

COMENTARIOS PRELIMINARES AL PROYECTO DE REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS DEL 22 DE ENERO DE 2026

José Ignacio Hernández G.

Profesor de Derecho administrativo y constitucional en la Universidad

Católica Andrés Bello

Investigador Invitado, Boston College

Profesor de Derecho constitucional comparado, American University

I. INTRODUCCIÓN

1. De acuerdo con información pública, el 22 de enero de 2026 la sexta legislatura de la Asamblea Nacional, que inició funciones el pasado 5 de enero, consideró para primera discusión la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)¹. Como era de esperar, y en el marco de las políticas sobre el sector petrolero venezolano anunciadas por el Gobierno de Estados Unidos, el principal propósito de la reforma es formalizar los cauces contractuales para que empresas petroleras internacionales produzcan y exporten petróleo².

2. Apartando el análisis detallado de las reformas propuestas, es relevante realizar un análisis regulatorio general sobre su alcance. Este análisis muestra que las reformas son insuficientes para establecer las condiciones institucionales necesarias para implementar las políticas que el Gobierno de Estados Unidos ha planificado para el sector petrolero venezolano.

I. EL CONTEXTO GEOPOLÍTICO DE LA REFORMA

3. La reforma de la LOH, que ha sido un tema pendiente desde al menos 2018, no responde a un hecho aislado. Por el contrario, esta reforma debe analizarse en conjunto con los eventos del 3 de enero de 2026 y los planes

¹ Véase: <https://www.asambleanacional.gob.ve/noticias/an-aprueba-en-primera-discusion-reforma-de-ley-organica-de-hidrocarburos>. Para cuando se escriben estas líneas, no ha sido publicada la versión oficial del proyecto que habría sido aprobado.

² Los comentarios preliminares al proyecto de reforma dejan a salvo las consideraciones constitucionales sobre la legitimidad democrática de la sexta legislatura de la Asamblea Nacional, tomando en cuenta las condiciones bajo las cuales se organizaron las elecciones parlamentarias, el pasado 25 de mayo de 2025.

que el Gobierno de Estados Unidos ha diseñado para asegurar la estabilidad de Venezuela luego de la salida de Nicolás Maduro. En concreto, y de acuerdo con el Secretario de Energía, estos planes se orientan a tres objetivos: (i) evitar la disrupción de las operaciones petroleras, para contribuir a la estabilidad política post-Maduro; (ii) reducir la influencia de actores como China, Rusia, Irán y Cuba; y (iii) elevar las exportaciones de crudo a Estados Unidos³.

4. Para avanzar en este objetivo, la orden ejecutiva n° 14373 de 9 de enero de 2026, dispuso un marco regulatorio especial para canalizar las exportaciones. De esa manera, (i) en el contexto de las sanciones impuestas en contra de PDVSA con base en las órdenes ejecutivas n° 13857 y 13884, de 2019, a través de licencias emitidas por OFAC, Estados Unidos controlará las exportaciones, otorgando prioridad a Estados Unidos y ejerciendo acciones civiles para el comiso del petróleo y de tanqueros que violen la regulación de sanciones y de lucha contra el terrorismo; (ii) los pagos por las exportaciones petroleras serán depositados en cuentas de Estados Unidos⁴; (iii) en especial, la cuota que corresponde al Gobierno de Venezuela sobre los ingresos por exportaciones se mantendrá depositada en estas cuentas⁵; (iv) estos depósitos solo podrán usarse para sufragar gastos de conformidad con los lineamientos del Departamento de Estado, incluyendo el pago de gastos asociados a la industria, como, por ejemplo, el suministro de diluyentes⁶; y (v) a pesar de que esos depósitos constituyen propiedad del Gobierno de Venezuela, no podrán ser embargados por los acreedores de la deuda pública.

³ Véase el plan aquí: <https://www.energy.gov/articles/fact-sheet-president-trump-restoring-prosperity-safety-and-security-united-states-and#:~:text=PRESIDENT%20TRUMP'S%20US%2DVENEZUELA%20ENERGY,%2C%20Venezuela%2C%20and%20our%20allies>.

⁴ Sección 2. Por lo tanto, los ingresos por la venta del crudo decomisado no queda regulado por esta orden.

⁵ De acuerdo con el literal a) de la sección 4, estos depósitos son propiedad del Gobierno de Venezuela. Por lo tanto, esto implica que los ingresos petroleros que serán administrados bajo esta orden son ingresos fiscales de Venezuela, incluyendo (i) los ingresos por regalías e impuesto de extracción, y (ii) los ingresos que pertenecen a PDVSA por su participación en las empresas operadoras (incluyendo la producción a cargo de PPSA y las empresas mixtas). Esta sección altera el cumplimiento de las reglas fiscales que rigen al ingreso por exportaciones petroleras. Este aspecto, en todo caso, no es tratado aquí.

⁶ A estos efectos, el Gobierno de Estados Unidos actúa como custodio de los ingresos fiscales petroleros, según el literal b) de la sección 4. Por lo tanto, PDVSA no puede disponer libremente de estos ingresos, ni puede por ello venderlos libremente al Banco Central de Venezuela. Los depósitos bancarios con estos ingresos solo podrán emplearse para los fines previstos en los lineamientos y regulaciones del Departamento de Estado, de acuerdo con la sección 5.

5. De acuerdo con el Secretario de Energía de Estados Unidos, este plan permitirá, en una primera fase, aumentar la producción petrolera en un 30%, esto es, aproximadamente, un millón doscientos mil barriles diarios de petróleo⁷. A estos efectos, la Casa Blanca ha mantenido reuniones con empresas petroleras internacionales, incluyendo Chevron, que ya opera en el país⁸.

6. Para cumplir esta meta, es necesario implementar políticas para la reconstrucción de la industria petrolera, incluyendo la construcción de las capacidades institucionales necesarias para el correcto funcionamiento de infraestructuras como el sector eléctrico⁹. Como parte de estas políticas, es necesario mejorar las condiciones institucionales bajo las cuales la inversión privada puede producir y exportar petróleo. Este es, precisamente, el objetivo de la reforma legal considerada por la Asamblea Nacional.

II. LAS BARRERAS LEGALES QUE LIMITAN LA INVERSIÓN PRIVADA Y EL “ATAJO REGULATORIO” DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

7. La LOH, junto con la legislación aprobada para conducir la política de expropiación de los contratos petroleros celebrados durante la Apertura Petrolera, no permite a la inversión privada ejercer derechos de exploración y producción¹⁰. Por el contrario, estos derechos solo pueden ser otorgados

⁷ “Wright tells oil executives that Venezuela's output can rise 30%, sources say”, *Reuters*, 21 de enero de 2026: <https://finance.yahoo.com/news/wright-tells-oil-executives-venezuelas-123602787.html>

⁸ “Trump seeks \$100bn for Venezuela oil, but Exxon boss says country 'uninvestable’”, *BBC*, 10 de enero de 2026.

⁹ La destrucción de dos tercios de la producción petrolera venezolana fue resultado de las políticas predatorias implementadas desde 2002, las cuales socavaron la autonomía y capacidad de PDVSA, expropiaron ilegalmente derechos contractuales de la inversión privada y, en suma, destruyeron la capacidad del Estado para cumplir con las funciones necesarias para el funcionamiento de la industria, como por ejemplo, la garantía del suministro eléctrico. Véase sobre ello a 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, pp. 11 y ss. Desde un punto de vista jurídico, vid.: Brewer-Carías, Allan, *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.

¹⁰ Artículos 9, 22 y 57 de la LOH, en concordancia con el artículo 3 de la *Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Seguimos lo expuesto en Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos*

por el Poder Ejecutivo a sociedades mercantiles controladas por PDVSA, incluyendo (i) filiales de su exclusiva propiedad, como PPSA, y (ii) empresas mixtas. La regulación de las empresas mixtas es muy restrictiva, pues obliga a PDVSA a controlar tanto la mayoría accionarial como sus operaciones y prohíbe cualquier contrato que, directa o indirectamente, ceda al socio minoritario la conducción de las actividades petroleras.

8. Este marco regulatorio hizo recaer en PDVSA las cargas asociadas a la exploración, producción y comercialización de crudo. Por lo tanto, la capacidad de producción depende de la capacidad de PDVSA. Precisamente, en tanto esta capacidad fue destruida, la producción colapsó, incluso antes de que PDVSA fuese sancionada por el Gobierno de Estados Unidos¹¹.

9. A partir de 2018, el Gobierno de Nicolás Maduro optó por crear excepciones al marco regulatorio de hidrocarburos, basado en el inconstitucional 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*. Bajo este decreto, PDVSA suscribió “contratos de servicios petroleros”, transfiriendo a inversionistas privados el ejercicio de actividades petroleras privativas de PPSA y de las empresas mixtas¹². Posteriormente, el igualmente inconstitucional decreto n° 4.131, de 2020, autorizó de nuevo a PDVSA para suscribir contratos no previstos en la LOH¹³.

10. La fragilidad institucional de estos contratos llevó al Gobierno de Maduro a considerar la reforma de la LOH para permitir a la inversión privada ejercer derechos petroleros. Sin embargo, desacuerdos en el seno de la quinta legislatura de la Asamblea Nacional impidieron avanzar en esta opción. De allí que se optó por recurrir a la inconstitucional Asamblea

petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva), Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2025, pp. 29 y ss.

¹¹ Seguimos lo expuesto en Hernández G., José Ignacio, *La privatización de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2023, pp. 163 y ss.

¹² El decreto fue publicado en la Gaceta Oficial N° 41.376 de 12 de abril de 2013, y se basó en el estado de excepción y emergencia económica. Vid.: Hernández G., José Ignacio, *La privatización de PDVSA y la destrucción del Petro-Estado venezolano*, cit., p. 260.

¹³ Publicado en la Gaceta Oficial n° 41.825 de 19 de febrero de 2020. Vid.: Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., p. 110.

Nacional Constituyente para dictar la llamada Ley Anti-Bloqueo, que pretendió autorizar al Ejecutivo a celebrar cualquier contrato, al margen de lo dispuesto en la Constitución y las Leyes¹⁴. Fue con base en este marco jurídico que PDVSA celebró los contratos conocidos como “acuerdos de servicios compartidos” (ASC), o “acuerdos de servicios productivos” (ASP), parecidos a los contratos de producción compartida¹⁵.

11. La flexibilización de las sanciones económicas por el Gobierno de Estados Unidos, reflejada en la Licencia General n° 41 y luego en la Licencia n° 44, incentivó el diseño de nuevas modalidades de contrato, que terminaron decantándose por el llamado contrato de participación productiva (CPP). En resumen, y con base en la Ley Anti-Bloqueo, a través del CPP el inversionista privado (i) asume el ejercicio de actividades de producción y comercialización, incluyendo todos los costos y riesgos, y (ii) distribuye el producto de la venta del petróleo¹⁶. Debido a que la Ley Anti-Bloqueo impuso la confidencialidad de estos contratos, no existe información pública sobre cómo se distribuyen los ingresos. En términos generales, el contratista retenía un porcentaje para la recuperación de costos, así como para el pago de la deuda comercial que mantiene PDVSA. El remanente se empleaba para el pago del “government take”, que podía llegar, eventualmente, al 50% de la producción, bajo el llamado “impuesto sombra” incluido en las condiciones generales de las empresas mixtas¹⁷.

12. El modelo del CPP se empleó para permitir a los socios de empresas mixtas, como Chevron, asumir las actividades de producción y comercialización, a pesar de que la LOH solo permite que esas actividades sean ejercidas por PDVSA. Asimismo, este modelo podía implementarse con

¹⁴ La *Ley constitucional antibloqueo para el desarrollo nacional y la garantía de los derechos humanos*, fue publicada en la Gaceta Oficial n° 6.358 extraordinario de 12 de octubre de 2020. La inconstitucionalidad de este texto ha sido debidamente acreditada por la doctrina venezolana. Vid.: Brewer-Carías, Allan R., “La Ley Antibloqueo: una monstruosidad jurídica para desaplicar, en secreto, la totalidad del ordenamiento jurídico,” en *Boletín de la Academia de Ciencias Sociales y Políticas*, N° 161. Homenaje al Dr. José Andrés Octavio, Caracas 2020 pp. 1499 y ss.

¹⁵ Véase nuestro análisis en Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., pp. 115 y ss.

¹⁶ De acuerdo con la *lex petrolera*, el CPP se aproxima al llamado contrato de servicio petrolero. Vid. 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.

¹⁷ Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., pp. 171 y ss.

PPSA, esto es, respecto de la producción a cargo de PDVSA. Incluso después de la revocatoria de las Licencias Generales n° 41 y 44, el modelo del CPP se mantuvo como la principal política para atraer inversión privada al sector.

13. Sin embargo, el modelo contractual del CPP no otorga seguridad jurídica ni certeza a los derechos contractuales de la inversión privada. De esa manera, la inconstitucionalidad de la Ley Anti-Bloqueo, en el contexto del severo deterioro de la seguridad jurídica, eleva la incertidumbre y los riesgos regulatorios del modelo del CPP, tanto más, ante la reciente experiencia con las políticas predatorias adoptadas en el sector. Por lo anterior, el modelo del CPP permitió estabilizar la producción petrolera en alrededor de 900.000 barriles de petróleo por día, pero resulta claramente insuficiente para impulsar el aumento sostenido de esa producción, de acuerdo con el plan formulado por el Gobierno de Estados Unidos¹⁸.

III. LAS REFORMAS REGULATORIAS INTRODUCIDAS EN EL PROYECTO DE REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS

14. El proyecto de reforma de la LOH, considerado en primera discusión por la Asamblea Nacional, pretende mejorar la calidad regulatoria del modelo contractual del CPP y así crear condiciones institucionales favorables para el cumplimiento de la política diseñada por la administración de Trump. A estos fines, el proyecto (i) introduce contratos similares al CPP y (ii) permite reducir la carga fiscal, es decir, el “government take”.

15. De esa manera, la reforma permite a filiales únicas de PDVSA como PPSA y a empresas mixtas celebrar contratos, transfiriendo a la inversión el ejercicio de las actividades de exploración, producción y, eventualmente, comercialización. Así, estos contratos pueden firmarse con el socio minoritario de las empresas mixtas¹⁹. Además, pueden suscribirse con PPSA,

¹⁸ En resumen, la calidad del marco regulatorio o institucional de los hidrocarburos influye en su desempeño. Cfr.: Espinasa, Ramón, “La reconstrucción de la industria petrolera nacional”, *Revista SIC* N° 710, 2008, pp. 474 y ss.

¹⁹ Artículo 36. Sin embargo, este artículo no define con claridad el contenido del contrato que permitiría al socio minoritario ejercer la gestión operativa y técnica de la empresa mixta, comercializar el petróleo

con lo cual la inversión privada no tiene que asociarse con PDVSA para ejecutarlos²⁰. Siguiendo el modelo de los contratos operativos suscritos durante la Apertura Petrolera, en estos contratos el inversionista privado asumirá todas las obligaciones financieras y el riesgo de la operación²¹, por lo que su remuneración será un porcentaje de la producción²². De manera muy imprecisa, la reforma prevé la inclusión de cláusulas para preservar el equilibrio económico del contrato²³.

16. Como se observa, el proyecto no introduce un único modelo contractual, pues, por un lado, regula los contratos entre la empresa mixta y el socio minoritario, y, por otro, los contratos entre PPSA y los contratistas privados.

17. El proyecto de reforma no se encarga de calificar, jurídicamente la naturaleza de estos contratos. En todo caso, sí se aclara que solo las filiales de PDVSA y las empresas mixtas serán titulares de derechos petroleros. Esto quiere decir que la inversión privada no es titular de ningún derecho real sobre los yacimientos, por lo que actúa como contratista de las empresas públicas operadoras, incluidas las empresas mixtas²⁴.

18. No hay ninguna previsión que establezca mecanismos de protección de la inversión extranjera, más allá de una disposición general que parece aludir al arbitraje doméstico²⁵.

producido y distribuir el producto de las ventas. Más bien, la norma se limita a reconocer la potestad discrecional del Poder Ejecutivo para autorizar la realización de estas actividades.

²⁰ Artículo 40. Esta norma tiene un contenido un poco más claro que el artículo 36, pero resulta igualmente imprecisa. De esa manera, PDVSA o las filiales de su exclusiva propiedad pueden celebrar contratos “*con empresas privadas domiciliadas en Venezuela para la ejecución de las actividades primarias, donde la empresa operadora asumirá la gestión integral del ejercicio de las actividades, a su exclusivo costo, cuenta y riesgo, debiendo demostrar capacidad financiera y técnica mediante un Plan de Negocios aprobado por el Ministerio con competencia en hidrocarburos*”.

²¹ Artículos 41 y 42. Esta norma permite arrendar activos propiedad de las filiales de PDVSA al contratista privado.

²² Artículo 41.

²³ Artículo 45.

²⁴ De acuerdo con el artículo 23, las empresas de la exclusiva propiedad del Estado, como PPSA, y las empresas mixtas, son empresas operadoras, y solo ellas pueden ser titulares de derechos reales sobre los yacimientos, en los términos del artículo 25. Las empresas privadas, aun cuando se mencionan en el artículo 23, no pueden ser titulares de derechos reales petroleros.

²⁵ El artículo 8 establece que las controversias derivadas de la Ley serán resueltas por los tribunales venezolanos o por mecanismos alternativos, incluyendo “*arbitrajes independientes*”. En el pasado, y de manera errada, se ha considerado que la Constitución no permite solucionar disputas con el Estado a través

19. De lo anterior se deduce que los contratos petroleros que la reforma introduce son contratos de servicios petroleros, a través de los cuales las empresas públicas operadoras transfieren al inversionista privado el ejercicio de las actividades de exploración, producción y, eventualmente, comercialización, quien asume los gastos de operación y de capital y, con ello, el riesgo. La remuneración del contratista será una porción de los ingresos por la venta del crudo, la cual será determinada caso por caso. En todo caso, el proyecto no asigna, con claridad, el derecho de la inversión privada a comercializar el crudo²⁶.

20. En este sentido, el proyecto se limita a ratificar la validez de los CPP suscritos a la fecha, sin establecer su conversión en las nuevas modalidades de contratos definidas en el proyecto²⁷.

21. La remuneración del contratista depende, en parte, de la participación del Estado en el ingreso petrolero, materia en la que también se introducen cambios. En concreto, aun cuando la regalía se mantiene en el 30% de la producción, el Poder Ejecutivo puede, discrecionalmente, reducirla al 20% (en proyectos bajo control de filiales de PDVSA) o al 15% (en proyectos a cargo de empresas mixtas). Este régimen fiscal no es estable, en el sentido de que depende de la discrecionalidad del Poder Ejecutivo²⁸.

del arbitraje internacional, especialmente, en materia de hidrocarburos. Por supuesto, el arbitraje internacional no está prohibido en la Constitución, pero existe aquí una duda que no es resuelta por el proyecto. A ello se le agrega la insuficiencia de la protección de inversiones basada en tratados. Sobre todo ello nos hemos pronunciado en Hernández G., José Ignacio, *Derecho administrativo y arbitraje internacional de inversiones*, CIDEP-Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2016.

²⁶ El artículo 64 parece establecer que solo las filiales de PDVSA y las empresas mixtas pueden comercializar hidrocarburos naturales y productos derivados designados mediante decreto. Excepcionalmente, este derecho puede asignarse a las empresas mixtas y contratistas privados. El sentido de la norma no es claro, y además, parece tener errores materiales.

²⁷ Disposición transitoria tercera. No parece ser ésta la solución más acertada para preservar el alcance de los derechos contractuales reconocidos con anterioridad. Véase lo que explicamos en Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., pp. 198 y ss.

²⁸ Artículo 52. Por ello, discrecionalmente, el Ejecutivo puede revertir la rebaja a la regalía.

22. No hay otras reformas de fondo al “government take”²⁹. Con lo cual, no queda claro si se mantiene el llamado “impuesto sombra” que, como se dijo, aplica de acuerdo con las condiciones generales de las empresas mixtas³⁰.

23. Finalmente, el proyecto deroga las Leyes bajo las cuales se condujo la inconstitucional política de expropiación en el sector petrolero³¹.

IV. CONCLUSIONES SOBRE LAS REFORMAS A LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS

24. Las reformas propuestas a la LOH no modifican sustancialmente la fragilidad del marco regulatorio actual, ni, por ello, ofrecen las condiciones de seguridad jurídica necesarias para acompañar la reconstrucción de la industria petrolera. Dejando a salvo el análisis más detallado de los artículos de la reforma, esta conclusión se sostiene en seis razones.

25. En *primer lugar*, el proyecto no contiene reglas claras, predecibles y ciertas que otorguen certeza jurídica a los derechos contractuales de la inversión privada. Por el contrario, la regulación de los nuevos contratos petroleros resulta confusa y ambigua.

26. La ausencia de certeza jurídica en la asignación de derechos contractuales, y, en *segundo lugar*, queda evidenciada por la discrecionalidad con la que cuenta el Poder Ejecutivo para definir las reglas bajo las cuales operará la inversión privada. Esta discrecionalidad es tanto más elevada si consideramos que, en la práctica, impera en Venezuela la tesis del llamado

²⁹ Más allá de reformas operativas al impuesto de extracción, equivalente a un tercio de la producción, deducida la regalía (Artículo 11.4). La reforma faculta al Ejecutivo para modificar discrecionalmente esa alícuota.

³⁰ Sobre este “impuesto sombra” y su tratamiento en el marco del CPP, véase Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., p. 175.

³¹ Disposición derogatoria única.

“contrato administrativo”, que permitiría al Poder Ejecutivo modificar y extinguir en cualquier momento los contratos petroleros³².

27. Esta discrecionalidad, en *tercer lugar*, está presente en las reglas fiscales. Las rebajas a la regalía y al impuesto de extracción responden a poderes discrecionales sin límites precisos. En cualquier momento, el Poder Ejecutivo podría cambiar estas reglas fiscales.

28. En *cuarto lugar*, el proyecto no ofrece garantías sustantivas de protección de la inversión extranjera, lo que deja sin respuesta las infundadas dudas surgidas sobre la constitucionalidad del arbitraje internacional en materia petrolera.

29. En *quinto lugar*, más allá de las deficiencias del proyecto, lo cierto es que el restablecimiento de la seguridad jurídica requiere mucho más que una reforma legal. Sin restablecer elementos esenciales del Estado de Derecho y de la garantía jurídica de los derechos económicos, como la libertad económica, la libertad de contratos y la propiedad privada, ni siquiera la mejor reforma regulatoria permitiría generar condiciones adecuadas de seguridad jurídica.

30. Finalmente, en *sexto lugar*, la reforma no contempla ninguna medida para atender la crisis estructural de PDVSA. Esta crisis arrastra, inevitablemente, a los nuevos contratos petroleros, pues, como se explicó, la inversión privada actuará como contratista de PDVSA.

31. Con todo, el reconocimiento de la insuficiencia de la Ley Anti-Bloqueo para sostener la inversión privada, y con ello, la inclusión de nuevas fórmulas contractuales, indican que, al menos en parte, el proyecto parte de un diagnóstico que toma en cuenta las causas del colapso de la industria, en todo caso, de manera implícita³³. Sin embargo, las reformas lucen

³² Sobre los efectos adversos de esta tesis en la seguridad jurídica de las inversiones privadas, vid. Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit., p. 71.

³³ De manera implícita, pues el proyecto realza el “legado del presidente Higo Chávez”, cuando lo cierto es que ese legado -en términos de las políticas predatorias sobre PDVSA y la inversión extranjera- es la causa primera del colapso de la industria. La ambigüedad del proyecto pudiera explicarse, precisamente, ante la imposibilidad de reconciliar los nuevos modelos contractuales con tal legado, en especial, tomando en cuenta las críticas al contrato operativo.

insuficientes para acompañar el crecimiento modesto y sostenido de la producción petrolera, de acuerdo con el plan formulado por el Gobierno de Estados Unidos.

Brookline, enero 22, 2026