital. Pero PDVSA estaba quebrada, y era incapaz incluso de mantener los gastos operativos.

La única solución era permitir que inversores privados realizaran las actividades petroleras y las tareas que PDVSA no podía asumir, pero esta opción estaba prohibida por la LOH.

En lugar de reformar la LOH, como se propuso entonces²², el Gobierno de Nicolás Maduro, mediante el legalismo autocrático, obvió las restricciones derivadas de la LOH y fomentó una opaca privatización de *facto* mediante contratos petroleros no cubiertos por la Ley²³. A pesar de sus imperfecciones regulatorias, estos contratos permitieron un incremento gradual de la producción petrolera. Pero al mismo tiempo, y por esa precariedad regulatoria, estos contratos ya estaban agotados, en el sentido de que no podían sostener un crecimiento mayor, sobre todo para romper de manera estable la barrera del millón de barriles diarios.

1. Los antecedentes del CPP

El primer antecedente del CPP es el “contrato de servicios”. En 2018, PDVSA anunció un plan de inversión basado en contratos de servicios, que permitían a inversores privados producir y finalmente comercializar petróleo. Como la LOH no cubría esos contratos,

²² Hernández G., José Ignacio, “El nuevo proyecto de la Ley Orgánica de Hidrocarburos presentado por Comisión Permanente de Energía y Minas en septiembre de 2020”, en *Revista de Derecho Público* N° 163-164, Caracas, 2020, pp. 473 y ss.

²³ En cuanto a los patrones autocráticos de Maduro, véase a Corrales, Javier, *Autocracy Rising. Cómo Venezuela hizo la transición al autoritarismo*, Brookings Institution Press, Washington, D.C., 2022, pp. 58 y ss. Según Corrales, el legalismo autocrático es el uso, abuso o no uso de la Ley para promover políticas autoritarias. Véase Corrales, Javier, “Autocratic legalism in Venezuela”, en *Journal of Democracy* Volumen 26, Número 2, 2015, pp. 37 y ss.

PDVSA se basó en el “decreto de emergencia económica” promulgado por Maduro en 2016, en un claro abuso constitucional²⁴.

Estos contratos formaban parte de la política de reorganización de PDVSA, amparada por el inconstitucional “decreto de emergencia económica” dictado como parte de los abusos destinados a impedir que la cuarta legislatura de la Asamblea Nacional, controlada por la oposición, ejerciera sus funciones constitucionales. Este marco afectó gravemente a la transparencia y amplió el papel de la iniciativa privada más allá de los canales previstos en la LOH. Además, aumentó el control político sobre PDVSA otorgando al Ministerio del área de hidrocarburos poderes absolutos, incluyendo la autoridad para ordenar la supresión de PDVSA o cualquiera de sus filiales, y para crear nuevas filiales. Por ello, el control político sobre PDVSA aumentó²⁵.

El segundo antecedente se implementó como parte de nuevas regulaciones autocráticas aprobadas por el gobierno de Maduro en 2020, que incluyeron un nuevo decreto para reorganizar PDVSA y, sobre todo, la “Ley Anti-Bloqueo”. Como ya había ocurrido en 2018, este nuevo marco estaba supuestamente justificado por la política de

²⁴ Decreto N° 44 dictado en el marco del estado de excepción y emergencia económica, contenido 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. El Decreto N° 44 se basó en el Decreto N° 3.308, que prorrogó el estado de excepción y emergencia económica, publicado en la Gaceta Oficial N° 41.347, de 9 de marzo de 2018. Véase Sira Santana, Gabriel, *El derecho de excepción y la emergencia económica*, CIDEP, Caracas, 2024.

²⁵ Brewer-Carías, Allan R., “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* N° 153-154, Caracas, 2018, pp. 281y ss.

sanciones del Gobierno de Estados Unidos²⁶. Según estas regulaciones, la política de sanciones habría provocado una emergencia en PDVSA que no podía abordarse dentro del marco legal que rige sus actividades, sino únicamente mediante medidas excepcionales.

Los artículos 6, 19, 21 y 26 de la Ley Anti-Bloqueo facultan al Ejecutivo para tomar las medidas necesarias y firmar contratos para abordar la “emergencia” derivada de las políticas estadounidenses, sin estar sujeto a restricciones legales, incluidas las de la LOH. Todos los documentos y contratos cubiertos por esta Ley están sujetos a un régimen jurídico especial de confidencialidad y secreto, conforme a lo dispuesto en el artículo 37. Con base en esas disposiciones, PDVSA consideró que el artículo 9 de la LOH debía ser inaplicable y, por ello, podía celebrar contratos con inversores privados para producir y comercializar. Este marco irregular allanó el camino para nuevas fórmulas contractuales conocidas como “*acuerdos de servicios compartidos*” (ASC) o “*acuerdos de servicios productivos*” (ASP). Estos contratos fueron un componente central del plan de reorganización de PDVSA, diseñado por el entonces ministro de petróleo Tarek El Aissami. Según ese plan, los ASC y ASP permitieron que las filiales y empresas mixtas de PDVSA celebrasen contratos no amparados en la LOH, lo que permitió a la inversión privada ejercer las actividades primarias.

²⁶ Véase el Decreto N° 5 dictado en el marco del estado de excepción, contenido del Decreto N° 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 N° 41.825 de 19 de febrero de 2020). La llamada “Ley constitucional antibloqueo para el desarrollo nacional y la garantía de los derechos humanos”, o Ley Anti-Bloqueo, fue publicada en la Gaceta Oficial N° 6.358, extraordinario, de 12 de octubre de 2020. Véase a 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, 2020, pp. 1.499 y ss.

2. *El modelo del CPP*

Las Licencias Generales N° 41 y 44, emitidas por la OFAC en 2022 y 2023, autorizaban a Chevron y, posteriormente, a cualquier otra compañía petrolera internacional a llevar a cabo actividades de producción y comercialización de petróleo bajo contratos firmados por PDVSA, sus filiales y empresas mixtas. Sin embargo, como explicó la sección anterior, la LOH y la regulación petrolera dictada en 2006 no autorizaban ningún contrato por el cual se transfiriese, directa o indirectamente, la operación de la empresa mixta al socio minoritario. Concretamente, Chevron, como accionista minoritario en empresas conjuntas, tenía legalmente prohibido producir y comercializar petróleo²⁷. Para superar esas barreras legales, PDVSA recurrió una vez más a la Ley Anti-Bloqueo, diseñando un nuevo modelo contractual: el CPP²⁸.

²⁷ Estas prohibiciones no solo derivaban de la LOH, sino del marco regulador dictado para implementar las arbitrarias políticas de la plena soberanía petrolera. Así, el artículo 3 de la -hoy derogada- *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*, dispuso que “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”. Además, el también derogado Acuerdo de la Asamblea Nacional de 31 de marzo de 2006, estableció que “la Empresa Mixta no podrá celebrar contrato alguno o conjunto de contratos mediante los cuales, directa o indirectamente, transfiera su función de operadora”. Estas normas corroboraban la ilegalidad de cualquier contrato por el cual se transfiriese, directa o indirectamente, derechos petroleros a la inversión privada, incluyendo socios minoritarios.

²⁸ 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. Los autores realizan un mero estudio descriptivo, sin entrar a

Aunque el modelo CPP surgió dentro del marco de las Licencias Generales n° 41 y 44, siguió siendo utilizado por PDVSA tras la revocación de dichas licencias en 2024 y 2025. Este modelo se convirtió en un componente central de las políticas de Maduro para impulsar la inversión privada en la industria petrolera, más allá del alcance de la LOH. A pesar de la confidencialidad que rodea al modelo CPP, su contenido básico puede resumirse de la siguiente manera:

- PDVSA, a través de empresas mixtas o de filiales como PDVSA Petróleo, S.A., arrenda activos de producción a inversores privados, especialmente a socios minoritarios.
- PDVSA delega al inversor privado la responsabilidad de realizar las operaciones requeridas para ejercer los derechos petroleros otorgados a las empresas mixtas y filiales. En este acuerdo, el contratista actúa en nombre de PDVSA para llevar a cabo todas las actividades necesarias relacionadas con esos derechos. El inversor privado, al asumir el uso de los activos y el ejercicio de los derechos petroleros, también asume la obligación de cubrir los gastos operativos y, eventualmente, los gastos de capital.
- PDVSA también concede al inversor privado el derecho a vender el petróleo producido, dirigiéndose principalmente a compradores internacionales para exportación. Es probable que el contratista ya haya elegido al comprador (*offtaker*) y tenga un acuerdo de suministro para apoyar la operación. El inversor privado asume la carga económica de pagar el “*government take*”, a pesar de que las empresas operativas (filiales y empresas mixtas) son los contribuyentes o pagadores *de iure*.
- Además, el inversor privado podría aceptar transferir un porcentaje de la producción a PDVSA, en línea con la participación accionarial de la empresa mixta. Del mismo modo, el inversor

considerar la validez de los CPP basados en la inconstitucional Ley Anti-Bloqueo.

puede destinar una parte del crudo producido como pago por productos derivados suministrados a PDVSA, mediante trueque o *swap*.

- Si el inversor es acreedor de PDVSA –incluida la deuda derivada de las operaciones de la empresa mixta con el socio minoritario– podrían incluirse disposiciones para compensar la deuda con el petróleo producido. En tales casos, una parte del petróleo retenido por el contratista podría utilizarse para saldar la deuda.
- La remuneración del inversor privado –si la hubiere– es la diferencia entre el crudo producido y los gastos realizados para cubrir los pagos del “government take”, los gastos, el reembolso de la deuda y el intercambio de productos derivados²⁹.
- El modelo CPP también podría incluir una cláusula de arbitraje internacional para mejorar la protección del contratista privado, más allá de lo que los tratados bilaterales de inversión (BITs) podrían ofrecer.

El CPP era, entonces, un contrato de servicio petrolero, similar al contrato operativo suscrito durante la Apertura Petrolera, y que las políticas del Gobierno de Chávez consideraron ilegal. Sin embargo, mientras que el contrato operativo fue resultado de políticas petroleras democráticas, ancladas en el artículo 5 de la LOREICH, el CPP formó parte de la regulación económica autocrática, agravada por el manto de confidencialidad impuesto por la “Ley Anti-Bloqueo”. Por ello, como insistimos, este modelo era no solo insuficiente, sino contraproducente, pues no contribuía a la democratización de Venezuela. En contra, otra aproximación justificó el modelo del CPP por sus beneficios económicos, considerando el importante rol de empresas como Chevron, que suministraron divisas al mercado.

Por su parte, algunas aproximaciones legales, desde una visión positivista, se limitaron a observar que esos contratos se basaban en

²⁹ En cuanto a las condiciones financieras del CPP, véase Herrera, Tamara, “Venezuela ante el riesgo de una nueva ola de sanciones”, en *Sobre las sanciones en Venezuela*, cit. p. 29 y ss.

la “Ley Anti-Bloqueo”, vigente y no derogada ni declarada nula por la Sala Constitucional³⁰.

La reforma de la LOH confirmó que estas aproximaciones pragmáticas y positivistas eran incorrectas, ya que, como se explicará más adelante, la nueva Ley establece la conversión de los CPP y otros contratos similares a las nuevas fórmulas contractuales. Esto significa que termina la base jurídica de los contratos petroleros bajo la “Ley Anti-Bloqueo”. Asimismo, el nuevo artículo 1 introduce el principio de “transparencia contractual”, lo que, al menos en teoría, pone fin a la confidencialidad de los CPP.

3. La naturaleza jurídica de los contratos suscritos entre 2018 y 2025 y sus limitaciones regulatorias

Estos tres modelos (los contratos de servicios, los ASC y ASP, y el CPP) eran contratos ad hoc basados en la regulación *de facto* promulgada por el régimen de Maduro, que excedían los derechos de los inversores privados bajo la LOH. Siguiendo los modelos contractuales de la *lex petrolera*, es posible concluir que esos contratos no eran concesiones, porque los inversores privados no eran titulares de los derechos petroleros. Según la LOH, las filiales y las empresas mixtas, como las operadoras, eran las titulares exclusivas de esos derechos. Por tanto, esos modelos se parecen al llamado “contrato de servicio petrolero”³¹.

Así, el inversor privado, incluido el accionista minoritario, realiza actividades de producción y comercialización en nombre de las empresas operativas, entre ellas la mejora del petróleo pesado. Como resultado, el inversor privado asume los gastos operativos y los riesgos. El petróleo producido se distribuye entre el inversor privado

³⁰ Resumimos este debate, con las correspondientes citas, en *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit.

³¹ Para un análisis legal detallado de estos contratos, en particular el modelo CPP, véase lo que exponemos en Hernández G., José Ignacio, “Los nuevos contratos petroleros en el Derecho venezolano”, en *Revista Legislación y Jurisprudencia* N° 22, Caracas, 2024, pp. 79 y ss.

y las empresas operadoras. La confidencialidad impuesta por la “Ley Anti-Bloqueo” impide una estimación precisa de cómo se distribuyeron los ingresos petroleros. En un posible acuerdo, el inversor privado transferiría la mitad de los ingresos a la empresa operadora, lo que permitiría el pago del “government take” al Gobierno de Venezuela. El inversor retenía el resto para cubrir gastos y amortizar la deuda.

Más allá de su fragilidad y de su opacidad regulatoria, esos modelos contractuales, especialmente el CPP, favorecían la inversión privada para realizar tareas que PDVSA no podía cumplir. Por ello, esos modelos contribuyeron a un aumento de la producción de aproximadamente un 20% entre 2020 y 2022. Bajo el modelo CPP, la producción aumentó aproximadamente un 34% entre 2022 y 2025, cuando expiró la Licencia General N° 44. En ese momento, las compañías petroleras internacionales que operaban bajo el modelo CPP (Chevron, Repsol y Maurel & Prom) representaban aproximadamente un tercio de la producción total de Venezuela³².

Sin embargo, la fragilidad regulatoria del modelo CPP, como parte del colapso estatal y de la destrucción del Estado de Derecho, impidió una mayor recuperación de la producción de petróleo. Según fuentes secundarias de la OPEP, la producción nunca alcanzó el millón de barriles diarios³³.

Eso significa que, a pesar de la mejora, dos tercios del petróleo que Venezuela producía en 1998, cuando Hugo Chávez fue elegido, fueron destruidos.

El modelo CPP corrobora que la restricción vinculante a la producción no son las sanciones petroleras, sino el marco institucional. Antes de la flexibilización de las sanciones bajo la Licencia General

³² Debido a la falta de transparencia en la información económica proporcionada por el Gobierno de Venezuela, preferimos basarnos en las propias estimaciones de la OPEP o en fuentes secundarias. Según el *Informe Mensual del Mercado Petrolero de la OPEP* de enero de 2026, la producción media en 2025 fue de 935 mbpd.

³³ Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit.

Nº 41 emitida en 2022, la producción de petróleo aumentó, en parte porque un nuevo contrato petrolero transfirió responsabilidades a inversores privados que PDVSA no podía gestionar.

Al mismo tiempo, el modelo del CPP mostró que sin instituciones inclusivas basadas en el Estado de Derecho³⁴, los inversores privados no podrán aportar el gasto de capital masivo necesario para restaurar la producción de petróleo a niveles similares a los de 1998. El gasto de capital necesario para alcanzar ese objetivo podría superar los 100.000 millones de dólares, como parte de políticas a largo plazo destinadas a reconstruir la capacidad del Estado y el Estado de Derecho³⁵.

La falta de instituciones inclusivas también fomentó la corrupción, como parte de los abusos sistemáticos de derechos humanos cometidos por Nicolás Maduro, especialmente tras su fraudulenta reelección en 2024³⁶. Las industrias extractivas, incluido el petróleo, tienden a favorecer regímenes autocráticos que desvían los ingresos del petróleo para financiar políticas depredadoras, incluidas violaciones de derechos humanos³⁷. La opacidad del modelo CPP, impuesto por la “Ley Anti-Bloqueo”, agravó esos riesgos.

³⁴ Las instituciones inclusivas consisten en normas que contienen los principios del Estado de Derecho, previenen abusos gubernamentales y salvaguardan los derechos económicos. Véase Acemoglu, Daron y Robinson, James, *Why nation fail*, Crown Business, 2012, pp. 70 y ss.

³⁵ Sobre las condiciones generales para la recuperación de la industria petrolera, nos hemos pronunciado en *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., pp. 409 y ss.

³⁶ Véase Hernández G., José Ignacio), “Oil Licenses and Repression: The Human Rights Impact of Sanctions Policy in Venezuela”, *Georgetown Journal of International Affairs*, 14 de mayo de 2025, en: <https://gjia.georgetown.edu/2025/05/14/oil-licenses-and-repression-the-human-rights-impact-of-sanctions-policy-in-venezuela/> (consultado el 30.1.26).

³⁷ Wenar, Leif, *Blood oil. Tyrant, violence and the rules that run the world*, Oxford University Press, Oxford, 2016, pp. 67 y ss.

En resumen, el modelo CPP creó condiciones favorables para atraer la inversión privada necesaria para sostener un aumento gradual y modesto en la producción de petróleo. Sin embargo, ese modelo era claramente insuficiente para restaurar la producción al umbral de 3.000.000 de barriles diarios, cercano a la media de producción cuando Chávez fue elegido. Más importante aún, este modelo opaco no fomentó condiciones propicias para la democratización venezolana. En cambio, permitió políticas depredadoras, principalmente para apoyar al gobierno de Maduro tras el fraude en las elecciones presidenciales de 2024.

III. EL NUEVO MARCO REGULATORIO PETROLERO ADOPTADO POR EL GOBIERNO DE ESTADOS UNIDOS

Tras la captura y extracción de Nicolás Maduro por las fuerzas estadounidenses en las primeras horas del 3 de enero de 2026, el Departamento de Estado diseñó un plan en tres etapas para Venezuela: estabilización, recuperación y transición. El primer paso evita un colapso político tras el derrocamiento de Maduro. El segundo paso promueve políticas para reconstruir la capacidad del Estado, del Estado de Derecho y de la economía. Por último, la transición debería conducir a elecciones libres y justas³⁸.

Más allá de ese plan, la verdad es que el régimen autoritario de Maduro ha continuado bajo la vicepresidencia de Delcy Rodríguez. Ante ello, la Sala Constitucional –herramienta clave para las políticas autocráticas– ordenó a Rodríguez, el 3 de enero, que ejerciera las competencias de la Presidencia. Sin embargo, la vacante de Maduro no ha sido declarada formalmente.

³⁸ Hasta ahora, este plan no ha sido articulado formalmente, pero el Departamento de Estado lo ha explicado en varias ocasiones. Véase “Secretario de Estado Marco Rubio ante el Comité del Senado de Relaciones Exteriores sobre la Política de EE.UU. hacia Venezuela”, Departamento de Estado, 28 de enero de 2026, en: <https://www.state.gov/releases/2026/01/secretary-of-state-marco-rubio-before-the-senate-committee-on-foreign-relations-on-u-s-policy-towards-venezuela/> (consulta: 30.1.26).

Como resultado, Rodríguez asume la presidencia sin tener que convocar nuevas elecciones presidenciales³⁹.

El 5 de enero, Rodríguez promulgó un nuevo “decreto de emergencia”, supuestamente firmado por Maduro, que concentra más todavía las funciones en la Presidencia y facilita nuevas medidas autoritarias, especialmente para la represión política⁴⁰. Todas las ramas del Gobierno, especialmente el poder judicial, siguen bajo el control de Rodríguez. Bajo la presión estadounidense, el gobierno de Rodríguez ha liberado a un número relativamente pequeño de presos políticos.⁴¹ Sin embargo, las instituciones políticas responsables de promover violaciones sistemáticas de derechos humanos siguen en pie⁴².

1. *La política del Gobierno de Estados Unidos para la estabilización de la producción petrolera*

La fase de estabilización diseñada por el Departamento de Estado no pretende acelerar la democratización, sino prevenir una gran crisis política que podría empeorar las condiciones socioeconómicas de Venezuela y crear más obstáculos para las fases de recuperación y transición. Una condición clave para evitar este colapso es asegurar

³⁹ José Ignacio Hernández, *Constitutional Authoritarian Populism in Venezuela after Maduro*, Int'l J. Const. L. Blog, Jan. 5, 2025, at: <http://www.iconnectblog.com/constitutional-authoritarian-populism-in-venezuela-after-maduro/> (retrieved: 1.30.26).

⁴⁰ Gaceta Oficial n° 6.954 de 3 de enero de 2026.

⁴¹ Según la ONG Foro Penal, a fecha del 28 de enero todavía hay 711 presos políticos en Venezuela. El número estimado de presos liberados desde el 3 de enero es de 266. Véase <https://foropenal.com/> (consultado el 30.1.26). La situación, en todo caso, es fluida, y para cuando se escriben estas líneas, hay expectativas de posibles amnistías. *Vid.*: “Delcy Rodríguez anuncia una ley de amnistía general en Venezuela y la reconversión de El Helicoide en un “centro social”, CNN, 30 de enero de 2026, retrieved at: <https://cnnespanol.cnn.com/2026/01/30/venezuela/delcy-rodriguez-anuncia-ley-amnistia-orix> (retrieved: 30.1.26).

⁴² José Ignacio Hernández, ‘Venezuela: Is a democratic transition possible?’, *ConstitutionNet*, International IDEA, 22 January 2026, <https://constitutionnet.org/news/voices/venezuela-is-a-democratic-transition-possible> (retrieved: 01.30.26).

ingresos fiscales suficientes para que el gobierno de Rodríguez siga operando. Además, es crucial garantizar el suministro de dólares a la economía venezolana, necesarios para la importación de bienes y servicios esenciales. El Departamento de Estado consideró que, para alcanzar esos objetivos inmediatos, es necesario estabilizar la producción de petróleo, ya que los ingresos petroleros constituyen la principal fuente de ingresos fiscales. Para este fin, el Gobierno de Estados Unidos diseñó un plan petrolero para Venezuela⁴³.

En resumen, este plan se basa en tres pilares principales: *(i)* disminuir la influencia de Irán, China, Rusia y Cuba; *(ii)* apoyar un aumento gradual de la producción de petróleo; y *(iii)* proteger los ingresos petroleros del gobierno autocrático de Rodríguez.

Irán, China y Rusia han tenido un papel cada vez mayor en la industria petrolera venezolana. En particular, China mantiene intereses en la producción y exportación de petróleo para ayudar a saldar la deuda multimillonaria que Venezuela debe, como parte del acuerdo de cooperación firmado durante la presidencia de Chávez. En consecuencia, antes del 3 de enero, aproximadamente el 80% del petróleo venezolano estaba destinado a China. Cuba, a su vez, se ha beneficiado de un suministro favorable de petróleo, también posible gracias a acuerdos de cooperación⁴⁴.

El plan petrolero pretende reducir esas influencias, favoreciendo a las empresas petroleras occidentales y aumentando las exportaciones a Estados Unidos. Para apoyar la estabilización del gobierno de Rodríguez, el plan petrolero propone un aumento de aproximadamente

⁴³ El esquema del plan puede verse aquí: “Hoja informativa: El presidente Trump está restaurando la prosperidad, la seguridad y la protección para Estados Unidos y Venezuela”, Departamento de Energía, 7 de enero de 2025, en: <https://www.energy.gov/articles/fact-sheet-president-trump-restoring-prosperity-safety-and-security-united-states-an> (consultado el 30.1.26).

⁴⁴ 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., pp. 230 y ss.

un 30% en la producción⁴⁵. Ese objetivo requiere promover inversores privados, y en especial, las compañías petroleras occidentales, para llevar a cabo la producción y exportación de petróleo. Sin embargo, como se explicó en la primera sección, la LOH no permitía a los inversores privados realizar actividades aguas arriba. Una posible solución era confiar en los nuevos contratos petroleros analizados en la segunda sección, incluido el CPP. De hecho, Chevron sigue produciendo petróleo en Venezuela bajo el modelo CPP. Sin embargo, como ya se ha explicado, el modelo CPP no estableció estabilidad regulatoria ni transparencia para fomentar la inversión en capital. Por lo tanto, el plan del Gobierno de Estados Unidos requeriría una reforma regulatoria, como se explica en la sección siguiente.

Por lo anterior, como adelantamos en la introducción, la reforma de la LOH responde al plan del Gobierno de Estados Unidos, lo que explica no solo la premura con que fue dictada, sino, en especial, su limitado alcance. Esta no es la reforma que acompañará la reconstrucción de la industria petrolera. Es, tan solo, la reforma que corrige las restricciones regulatorias más vinculantes para acompañar las políticas orientadas a aumentar la producción petrolera en un 30%.

2. *El control de las exportaciones petroleras por el Gobierno de Estados Unidos: la Orden Ejecutiva 14.373 y la Licencia General N° 46. La incompatibilidad de esta regulación con las reglas fiscales del Derecho público venezolano.*

El plan petrolero procura un equilibrio entre ofrecer un salvavidas financiero al régimen de Rodríguez y prevenir que las instituciones cleptocráticas que aún se mantienen desvíen el ingreso petrolero. Una de las principales lecciones de la Licencia General n° 41 es que permitir que el Gobierno autocrático disponga libremente de los

⁴⁵ “Wright dice a los ejecutivos petroleros que la producción de Venezuela puede aumentar un 30%, según fuentes”, *Reuters*, 21 de enero de 2026, en: <https://www.reuters.com/business/energy/wright-tells-oil-executives-that-venezuelas-output-can-rise-30-sources-say-2026-01-21/> (consultado el 30.1.26).

ingresos petroleros podría fomentar políticas predatorias. Por ello, es necesario inmunizar los ingresos del petróleo, impidiendo que el Gobierno venezolano utilice libremente los petrodólares. Con ese fin, el presidente Trump emitió la Orden Ejecutiva 14.373, denominada “*Salvaguardando los ingresos petroleros venezolanos para el bien del pueblo estadounidense y venezolano*”⁴⁶.

La Orden Ejecutiva se asemeja a un “fondo petrolero”, una propuesta que ha sido considerada para Venezuela.⁴⁷ Los ingresos petroleros de exportación, cubiertos por licencias o autorizaciones similares y pertenecientes al Gobierno de Venezuela, se depositarán en cuentas bancarias controladas por el Gobierno de Estados Unidos. Estos depósitos solo pueden utilizarse conforme a las directrices del Departamento de Estado. Por lo tanto, el Gobierno de Venezuela no puede captar ni disponer de esos ingresos.

Desde una perspectiva regulatoria, el fondo petrolero cubierto por la Orden Ejecutiva 14.373 funciona de la siguiente manera:

- Las compañías petroleras internacionales, como Chevron, producirán y exportarán petróleo a Estados Unidos, siguiendo modelos contractuales similares a los del CPP. Para ello, es necesario mejorar el marco regulatorio del CPP, lo que explica la reforma de la LOH. Las empresas privadas (intermediarios o *traders*) también pueden vender petróleo producido directamente por PDVSA. Las licencias de OFAC deben cubrir esas operaciones. De hecho, el 29 de enero de 2026, la OFAC emitió la Licencia General n° 46, que autoriza transacciones en actividades aguas abajo, incluida la comercialización del petróleo.

⁴⁶ Véase <https://www.federalregister.gov/documents/2026/01/15/2026-00831/safeguarding-venezuelan-oil-revenue-for-the-good-of-the-american-and-venezuelan-people> (consultado el 30.1.26).

⁴⁷ The Atlantic Council (2022), *Explorando marcos humanitarios para Venezuela*, en: <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/exploring-humanitarian-frameworks-for-venezuela/> (consultado: 1.30.26).

LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DE 2026:
¿EL FINAL DE LA ERA DE LA NACIONALIZACIÓN PETROLERA?

- Los pagos por la compra de petróleo se realizarán en cuentas bancarias bajo el control del Gobierno de los Estados Unidos. Las compañías petroleras internacionales retiran su aporte de la cuenta de pago. Por ejemplo, bajo el modelo CPP, hasta el 50% de los ingresos podrían destinarse al inversor privado para cubrir gastos y el pago de la deuda. El saldo restante pertenece al Gobierno venezolano como su parte del “government take”. Cuando las exportaciones consisten en petróleo producido por PDVSA, todos los ingresos son del Gobierno y, por lo tanto, permanecen en las cuentas.
- Esta porción del ingreso permanecerá en las cuentas bancarias y será administrada por Estados Unidos. Como aclara la Orden Ejecutiva, esos fondos son propiedad del Gobierno de Venezuela y, por tanto, están protegidos por la Ley de Inmidades Soberanas Extranjeras. Según esta Ley, los acreedores tienen prohibido presentar reclamaciones contra Venezuela y PDVSA, a menos que cumplan los requisitos para las excepciones basadas en la renuncia a la inmunidad de jurisdicción.
- La Licencia General n° 46 reitera que todo pago por la venta de petróleo autorizado por esa licencia será depositado en las cuentas bajo control del Gobierno de Estados Unidos. Esto es importante, pues los ingresos por exportación del petróleo producido directamente por PDVSA no serán administrados por el Gobierno de Venezuela. Estos ingresos serán depositados en cuentas bajo el control del Gobierno de Estados Unidos.
- Esta regulación de la licencia aplica tanto a los pagos por exportación del petróleo producido directamente por PDVSA como al petróleo producido por contratistas privados, bajo el modelo CPP y ahora, bajo los nuevos contratos reconocidos en la reforma de la LOH, incluyendo a socios minoritarios de las empresas mixtas. En todo caso, recordamos que la Licencia General n° 46 no autoriza la producción de petróleo.
-

- La Orden Ejecutiva prohíbe cualquier embargo o medida similar contra esos fondos. Por lo tanto, los acreedores de la deuda externa venezolana no podrán embargar los ingresos petroleros del Gobierno venezolano.
- Como capa final de protección, esos ingresos son propiedades sujetas a sanciones económicas y, por tanto, están excluidos de medidas de embargo y otras similares, sin licencia de la OFAC.
- El Gobierno de Estados Unidos hará desembolsos del fondo petrolero para financiar actividades relacionadas con las políticas de Venezuela, incluyendo el suministro de diluyentes y la inversión en infraestructura crítica, como la red eléctrica. Además, los ingresos del petróleo podrían destinarse a financiar la ayuda humanitaria, restaurando la centralidad de los derechos humanos.
- Para garantizar que el petróleo venezolano no se desvíe a otros destinos, Estados Unidos se apoyará en el “bloqueo petrolero”, es decir, la confiscación civil del petróleo transportado en violación de la normativa estadounidense⁴⁸.

Cabe advertir que el Gobierno de Estados Unidos sigue reconociendo a la Asamblea Nacional de 2015, liderada por la oposición, como el Gobierno legítimo de Venezuela. Como resultado, solo las entidades establecidas por esa Asamblea poseen la autoridad legal para representar a PDVSA y al BCV en Estados Unidos. Por lo tanto, el régimen de Rodríguez carece de legitimidad legal para operar en Estados Unidos en materia de gestión de ingresos petroleros bajo la Orden Ejecutiva⁴⁹. Por eso, la primera transacción cubierta por la

⁴⁸ “Fuerzas estadounidenses incautan sexto petrolero vinculado a Venezuela”, *The New York Times*, 15 de enero de 2026, en: <https://www.nytimes.com/2026/01/15/us/politics/oil-tanker-seized-venezuela.html> (consultado: 30.1.26).

⁴⁹ 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.

Orden Ejecutiva se realizó a través de una cuenta bancaria fuera de Estados Unidos, lo que permitió transferir 300 millones de dólares, que fueron vendidos en el mercado cambiario venezolano, como parte de la venta de entre 30 y 50 millones de barriles que estaban en inventario en Venezuela. Estos dólares son cruciales para que la economía importe bienes y servicios esenciales y para que el Gobierno venezolano reciba ingresos en moneda local para cubrir sus gastos⁵⁰.

La Orden Ejecutiva 14.373 y la Licencia General N° 46 contradicen reglas fiscales esenciales del Derecho público venezolano. Como explicamos, PDVSA debe vender al BCV, como regla, todas las divisas de las exportaciones petroleras, que representan la práctica totalidad de las divisas generadas por exportaciones. Esto le otorga a PDVSA los bolívares que requiere para cubrir sus gastos en Venezuela, mientras que el BCV utiliza los petrodólares para implementar la política cambiaria, de acuerdo con la autonomía reconocida en la Constitución. Pero este arreglo no puede aplicarse, en el sentido de que PDVSA ya no captará divisas por exportaciones petroleras, ni podrá disponer de éstas para venderlas al BCV. Por el contrario, el Gobierno de Estados Unidos asignará al régimen de Rodríguez las divisas derivadas de las exportaciones petroleras que considere necesarias para satisfacer la demanda de dólares de la economía venezolana y para cubrir los gastos en moneda local del Gobierno. A estos fines, el Gobierno de Estados Unidos dispondrá de transferencias desde las cuentas bajo su control, a cuentas bajo el control del BCV del régimen de Rodríguez. Pero podría ser posible adjudicar estas divisas directamente a operadores bancarios, con el entendido de que los bolívares serán transferidos al BCV. Para cuando escribimos estas líneas, la Sala Constitucional conoce de una “consulta” orientada precisamente a abordar estos aspectos.

⁵⁰ “Venezuela ha recibido 300 millones de dólares en fondos provenientes de la venta de petróleo, dice el presidente en funciones”, *Reuters*, 20 de enero de 2026, en: <https://www.reuters.com/business/energy/venezuelas-top-lawmaker-says-oil-reform-will-add-partnership-model-2026-01-20/> (consulta: 30.1.26).

En todo caso, una condición para cumplir con este plan petrolero es mejorar el marco regulatorio. Para lograr este objetivo, la Asamblea Nacional aprobó la reforma de la LOH el 29 de enero de 2026, como se explica en la siguiente sección.

IV. LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS Y LOS NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS

El 29 de enero de 2026, la Asamblea Nacional, elegida en 2025, aprobó la reforma de la LOH. El debate parlamentario duró solo una semana, lo que indica una consulta pública deficiente. La prisa parlamentaria por aprobar esta reforma podría explicarse por dos consideraciones políticas.

Las reformas introducidas en la LOH divergen oficialmente de las políticas petroleras de Chávez, lo que podría generar tensiones internas en el gobierno de Rodríguez. Además, se necesitaba un debate acelerado para reducir el coste político de adoptar una nueva legislación petrolera claramente influida por las políticas estadounidenses. La aprobación acelerada socavó la técnica legislativa, lo que derivó en un marco regulatorio oscuro⁵¹.

En todo caso, más que una reforma de la LOH, el proyecto aprobado por la Asamblea Nacional es una nueva Ley petrolera que, por primera vez desde 1976, autoriza formalmente a los inversores privados a realizar actividades primarias, es decir, exploración y producción. Eventualmente, los inversores privados también pueden comercializar petróleo. Estas actividades pueden realizarse con base

⁵¹ Las reformas derogaron los actos regulatorios promulgados por el gobierno de Chávez que implementaron las políticas de expropiación de 2006 (véase las disposiciones derogatorias N° 1, 2 y 4). Así, se derogaron 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*, la *Ley Orgánica que reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburo* y el *Decreto N° 5.200, con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas*.

en los nuevos contratos petroleros regulados por la reforma. Aunque el modelo de CPP inspiró esos contratos, la reforma ordenó que los CPP firmados se convirtieran en los nuevos contratos petroleros. Por ello, la reforma también marcó el fin del modelo del CPP y, con él, la influencia de la “Ley Anti-Bloqueo”.

El alcance de la reforma puede clasificarse en dos áreas. Primero, la reforma introdujo nuevos contratos petroleros que las filiales y empresas mixtas de PDVSA pueden firmar. En segundo lugar, la reforma introdujo un nuevo marco del “government take”⁵².

1. Los nuevos contratos petroleros

Los nuevos contratos petroleros se dividen en dos categorías: los firmados por las filiales de PDVSA y los suscritos por empresas mixtas y accionistas minoritarios. Aunque la distinción no es clara, parece que solo la primera categoría permite el ejercicio de los derechos petroleros.

Así, según el artículo 23, las actividades primarias pueden ser llevadas a cabo por empresas estatales de propiedad exclusiva del Estado, como filiales de PDVSA (numeral 1), empresas mixtas (numeral 2) e inversores privados, mediante un contrato suscrito por las empresas mencionadas en el numeral 1 (sección 3)⁵³. Solo esas tres categorías pueden considerarse empresas operadoras. En la LOH de 2001, como se explicó, los operadores eran únicamente las filiales y las empresas mixtas. La reforma, por ende, autorizó a los inversores privados a actuar como empresa operadora

⁵² La Ley de reforma de la LOH entrará en vigor en su publicación en Gaceta Oficial, salvo por las disposiciones relativas a regalías e impuestos integrados (artículos 51, 55, 56 y 57), que entrarán en vigor 60 días después. En los siguientes 30 días, el Ministerio del área de petróleo debe emitir reglamentos para la aplicación de la nueva legislación (disposición transitoria N° 4).

⁵³ Como se explicó, la LOH no menciona explícitamente PDVSA, sino que se refiere a empresas estatales. Por lo tanto, los artículos 1 y 3 se aplican exclusivamente a las empresas cuyo único accionista es el Estado, como PDVSA y sus filiales PPSA. La norma obliga al inversor a constituir una sociedad mercantil en Venezuela.

Ese es el cambio principal introducido en la Ley de reforma, porque es la primera vez desde 1976 que se autoriza a inversores privados a realizar actividades de exploración y producción directamente. Sin embargo, el alcance de este derecho no está claramente definido.

Según el nuevo artículo 25, el Ejecutivo solo puede otorgar derechos petroleros a filiales y a empresas mixtas. Sin embargo, el último párrafo autoriza a las filiales a transferir, total o parcialmente, los derechos petroleros conferidos por el Ejecutivo, sujeto a la autorización previa del Ministerio del área de hidrocarburos. No está claro si los inversores privados actúan como titulares de los derechos petroleros o como contratistas, que ejercen derechos concedidos a las filiales.

La distinción entre inversores privados, como titulares de derechos petroleros, y contratistas de las filiales de PDVSA resulta relevante para determinar la naturaleza del nuevo contrato petrolero. Si los inversores privados actúan como titulares, entonces el contrato es una concesión, que era el contrato petrolero tradicional en Venezuela, hasta la nacionalización de 1976. Si los inversores privados actúan como contratistas, el nuevo contrato será un acuerdo de prestación de servicios petroleros, similar al CPP.

A. Nuevos contratos petroleros entre inversores privados y las filiales de exclusiva propiedad de PDVSA

La reforma introdujo el marco regulatorio del nuevo contrato petrolero que las filiales de PDVSA pueden suscribir. En realidad, la reforma alude a los contratos firmados por empresas cuyo único accionista es el Estado, lo cual, en la práctica, es el caso de las filiales de PDVSA. De esa manera, los inversores privados pueden llevar a cabo todas las actividades de exploración y producción, asumiendo los gastos y riesgos asociados.

La selección de inversores privados no está sujeta a la Ley de Contrataciones Públicas, sin que la reforma establezca un procedimiento especial de contratación⁵⁴.

La remuneración de los inversores se especificará en el contrato. Según el artículo 41, podría ser una parte de la producción de petróleo (similar a un contrato de producción compartida) o de los ingresos por la venta de petróleo (similar a un acuerdo de riesgo compartido). Por lo tanto, los inversores asegurarán el pago del “government take”, cubrirán los gastos y recibirán su compensación, como se explica más adelante.

Según los términos de este nuevo contrato, podría tratarse de un acuerdo de servicios petroleros o, en última instancia, de una concesión. En ambos modelos, el inversor privado realiza la exploración y la producción, incluyendo la cobertura de gastos y la asunción de riesgos. Además, en ambos modelos, la remuneración de los inversores depende de la producción, una vez pagado el “government take”. La principal diferencia es que en un acuerdo de servicios petroleros, el contratista privado no es titular de los derechos petroleros, mientras que en una concesión sí lo es. Por tanto, en el primer caso, el inversor no adquiere el petróleo producido a boca de

⁵⁴ El artículo 40 aclara que la República mantendrá la propiedad de los yacimientos petrolíferos, lo cual es una acotación innecesaria ya que esta propiedad está reconocida en el artículo 12 de la Constitución. Asimismo, la norma indica que “*para la contratación de empresas privadas domiciliadas en Venezuela se deberá previamente evaluar su idoneidad y capacidad para el ejercicio de las actividades primarias*”. Según el Artículo 42, el contrato puede incluir el arrendamiento de los activos propiedad de la filial en el área de operación y la región designada para exploración y producción, sujeto a autorización previa del Ministerio del área. Al expirar o terminar el contrato, los inversores privados están obligados a devolver los activos arrendados, junto con cualquier otro activo utilizado para cumplir el contrato, como las bases de datos (Artículo 43). Esta cláusula de reversión es común en la concesión.

pozo, porque la propiedad pertenece al Gobierno. En el modelo de concesión, el inversor es propietario del petróleo producido⁵⁵.

Algunas disposiciones sugieren que el nuevo contrato petrolero no es una concesión. El artículo 44 establece que solo las filiales son contribuyentes de las regalías y del impuesto integrado (los componentes del “government take”, como se explica más adelante). Una posible interpretación es que la filial de PDVSA será titular de los derechos petroleros, lo que significa que solo podrá transferir el ejercicio a inversores privados. Como titulares, son formalmente los contribuyentes. Además, según el artículo 68, el contrato no cubre la comercialización, que está sujeta a una regulación separada. Por tanto, parece que el nuevo contrato petrolero es un contrato de servicios petroleros y no una concesión.

Esta diferencia es, además, útil para analizar las implicaciones de los artículos 302 y 303 de la Constitución. Como hemos explicado en otro lugar, estos artículos no reservan la actividad petrolera al Estado, ni crean un monopolio a favor de PDVSA. Por lo tanto, bajo la Constitución, no solo es posible que el Legislador regule contratos de servicios petroleros, sino incluso, la concesión del dominio público sobre los yacimientos de hidrocarburos⁵⁶.

B. *Nuevos contratos petroleros entre inversores privados y empresas mixtas*

La Ley de reforma de la LOH también modificó el marco de las empresas mixtas, reduciendo el alcance del control parlamentario y

⁵⁵ En el Derecho venezolano, la concesión del dominio público traslada derechos reales de uso, en este caso, sobre los yacimientos de hidrocarburos. El concesionario asume a título propio los derechos de exploración y producción, costos y riesgos, así como la propiedad del crudo producido, salvo la parte que corresponde por regalía. En contraposición, el contrato de servicio petrolero no otorga derechos reales. *Vid.*: Hernández G., José Ignacio, “Los nuevos contratos petroleros en el Derecho venezolano”, *cit.*

⁵⁶ Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y regulación económica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2006, pp. 459 y ss.

excluyéndolas de la Ley de Contrataciones Públicas⁵⁷. La nueva LOH no introdujo cambios significativos en las condiciones generales de las empresas mixtas, pero el artículo 35 aclaró que PDVSA tiene derecho de preferencia para adquirir las acciones si los accionistas minoritarios deciden vender⁵⁸.

La modificación más relevante al marco de las empresas mixtas se introduce en el artículo 36, que autoriza al Ejecutivo a permitir que la empresa mixta transfiera al accionista minoritario la gestión de la empresa, la comercialización del petróleo producido y la gestión de las cuentas bancarias. Con ese fin, la empresa mixta y el accionista modificarán el contrato de sociedad o celebrarán un nuevo contrato, como un acuerdo de servicios⁵⁹.

Sin embargo, la Ley de reforma de la LOH no aclaró el contenido ni el alcance de este contrato, lo que significa que las condiciones contractuales se definirán caso por caso, bajo el control del Ministerio del área. A todo evento, las condiciones generales establecidas en el artículo 36 sugieren que el contrato entre la empresa conjunta y el accionista es similar a un contrato de servicios petroleros.

Así, el socio minoritario asume la realización del objeto social de la empresa mixta, incluyendo la exploración, la producción y, eventualmente, la comercialización. Por ende, asume también el

⁵⁷ Artículo 34. Según la LOH de 2001, la Asamblea Nacional tenía la autoridad para definir las condiciones generales y autorizar la creación de empresas conjuntas. Las reformas introducidas en 2026 establecieron únicamente el deber de notificar a la Asamblea Nacional la creación de la empresa mixta mediante decreto presidencial. Además, el artículo excluye a estas empresas de la Ley de Contrataciones Públicas, otorgándoles la autoridad para regular sus propios procedimientos de contratación.

⁵⁸ La disposición transitoria segunda facultó al Ministerio del área para reorganizar las empresas conjuntas. Esto socava los derechos de PDVSA como accionista, y podría sugerir que PDVSA carece de verdadera autonomía respecto al Ejecutivo.

⁵⁹ El coste de esos contratos debe considerarse “razonable”, es decir, el gasto directo de producir un barril bajo el contrato debe igualar o ser menor que el petróleo producido por la filial, bajo condiciones comerciales similares.

riesgo de la operación y los costos. Con el ingreso derivado de la venta de petróleo, el socio minoritario, como operador, compensará los gastos, incluida su remuneración, descontando, en todo caso, el pago del “government take”. La diferencia, si la hubiera, podrá ser distribuida a los accionistas, mediante el pago de dividendos.

Lamentablemente, la nueva Ley no detalló el contenido de este contrato, como sí hizo con el contrato petrolero que las filiales pueden firmar. Una solución más eficiente, como de hecho propusimos durante el breve debate, hubiese sido regular un solo contrato, con condiciones generales uniformes, independientemente de quién sea el ente público contratante. En cualquier caso, el marco jurídico de los contratos que pueden suscribir las filiales se aplica, por analogía, al contrato que puede celebrar la empresa mixta.

C. *Regulación común para los nuevos contratos petroleros*

Aunque los contratos petroleros firmados por las filiales y las empresas mixtas están sujetos a normativas diferentes, la reforma introduce condiciones comunes para ambos tipos de contratos en relación con la cláusula de estabilidad económica, la comercialización de petróleo y derivados, los mecanismos de solución de disputas inversor-Estado y la conversión de CPP. Además, deben considerarse las implicaciones derivadas de la gobernanza de PDVSA.

a. *La cláusula de estabilidad económica. Los contratos petroleros son contratos públicos y no “contratos administrativos”*

Según el artículo 26, los contratos petroleros firmados por filiales y empresas mixtas garantizarán la estabilidad de las condiciones económicas bajo las que se firmaron, evitando cualquier reforma regulatoria que pueda alterarlas, especialmente si aumenta la carga fiscal. La implementación de esta cláusula de estabilización planteará muchos desafíos prácticos, dada la dinámica de la regulación del petróleo.

Es importante advertir que esta cláusula de estabilidad económica no corresponde a la figura conocida en el Derecho administrativo

como el “equilibrio económico-financiero del contrato administrativo”, sino a una previsión común de protección de inversiones privadas, que garantiza la confianza legítima mediante la estabilidad del marco económico y fiscal, en especial en proyectos intensivos en capital a largo plazo. Sería muy contraproducente interpretar este artículo como un indicio de que los nuevos contratos petroleros son “contratos administrativos”, pues ello elevaría la inseguridad jurídica. Al respecto, reiteramos que, en nuestra opinión, la figura de los “contratos administrativos” ya no tiene vigencia en Venezuela y que, por lo tanto, los nuevos contratos son contratos públicos, en los que PDVSA no puede ejercer potestades exorbitantes, sino únicamente los derechos contractuales definidos en el contrato⁶⁰.

b. *La confusa regulación de la comercialización*

La comercialización de “hidrocarburos naturales” y de ciertos productos derivados solo puede ser realizada por filiales, según lo dispuesto en el artículo 28. Eso significa que ni las empresas mixtas ni los inversores privados pueden comercializar esos productos⁶¹. Sin embargo, el Ministerio del área tiene la discreción de autorizar a empresas mixtas e inversores privados a comercializar hidrocarburos

⁶⁰ 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.*, pp. 438 y ss. En la práctica del Derecho administrativo venezolano, como sucedía con los CPP, los nuevos contratos petroleros podrían ser considerados como administrativos, pero ello violaría el espíritu de la Ley, cual es mejorar la seguridad jurídica de la inversión privada. Este aspecto requiere, en todo caso, un tratamiento que excede de los límites de este estudio.

⁶¹ Esta es la misma regulación del artículo 57 de la LOH de 2001, reformulado en 2006. La reforma estableció explícitamente que el derecho exclusivo a la comercialización solo se aplica a los “hidrocarburos naturales” (además de los productos derivados que mediante decreto sean reservados) Hemos concluido que este término no cubre el petróleo pesado mejorado (“crudo mejorado”), lo que implica que las empresas mixtas pueden vender el crudo mejorado. Véase 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.*, pp. 353 y ss.

naturales y ciertos derivados, según el artículo 68⁶². En todo caso, la Ley de reforma acota, innecesariamente, que transferir los derechos de comercialización no equivale a transferir derechos de propiedad sobre los yacimientos de petróleo.

El derecho a comercializar está regulado por la normativa que dicte el Ministerio del área, de acuerdo con el artículo 69. Estas regulaciones exigen el cumplimiento de las políticas de comercialización, asegurando que los precios sean comparables a los de las operaciones realizadas por PDVSA y que se cumplan las normativas fiscales y medioambientales. Además, deberá satisfacerse la demanda interna.

Este marco jurídico confuso es una de las mayores debilidades regulatorias de la nueva Ley, ya que no autoriza claramente a los inversores privados a comercializar el petróleo producido bajo los nuevos contratos petroleros. Además, como se explicó, esta restricción respalda la interpretación de que el contrato petrolero suscrito por las filiales no constituye una concesión, sino un acuerdo de prestación de servicios petroleros.

c. La confusa regulación sobre el Derecho aplicable, la resolución de controversias y los cambios de la Licencia General N° 46

El artículo 8 establece mecanismos de solución de controversias Estado-inversor, bajo los cuales cualquier disputa entre las filiales y empresas conjuntas de PDVSA, por un lado, y los inversores privados, por otro, será resuelta por los tribunales venezolanos, más allá de la posibilidad de acudir a mecanismos alternativos de resolución de disputas, incluido el arbitraje. Las cláusulas de arbitraje, si se incluyen, serán autorizadas por el Ministerio del área

⁶² Aunque el artículo 36, como se explicó, autoriza al Ministerio a permitir que el accionista minoritario comercialice, esta comercialización también está sujeta al artículo 68. Por tanto, el Ministerio del área también puede autorizar al accionista minoritario a comercializar el petróleo pesado mejorado, como ocurre actualmente bajo el modelo CPP.

y no estarán sujetas al control administrativo que normalmente se aplica a dichas cláusulas en contratos públicos⁶³.

Esta norma rige los contratos para la realización de las actividades reguladas en la Ley, es decir, actividades aguas arriba y aguas abajo. Por el contrario, no aplica a los contratos de obras, bienes y servicios suscritos con empresas operadoras.

No está claro si el artículo 8 autoriza cláusulas de elección del Derecho extranjero o cláusulas de arbitraje comercial internacional, por ejemplo, según las normas de la Cámara de Comercio Internacional. Bajo la “Cláusula Calvo” del artículo 151 de la Constitución venezolana, los gobiernos de Chávez y Maduro, con el respaldo de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo, adoptaron una postura restrictiva respecto del arbitraje internacional en la industria petrolera. Sin embargo, el artículo 151 de la Constitución no prohíbe, en general, pactar la aplicación del Derecho extranjero en contratos públicos, ni se opone a la inclusión de cláusulas arbitrales. Además, este artículo no entra en conflicto con los TBIs ni con ningún otro tratado similar que proteja a los inversores extranjeros mediante estándares⁶⁴.

Sin embargo, el artículo 8 parece restringir la posibilidad de pactar que las disputas se resuelvan por tribunales extranjeros, ya que solo permite dos mecanismos de solución de controversias: a través de los tribunales venezolanos o mediante mecanismos alternativos, como el arbitraje. La resolución de controversias por tribunales extranjeros no está expresamente autorizada por la norma.

⁶³ Estos controles están establecidos en la Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República y la Ley de Arbitraje Comercial. Véase Hernández G., José Ignacio, *Derecho administrativo y arbitraje internacional de inversiones*, CIDEP-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2016, pp. 170 y ss.

⁶⁴ Hernández G., José Ignacio, *Derecho administrativo y arbitraje internacional de inversiones*, *cit.* Hay otros muchos aspectos que deben ser consideramos, pero ellos exceden de los límites de este trabajo.

Pero incluso admitiendo esta restricción, lo cierto es que la referencia al arbitraje, al no efectuar ninguna distinción, debe incluir el arbitraje internacional, tanto contractual como basado en tratados⁶⁵.

No obstante, la Licencia General N° 46 modificó los mecanismos de solución de controversias Estado-inversor respecto a los contratos aguas abajo amparados por esa licencia, como los contratos de venta de petróleo. Según su sección (a) (1), cualquier contrato debe *“especificar que las Leyes de los Estados Unidos o de cualquier jurisdicción dentro de los Estados Unidos rigen el contrato y que cualquier resolución de disputas bajo el contrato se realiza en los Estados Unidos”*. Esta disposición no se aplica a las actividades aguas arriba no cubiertas por la Licencia General n° 46, aunque podría incluirse en las licencias que la OFAC debe conceder para autorizar los nuevos contratos petroleros.

Esta acotación es una clara indicación de que el Gobierno de Estados Unidos considera que la resolución de disputas ante los tribunales venezolanos incrementa el riesgo regulatorio. Así, en los contratos firmados por PDVSA y amparados por esa Licencia, no puede pactarse que las controversias se resuelvan por tribunales venezolanos, sino por tribunales con jurisdicción en Estados Unidos, lo que contradice el artículo 8, aspecto que podría ser abordado en la “consulta” que conoce la Sala Constitucional. Una manera de solucionar esta contradicción es mediante la inclusión de una cláusula de arbitraje internacional, en el entendido de que el reconocimiento del laudo en contra de PDVSA podrá ser conocido por las cortes federales de Estados Unidos, como sucede en la práctica. Sin embargo, incluir una cláusula de resolución de controversias ante los tribunales de Estados Unidos entraría en directa contradicción con el citado artículo 8, pues esta norma rige todos los contratos para la realización de las actividades reguladas por la Ley, incluida la comercialización.

⁶⁵ Pues donde no distingue el Legislador, no debe distinguir el intérprete. La referencia al arbitraje en el artículo 8, debe incluir el arbitraje internacional comercial, y no solo el arbitraje doméstico. Además, este artículo solo rige a disputas contractuales, dejando a salvo disputas basadas en TBIs. Muchos otros aspectos deben ser tratados en otra oportunidad.

d. *La conversión de los CPP y la vuelta a la juridicidad de los contratos firmados entre 2018 y 2025*

La disposición transitoria tercera estipula que las partes del CPP y de otros contratos similares tendrán 180 días para convertir dichos contratos en nuevos contratos petroleros, según si la parte contratante es una filial o una empresa conjunta. En consecuencia, la reforma puso fin a los contratos petroleros firmados desde 2018. Esta es una solución razonable que elimina el riesgo legal derivado de la base dudosa de esos contratos y promueve la unificación de los contratos petroleros, tal y como habíamos sugerido⁶⁶.

La versión aprobada en primera discusión mantenía los CPP firmados, lo cual resultaba inconveniente, dada su base constitucional dudosa⁶⁷. La Ley de reforma responde a este riesgo, pues las partes del CPP –y otros contratos similares– ajustarán su contenido a la nueva Ley. Esto implica, además, someter estos controles a las demás normas del Derecho venezolano y, en especial, a las normas sobre transparencia, poniendo fin a la “burbuja” de antijuridicidad que la “Ley Anti-Bloqueo” quiso imponer. El rescate del principio de transparencia se confirma en la nueva regulación del artículo 1, que alude a la transparencia contractual, en el marco de los principios de la Administración Pública definidos en el artículo 141 constitucional.

⁶⁶ Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., pp. 198 y ss.

⁶⁷ Sobre los cambios del proyecto aprobado en primera discusión, vid. Brewer-Carías, Allan, “Comentario explicativo sobre el alcance del proyecto de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de enero de 2026”, tomado en <https://allanbrewercarias.com/>. Nuestros comentarios pueden verse en Hernández G., José Ignacio, “Comentarios preliminares al proyecto de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 22 de enero de 2026”, tomado de: <https://www.joseignaciohernandezg.com/documents/> (consulta 31.1.26).

e. *Una tarea pendiente: la reestructuración de PDVSA*

Los nuevos contratos petroleros no los firma directamente la República, sino las filiales y empresas mixtas de PDVSA. Por ello, la calidad de la gobernanza corporativa de PDVSA incidirá en la calidad de estos contratos. Esta es una de las reformas importantes que se han omitido, ya que la Ley no solo no contribuye a mejorar la gobernanza de PDVSA, sino que además, reduce su autonomía técnica. Así, la reforma refuerza el control político del Ministerio del ramo, lo que puede interpretarse como otra señal de que, en realidad, PDVSA no posee una entidad distinta de la de la República.

f. *A modo de recapitulación: la verdadera reforma: los nuevos contratos petroleros*

Debido a la amplitud del marco contractual y, en especial, la discrecionalidad del Poder Ejecutivo para diseñar el régimen fiscal, como se explica más adelante, la verdadera reforma no provendrá de la nueva Ley sino del contenido de los nuevos contratos. La comentada Licencia General N° 46, en este sentido, sugiere que el Gobierno de Estados Unidos no está tan preocupado por la fragilidad de la nueva Ley, en tanto confía en el correcto diseño de contratos que establezcan estándares de protección a la inversión privada, además, inmunes al Poder Judicial de Venezuela, visto su rol en avanzar en regulaciones económicas autocráticas.

Desde esta perspectiva, la amplia discrecionalidad del Ejecutivo y el reducido rol del control parlamentario, en las condiciones políticas actuales de Venezuela, generan riesgos de prácticas contractuales que se aparten de principios y valores constitucionales, en especial en empresas privadas no tradicionales, no sujetas a los estándares corporativos de las empresas petroleras internacionales. Por ello, la importancia del principio de transparencia contractual, que debe llevar a la divulgación de los contratos suscritos, más allá de la protección confidencial de las cláusulas específicas. Asimismo, es aconsejable aprobar condiciones generales o modelos contractuales. Esta práctica contractual será la que defina con mayor precisión el alcance de la reforma petrolera.

2. *El nuevo marco del “government take”*

La reforma aporta cambios significativos en el “government take”, no necesariamente para reducir la carga fiscal de las actividades petroleras, sino para permitir que el Ejecutivo fije, con amplia discreción, los términos fiscales de cada contrato petrolero.

Bajo la LOH derogada, el “government take” era la combinación de regalías (30% de la producción), pagos contractuales especiales, impuestos especiales (incluido el impuesto de extracción, que en la práctica representaba el 3,3% de la producción, y un impuesto sobre precios extraordinarios) y los tributos generales (incluyendo la tasa del 50% del impuesto sobre la renta, así como tributos más específicos). Además, el “government take” cubría los dividendos que las operadoras pagaban a PDVSA. Finalmente, bajo las condiciones aprobadas por la Asamblea Nacional en 2006, el “government take”, independientemente de sus fuentes, no debería ser inferior al 50% de la producción, en lo que se conoció como “impuesto sombra”⁶⁸. Como se explicó, bajo el modelo CPP, los inversores privados transferían el 50% de los ingresos a las empresas conjuntas, lo que les permitía pagar el “government take”⁶⁹.

La reforma elimina el impuesto sobre la extracción, pero crea un nuevo impuesto integrado de hasta el 15% sobre los ingresos brutos, según los artículos 55 y 56. Además, excluye a los operadores de tributos y contribuciones especiales⁷⁰.

⁶⁸ Este es un enfoque preliminar e introductorio que debería complementarse con un estudio detallado de “government take” original. Véase 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.

⁶⁹ Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., pp. 171 y ss.

⁷⁰ Artículo 59. La exención se aplica a los siguientes tributos: Impuesto a los Grandes Patrimonio, y las contribuciones especiales previstas en la Ley

Finalmente, la nueva Ley abolió el impuesto sobre precios extraordinarios y el “impuesto sombra”⁷¹.

Por lo tanto, la estructura general del “government take” ahora incluye las regalías y el impuesto integrado. Asimismo, podrán establecerse ventajas especiales en el contrato, quedando a salvo los ingresos por dividendos pagados por las empresas operadoras⁷². Además, regirán, con las modificaciones que mencionaremos, los tributos generales y, en especial, el impuesto sobre la renta. En todo caso, el componente correspondiente a las regalías, el impuesto integrado e impuesto sobre la renta –los principales componentes de la participación fiscal del Estado– son definidos discrecionalmente por el Ejecutivo.

La regalía la define el Ejecutivo, pero no puede superar el 30% de la producción. El Ministerio del área determinará la tarifa en función de las condiciones específicas de cada proyecto, así como de los requisitos de gasto de capital y de la competitividad internacional. La tasa fijada puede modificarse para preservar el equilibrio económico del proyecto, todo ello, según el artículo 51.

La tasa del impuesto integrado es de hasta el 15% de los ingresos brutos mensuales (artículo 55)⁷³. El Ministerio definirá la tasa tras

Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación, en la Ley Orgánica de Deporte, Actividad Física y Educación Física, en la Ley Orgánica de Drogas, y en la Ley de Protección de las Pensiones de Seguridad Social Frente al Bloqueo Imperialista. También se excluye el compromiso de responsabilidad social de la Ley de Contrataciones Públicas.

⁷¹ Disposiciones derogatorias n° 3, 5 y 6. Así, se derogó la Ley que crea Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos, y el Acuerdo de la Asamblea Nacional mediante el cual se aprobaron los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas y el Modelo de Contrato, de 2006, modificado en 2009.

⁷² Las ventajas especiales están reguladas en el artículo 38.

⁷³ Según el artículo 55, la base imponible de este impuesto es el total de los ingresos brutos devengados mensualmente, sin que se admitan deducciones, salvo en los casos de “*devoluciones, descuentos incondicionales pactados al*

consultar previamente con el Ministerio del área de finanzas, aplicando los mismos estándares que rigen la definición de la tasa de la regalía (artículo 56). Este impuesto puede pagarse en especie o en efectivo, según el reglamento que se emita (artículo 57)⁷⁴.

Además, el Ministerio del área de finanzas, en consulta con el ministro del petróleo, reducirá el tipo impositivo sobre la renta, siguiendo los mismos estándares que rigen la regalía, cuando ello sea necesario para asegurar el equilibrio financiero del proyecto (artículo 58).

Si las regalías y el impuesto integrado se aplican a sus máximos tipos, el “government take” podría ser similar a la participación fiscal bajo el régimen derogado. Por tanto, la eficiencia de las contribuciones fiscales como condición para promover la inversión privada dependerá de las regulaciones discrecionales aprobadas por el Ejecutivo. Más allá de la incertidumbre de este marco fiscal, la modificación de los tipos impositivos mediante una regulación administrativa entra en conflicto con el principio de legalidad previsto en el artículo 317 de la Constitución.

CONCLUSIONES

En el pensamiento jurídico venezolano sobre el Derecho de los hidrocarburos, la Ley de reforma de la LOH se separa del pensamiento estatista, pero sin retornar al pensamiento propietario.

momento de la operación y reintegros por errores de facturación o pagos indebidos debidamente soportados”. Por ello en los proyectos de extracción se entenderá como ingresos brutos devengados, el valor total de los hidrocarburos extraídos y no reinyectados. La base imponible es diferente a la regalía, pues esta aplica sobre los volúmenes producidos. Cuando el pago es en efectivo, en todo caso, será necesario determinar el valor de esos volúmenes. Por ello, en la práctica, los ingresos por comercialización deberían coincidir con la valoración económica los volúmenes que corresponden a la regalía.

⁷⁴ El artículo 57 acota que el impuesto integrado de hidrocarburos será determinado y anticipado de forma mensual y liquidado en su totalidad anualmente.

Así, el Estado mantiene poderes de regulación sobre las actividades petroleras, ahora, a través de los nuevos contratos. Estos poderes son, en todo caso, de naturaleza contractual, dejando a salvo la regulación que dicte el Ministerio del área. El Estado no solo actúa como propietario de los yacimientos, sino también como planificador, regulador y gestor de las actividades petroleras.

Al mismo tiempo, los nuevos contratos petroleros, y en especial los que firmen filiales de PDVSA, permiten a la inversión privada ejercer derechos de exploración, producción y, eventualmente, comercialización, en lo que parecen ser modelos inspirados en el contrato de servicio petrolero. Ya el Estado, por medio de PDVSA, no tiene el monopolio de *iure*. La privatización *de facto*, traducida en contratos como los CPP, ahora pasa a ser una privatización formal, al menos, en lo que respecta al ejercicio de derechos petroleros. Ello supone un distanciamiento notable del pensamiento jurídico estatista que ha imperado, en especial, durante el último medio siglo.

Este cambio no fue el resultado de dinámicas internas, sino de las políticas diseñadas por el Gobierno de Estados Unidos tras los sucesos del 3 de enero de 2026. Por ello, estamos ante una Ley coyuntural, lo que debería marcar una duración más bien breve. El tiempo dirá si la Ley de reforma de la LOH fue el último capítulo del pensamiento estatista, o el primer paso de un nuevo pensamiento jurídico petrolero.

Venezuela necesita un nuevo pensamiento jurídico petrolero que deje atrás el pensamiento estatista, de acuerdo con el rol del Estado garante o regulador. El rol del Estado debe ser atender los fallos de mercado que obstruyen la realización de actividades petroleras, maximizando los ingresos petroleros y, con ello, el ingreso fiscal. El Estado, además, debe crear instituciones inclusivas que favorezcan las masivas inversiones en capital requeridas para llevar la producción petrolera al umbral de los tres millones de barriles diarios, considerando la diversidad energética, con crudos convencionales, crudos pesados y gas natural.

LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DE 2026:
¿EL FINAL DE LA ERA DE LA NACIONALIZACIÓN PETROLERA?

La nueva Ley no introdujo las bases de este nuevo pensamiento, simplemente, pues ese no era su rol. Ni las condiciones políticas actuales, ni la legitimidad de la sexta legislatura de la Asamblea Nacional, permiten avanzar en un debate democrático para sentar las bases de un nuevo pacto social petrolero. Por ello, en su función más bien instrumental, la nueva Ley de reforma de la LOH podría crear condiciones favorables para avanzar en la primera etapa de la recuperación de la industria petrolera, en la fase de estabilización tras los eventos del 3 de enero de 2026. Pero incluso para cumplir este objetivo, la nueva Ley requerirá de mejores condiciones jurídicas, suplantando las instituciones predatorias que continúan en pie, con instituciones inclusivas que garanticen los derechos contractuales y además, permitan al Estado cumplir funciones básicas para acompañar la recuperación de la producción, pasando por garantizar el control del territorio y la seguridad, hasta la garantía del suministro eléctrico. Si no se inicia un proceso de transición hacia esas instituciones inclusivas, la nueva Ley no permitirá alcanzar las metas de producción.

Pero más allá de este momento coyuntural, los cambios introducidos en la Ley de reforma de la LOH deberían dar lugar a un debate plural sobre el nuevo marco jurídico para la Venezuela postpetrolera. Pues como hemos explicado en otro lugar, el petróleo ya le quedó pequeño a Venezuela, en el sentido de que la recuperación económica no va a poder depender, solo, del petróleo. La Venezuela postpetrolera requerirá promover la generación de riqueza a partir del esfuerzo individual, lo cual exige restablecer el Estado de Derecho y los mecanismos de mercado. Pero, incluso avanzando en este objetivo de diversificación económica, es necesario superar definitivamente el pensamiento jurídico estatista, mediante una nueva Ley de hidrocarburos que sienta las bases del Estado garante. Esto es, además, necesario para desmontar las bases del Petro-Estado, que, pese al colapso, todavía se mantienen en pie. Si estas bases no se desmontan, la recuperación de la producción podrá volver a generar las mismas condiciones bajo las cuales, y a partir de 2002, la renta petrolera concentrada en la Presidencia

favoreció políticas autoritarias y populistas⁷⁵. Resumiremos, a modo de conclusión, los grandes principios que esa nueva Ley debe cumplir, para consolidar los cambios introducidos en la Ley de reforma de 2026.

En *primer lugar*, la nueva Ley de hidrocarburos debe reconocer con claridad el contrato de exploración y producción, y terminar de eliminar el monopolio legal del Estado para gestionar actividades petroleras, a través de PDVSA, sus empresas filiales y las empresas mixtas. Para este fin, deben separarse las funciones de regulación y de gestión, creando una agencia regulatoria que supervise a todas las empresas operadoras, tanto privadas como públicas. Asimismo, es necesario reestructurar a profundidad PDVSA, pues su colapso la hace irre recuperable, como sociedad mercantil. Ello puede incluso aconsejar la creación de una nueva empresa estatal petrolera, lo cual requerirá renegociar la deuda externa de PDVSA y, por ende, toda la deuda pública. Todo lo anterior debe ir de la mano de reglas de gobernanza que fomenten la transparencia en las industrias extractivas, incluso fusionando en un mismo marco jurídico todas las actividades de hidrocarburos. Esta nueva Ley, a su vez, debe formar parte de las políticas para restablecer la capacidad estatal, el Estado de Derecho y los mecanismos de mercado.

En *segundo lugar*, debe rescatarse el fondo de estabilización macroeconómico, como un fondo soberano e independiente que administre todo el ingreso fiscal petrolero. Esto privará al Poder Ejecutivo del poder discrecional para captar y distribuir el “government take”, incluso, en un modelo de gestión privada, por medio de instituciones que, fácilmente, pueden degenerar en clientelismo y corrupción. Al inmunizar la renta petrolera dentro de los ingresos fiscales, el Ejecutivo dependerá del ingreso tributario no petrolero para sufragar el gasto. Con ello, el Estado volverá a depender fiscalmente de la riqueza generada por la sociedad, lo que

⁷⁵ *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.*, pp. 409 y ss.

LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DE 2026:
¿EL FINAL DE LA ERA DE LA NACIONALIZACIÓN PETROLERA?

propiciará condiciones favorables a la rendición de cuentas y a la transparencia. Estas reformas deben formar parte de las políticas para reconstruir instituciones fiscales eficientes y transparentes y restablecer la autonomía constitucional del BCV.

Hasta que estas reformas de fondo no se implementen, el Petro-Estado seguirá siendo un riesgo latente y con él, sus tentaciones autoritarias y populistas. Pues la verdadera reforma petrolera que Venezuela necesita no es solo aquella que genere condiciones favorables para atraer las inversiones en capital necesarias para recuperar la industria destruida por las políticas predatorias. Es, en realidad, la reforma que desmonte las instituciones del Petro-Estado, rescatando con ello el principio republicano, según el cual el Estado sirve a la sociedad libre y organizada para el bien común, y no ya, como sucede en el Petro-Estado, el principio inverso, según el cual la sociedad depende de la renta distribuida por el Estado.

Brookline, MA., 31 de enero de 2026

ANEXO

ESQUEMA REGULATORIO DE LAS SANCIONES ECONÓMICAS Y SU INCIDENCIA EN EL SECTOR PETROLERO

La aplicación de la reforma de la LOH y de los nuevos contratos petroleros estará influida por la regulación económica de las sanciones impuestas por el Gobierno de Estados Unidos, lo que aporta otra capa de complejidad regulatoria. Para facilitar la interpretación de la nueva Ley en el contexto de esta regulación, presentamos a continuación una guía práctica sobre su funcionamiento.

1. Clasificación de la política de sanciones económicas.

Actualmente, la política de sanciones descansa en tres tipos de regulaciones: *(i)* las sanciones económicas que prohíben o bloquean ciertas operaciones; *(ii)* las sanciones basadas en la lucha en contra del terrorismo; y *(iii)* la sanción derivada de la política de reconocimiento.

2. Marco regulatorio básico de sanciones económicas que prohíben ciertas actividades. En el marco de la Ley de poderes en emergencias económicas internacionales, la Presidencia de Estados Unidos ha dictado órdenes ejecutivas que sancionan diversas actividades y personas vinculadas al Gobierno de Venezuela, debido a su papel en políticas autoritarias, corrupción y violación de derechos humanos. En una primera etapa, estas sanciones tuvieron un ámbito específico (órdenes ejecutivos N° 13.692 de 2015, 13.808 de 2017, 13.827, 13.835 y 13.850 de 2018). En una segunda etapa, su ámbito pasó a ser general (órdenes ejecutivos N° 13.857 y 13.884, de

2019). Actualmente, estas dos órdenes son la base jurídica de las sanciones que prohíben o bloquean ciertas actividades, ampliadas en la orden ejecutiva N° 14.373. Los sujetos a los que aplican estas sanciones se incluyen en la Lista de Sujetos Especialmente Designados y Personas Bloqueadas (o “SDN”), y otras listas similares.

3. Marco regulatorio de la política contra el terrorismo. Con base en la regulación contra el terrorismo, el “Cártel de los Soles” fue declarado una organización terrorista internacional por el Departamento de Estado, según decisión publicada en el Registro Federal el 24 de noviembre de 2025. En la práctica, existe un solapamiento entre el Gobierno de Venezuela y esa organización terrorista internacional. Ello no solo eleva las prohibiciones derivadas de la regulación de las sanciones económicas, sino que además otorga herramientas jurídicas adicionales para el comiso civil de todo bien cuyo uso colida con la regulación contra el terrorismo.

4. Marco regulatorio de la política de reconocimiento. El régimen de Maduro, y ahora de Delcy Rodríguez, no puede representar legalmente al Gobierno de Venezuela y sus entidades o instrumentalidades en Estados Unidos. Esta representación recae en las estructuras bajo el control de la Asamblea Nacional de 2015. Esta política de reconocimiento también constituye una sanción, pues impide legalmente al régimen de Rodríguez actuar en Estados Unidos, en especial para la gestión de activos, incluidos los ingresos por exportaciones petroleras a Estados Unidos.

5. Las restricciones a PDVSA y sus empresas filiales. PDVSA y sus empresas filiales son sujetos sancionados conforme a las órdenes ejecutivas N° 13.857 y 13.884. Además, están afectadas por las políticas contra el terrorismo y de reconocimiento. De todo lo anterior derivan cuatro prohibiciones:

- a. PDVSA y sus empresas filiales no pueden realizar ninguna actividad en Estados Unidos. Esta prohibición aplica independientemente de la organización política que pueda representar al Gobierno de Venezuela en Estados Unidos.

Este es el estatuto territorial de las sanciones económicas. OFAC puede autorizar estas actividades prohibidas mediante licencias.

PDVSA y sus empresas filiales no pueden realizar ningún negocio jurídico con sujetos de Estados Unidos. Este es el estatuto personal de las sanciones económicas. OFAC también puede autorizar estas actividades prohibidas.

Sujetos que no son de Estados Unidos (como empresas domiciliadas en Europa) no pueden realizar ningún negocio jurídico con PDVSA y sus empresas filiales, en la medida en que ello suponga facilitar la elusión de las sanciones económicas. Hay dos mecanismos básicos para sortear esa prohibición: *(i)* una licencia que autorice operaciones prohibidas y *(ii)* una certificación o “carta de conformidad” que acredite que la operación no está prohibida.

Ninguna empresa, independientemente de su nacionalidad, puede proveer financiamiento o asistencia a personas u organizaciones que formen parte del Cártel de los Soles. Como PDVSA ha sido considerada una instrumentalidad de esta organización terrorista internacional, todo negocio con PDVSA y sus filiales está expuesto a riesgos regulatorios. En todo caso, el Gobierno de Estados Unidos puede autorizar actividades prohibidas o certificar que determinada actividad no constituye apoyo a la organización terrorista.

6. La restricción a los activos externos de PDVSA bajo las sanciones económicas. Los activos externos de PDVSA y sus empresas filiales, como depósitos bancarios, facturas, acciones o activos empresariales ubicados en Estados Unidos, son propiedades bloqueadas, en el sentido de que no pueden ser utilizados ni dispuestos sin autorización de OFAC. Esta prohibición sirve, además, como medida de protección de estos activos frente a los acreedores de la deuda legada de Hugo Chávez y Nicolás Maduro, pues no pueden embargarse dichos activos sin autorización de la OFAC.

7. La restricción especial a los ingresos de PDVSA provenientes de las exportaciones petroleras. Todo ingreso de PDVSA (a través de sus empresas filiales y empresas mixtas), queda sujeto a la regulación de las sanciones, en tanto activo de PDVSA. La Orden Ejecutiva 14.373 estableció un control adicional, al disponer que todo ingreso que pertenezca a PDVSA por exportaciones petroleras, además de ser propiedad bloqueada, será depositado en cuentas bancarias que el Gobierno de Estados Unidos podrá usar, como custodio de esos activos.

8. La situación del “petróleo sancionado” y las medidas de comiso civil. Todo el petróleo producido en Venezuela es petróleo sancionado, pues ese petróleo, legalmente y en la práctica, es producido por PDVSA, sus empresas filiales y las empresas mixtas, que son todos sujetos sancionados (o eventualmente por medio de los nuevos contratos petroleros). Además, ese petróleo está sancionado por la regulación contra el terrorismo. Los ingresos derivados de la venta de ese petróleo sancionado se someten a las siguientes regulaciones especiales:

a) La venta o exportación de petróleo venezolano será legal, bajo la perspectiva de Estados Unidos, cuando esté amparada por licencias individuales o generales, o cuando el Gobierno de Estados Unidos certifique que dicha venta no contraviene la regulación de las sanciones económicas o de la lucha contra el terrorismo. Sin embargo, los ingresos que correspondan a PDVSA (a través de sus filiales o empresas mixtas) son propiedad bloqueada, y su administración queda regulada por la Orden Ejecutiva 14.373. Todo el petróleo vendido por esta vía se sujeta a condiciones comerciales ordinarias.

b) La venta o exportación de petróleo venezolano será ilegal, según Estados Unidos, cuando no esté amparada por licencias individuales o generales, o cuando dicha venta suponga una asistencia para eludir las sanciones o para financiar al Cártel de los Soles. Esta es la venta cubierta por la “política de bloqueo” adoptada a fines de 2025, que no es otra cosa que el comiso civil

de los tanqueros y del petróleo ilegales. Esta ilegalidad, en resumen, depende de dos variables: *(i)* la inclusión del tanquero en la lista SDN y demás listas similares o *(ii)* cuando el tanquero, aun no estando incluido en esa lista, colabora para eludir las sanciones económicas o para financiar al Cártel de los Soles. Estas ventas ilegales se realizan a través de canales informales (la llamada “flota fantasma”), en condiciones opacas y con descuentos importantes. El producto del comiso civil pertenece, como regla, al Gobierno de Estados Unidos.

9. Síntesis de la regulación de las exportaciones petroleras venezolanas bajo las políticas definidas en 2026. Luego de las políticas definidas tras los eventos del 3 de enero de 2026, esta es la síntesis de la regulación que rige las exportaciones petroleras, bajo el Derecho administrativo de Estados Unidos:

a) El Gobierno de Estados Unidos solo tolerará la venta o la exportación de petróleo dentro de los cauces legales. A estos efectos, se dará preferencia a las exportaciones a Estados Unidos, bajo el fondo petrolero. Sin embargo, también podrán autorizarse exportaciones a otros destinos, incluida China. Como estas ventas se harán a través de canales legales, sus condiciones financieras serán mucho más eficientes.

b) Estas exportaciones incluyen crudo producido directamente por PDVSA y por inversores privados, bajo los CPP y demás contratos vigentes y, en general, bajo los nuevos contratos contemplados en la reforma de la LOH.

c) Todo el ingreso por el crudo producido por PDVSA es ingreso del Gobierno de Venezuela y, por ende, quedará depositado en las cuentas controladas por el Gobierno de Estados Unidos, independientemente de quién sea el comprador de ese crudo.

d) No todo el ingreso por exportaciones de petróleo producido por inversores petroleros es ingreso fiscal del Gobierno de Venezuela, pues una parte corresponde al inversor privado. Solo

la porción correspondiente a PDVSA, en tanto ingreso fiscal, será retenida en las cuentas administradas por el Gobierno de Estados Unidos, independientemente de quién sea el comprador.

e) De esa manera, todo el ingreso fiscal proveniente de exportaciones petroleras será administrado conforme a la Orden Ejecutiva 14.373. Por lo tanto, la cuota que deben pagar las empresas operadoras por “government take”, y que es ingreso fiscal del Gobierno de Venezuela, quedará retenida en las cuentas bancarias de acuerdo con esa orden.

f) El Gobierno de Estados Unidos decidirá qué parte de ese ingreso fiscal petrolero será transferida al Gobierno de Venezuela, a los fines de generar ingresos para cubrir el gasto público y además, mantener la oferta de divisas en el mercado venezolano. Por lo tanto, la política cambiaria no depende del Gobierno de Venezuela, sino del Gobierno de Estados Unidos.