

COMENTARIOS AL MODELO DE CONTRATO PETROLERO DE
PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA (MAYO 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

Resumen: La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026 dotó por primera vez de base legal a los contratos petroleros suscritos con inversión privada en Venezuela, conocidos como contratos de participación productiva (CPP). En mayo de 2026 circuló informalmente el modelo de CPP para campos maduros, la primera concreción contractual del nuevo marco legal. Este trabajo examina la Ley de reforma y el modelo de CPP. La tesis central es que el Modelo, lejos de subsanar las indeterminaciones de la Ley, las despliega en cláusulas que maximizan las potestades del ente contratante y de la Administración petrolera, en detrimento de las garantías de la inversión privada. Se analizan, en particular, los derechos contractuales del inversor, las potestades del ente público contratante y del Ministerio del área –incluida la facultad de rescisión unilateral por causas de interés público–, el régimen económico y los mecanismos de solución de controversias, con especial atención a su articulación con las Licencias Generales de la OFAC.

Palabras clave: Derecho petrolero venezolano, contratos petroleros, PDVSA, contratos de servicios, CPP, contratos públicos, inversión privada.

Abstract: The 2026 reform of Venezuela's Organic Hydrocarbons Law provided, for the first time, a legal basis for oil contracts entered into with private investors in Venezuela, known as productive participation contracts (CPP). In May 2026, the CPP model for mature fields –the first contractual concretization of the new legal framework– informally circulated. This paper examines both the reform statute and the model contract. The central thesis is that the model, far from curing the statute's indeterminacies, deploys them in clauses that maximize the powers of the contracting party and of the oil administration to the detriment of private-investor guarantees. The paper analyzes, in particular, the investor's contractual rights, the powers of the affiliate of the national oil company and of the relevant Ministry –including the unilateral termination authority on grounds of national public interest–, the economic regime, and the dispute-resolution

mechanisms, with special attention to their articulation with OFAC General Licenses.

Keywords: Venezuelan oil law, oil contracts, PDVSA, service contracts, CPP, public contracts, private investment.

INTRODUCCIÓN

La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026¹ otorgó base legal a los contratos mediante los cuales las empresas públicas petroleras operadoras pueden confiar a inversores privados el ejercicio de las actividades primarias (exploración y producción) y, eventualmente, la comercialización del crudo producido². Estos contratos comenzaron a implementarse hacia el 2018, con base en decretos de emergencia económica y, posteriormente, en la llamada “Ley Antibloqueo”. A partir de este texto, estos contratos pasaron a llamarse contratos de participación productiva o “CPP”, diseñados como una modalidad contractual distinta de los cauces de participación de la inversión privada previstos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001, reformada en 2006, y en la Ley de Contrataciones Públicas³. En el marco de las políticas de Estados Unidos hacia Venezuela, la Ley de reforma de 2026 se orientó a otorgar la base legal para esos contratos y, con ello, establecer el marco jurídico necesario para transferir a la inversión privada los costos y las tareas necesarios para la recuperación inicial de la producción petrolera, ante el colapso de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), sus filiales y empresas mixtas.

En mayo de 2026 circuló de manera informal un “modelo de contrato de participación productiva de hidrocarburos (campos maduros)” que, en principio, establece las condiciones contractuales de una de las dos modalidades de contrato introducidas en la Ley de reforma, esto es, los suscritos con filiales de la exclusiva propiedad del Estado⁴. Este modelo

¹ Gaceta Oficial n° 6.978 extraordinario, de 29 de enero de 2026.

² Véanse nuestros comentarios en Hernández G., José Ignacio, “La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026: ¿el final de la era de la nacionalización petrolera?”, *Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2026, pp. 125 y ss. La obra recoge diversos análisis jurídicos sobre la reforma.

³ Nos remitimos a 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.

⁴ Nuestro análisis no prejuzga sobre el origen de este modelo, ni asume por ello que estamos ante el modelo oficial de contrato que será implementado o que refleja el contenido de los CPP suscritos a la

responde a la poca información pública existente en torno al CPP, y permite caracterizarlo como un contrato de servicios petroleros bajo la modalidad de producción compartida⁵. Sin embargo, este modelo contractual no otorga garantías adecuadas a la inversión privada, especialmente tomando en cuenta los retos institucionales para recuperar la producción. Por el contrario, introduce algunas disposiciones que, aunadas a las lagunas de la Ley de reforma, elevan el riesgo de medidas administrativas arbitrarias y potencialmente expropiatorias.

En este trabajo hemos evaluado los nuevos contratos petroleros introducidos en la Ley de reforma y en el modelo de CPP, para determinar si el marco jurídico o institucional apoya los objetivos que justificaron la Ley de reforma. Para abordar este aspecto, trataremos en la primera parte el nuevo marco legal de los contratos petroleros con la inversión privada introducido en la Ley de reforma y, en la segunda parte, los aspectos más relevantes del modelo del CPP. En ambos casos, nuestro análisis se centrará en el contenido y alcance de los derechos de la inversión privada, el alcance de los derechos y potestades de la Administración, el régimen económico aplicable y los mecanismos de solución de controversia.

I. LOS NUEVOS CONTRATOS PETROLEROS EN LA REFORMA DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS

Bajo el régimen jurídico anterior a la reforma de 2026, las actividades primarias y la comercialización del crudo solo podían realizarse por el Estado, a través de filiales de propiedad exclusiva del Estado o de empresas mixtas con participación accionarial mayoritaria del Estado⁶. En la práctica, estas actividades quedaban a cargo de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y de sus empresas filiales y mixtas. Incluso, la empresa mixta tenía una

fecha. En todo caso, lo cierto es que el citado modelo coincide con el contenido de los contratos implementados desde 2018, de acuerdo con nuestras investigaciones.

⁵ Seguimos lo señalado en Hernández G., José Ignacio, “Los nuevos contratos petroleros en el Derecho venezolano”, en *Revista Venezolana de Legislación y Jurisprudencia*, n° 22, Caracas, 2024, pp. 79 y ss.

⁶ La actividad de comercialización del crudo solo podía realizarse por empresas públicas. En concreto, solo filiales de la exclusiva propiedad del Estado podían comercializar hidrocarburos naturales, lo que permitía concluir que las empresas mixtas podían comercializar el crudo mejorado (no así hidrocarburos naturales).

prohibición legal de ceder sus operaciones, directa o indirectamente, al socio minoritario, prohibición que regía también a las filiales⁷.

La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026 abolió estas prohibiciones legales, permitiendo a filiales y empresas mixtas ceder el ejercicio de los derechos petroleros a inversores privados mediante nuevos contratos petroleros enmarcados en la modalidad de servicio bajo el esquema de producción compartida.

1. *Contenido y alcance de los derechos contractuales del inversor privado*

Los nuevos contratos petroleros se dividen en dos categorías: los firmados por las filiales de propiedad exclusiva de PDVSA y los suscritos por empresas mixtas y accionistas minoritarios. Solo el primer contrato fue desarrollado con cierto detalle en la Ley de reforma, incluso, reconociéndose que el contratista privado de la filial es una empresa operadora (artículo 23.3)⁸.

Esta calificación, sin embargo, resulta confusa. Desde el punto de vista jurídico, lo importante es determinar si el contratista privado de la filial es titular de los derechos de exploración y producción que la República debe conceder a la empresa operadora, de acuerdo con el régimen jurídico del dominio público de los yacimientos petroleros, derivado del artículo 12 de la Constitución. Si el inversor privado es titular de esos derechos petroleros de exploración y producción, entonces el contrato es una concesión. Pero si la filial (al igual que la empresa mixta) es titular de esos derechos, entonces la inversión privada no actúa como concesionario, sino como contratista, por cuenta de la filial y de la empresa mixta.

La Ley de reforma se inclina por la segunda solución. 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, previa autorización del ministerio del área de hidrocarburos. Algunas disposiciones sugieren que el nuevo contrato petrolero no constituye una concesión. El artículo 44 establece que solo las filiales son

⁷ 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.

⁸ La Ley no alude a PDVSA, sino en general, a empresas del Estado. En la práctica, es PDVSA, por medio de sus filiales de exclusiva propiedad y empresas mixtas, quien puede celebrar los nuevos contratos.

contribuyentes de las regalías y del impuesto integrado (dos de 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 implica que solo podrá transferir su ejercicio a inversores privados. Además, según el artículo 68, el contrato no cubre la comercialización, la cual está sujeta a una regulación separada. Por tanto, parece que el nuevo contrato petrolero no es una concesión, en el sentido de que no traslada derechos reales sobre los yacimientos petroleros a la inversión privada.

Como hemos explicado en otro lugar, hay dos modalidades contractuales que permiten a la inversión privada asumir, a riesgo, actividades petroleras: la concesión y el contrato de servicio petrolero. En la primera modalidad, la inversión privada actúa en nombre propio, como titular de derechos reales que le permiten adquirir la propiedad del crudo producido⁹. En el segundo caso, la inversión privada actúa por cuenta del Estado, sin ejercer derechos reales ni adquirir la propiedad del crudo, más allá de la compensación que pueda recibir por su participación en la producción. La Ley de reforma parece inclinarse por la fórmula del contrato de servicio petrolero, lo cual, además, corroboran sus disposiciones que rigen las dos modalidades de contrato que pueden celebrar los inversores privados.

Así, la Ley de reforma desarrolla los aspectos básicos de *la primera categoría* de contratos, a saber, los contratos suscritos con filiales. 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 contratación¹⁰.

⁹ Seguimos lo señalado en Hernández G., José Ignacio, "Los nuevos contratos petroleros en el Derecho venezolano", cit. Allí elaboramos con mayor detalle estas consideraciones.

¹⁰ 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.

La *segunda categoría* comprende el contrato entre el socio minoritario y la empresa mixta. 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 las actividades primarias, la comercialización del petróleo producido y la administración 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 servicios¹¹. Sin embargo, la Ley de reforma no aclaró el contenido ni el alcance de este contrato, por lo que las condiciones contractuales se definirán caso por caso, bajo el control del ministerio del área.

Esta separación en dos contratos petroleros es cuestionable, por dos razones. La primera, atiende a la certidumbre jurídica: el tratamiento separado y asimétrico de los contratos resulta en un régimen ambiguo. La segunda es práctica: el ejercicio de las actividades primarias por la inversión privada debe responder al mismo contrato, más allá de las particularidades derivadas del régimen jurídico de la filial y de la empresa mixta. Por ello, en nuestra opinión, el régimen jurídico más detallado del contrato suscrito con la filial se aplica analógicamente a la empresa mixta.

Desde esta perspectiva, ambos contratos petroleros permiten a la inversión privada asumir el ejercicio de las actividades primarias por cuenta de la filial o de la empresa mixta. Esto implica que la operación y sus costos y riesgos son asumidos enteramente por el inversor privado, lo que reduce el rol de PDVSA a la de ente contratante y, por ende, a cargo de la supervisión del contrato. El ejercicio de estos derechos podrá implicar el uso de activos propiedad del ente contratante, incluidos el área operacional y el área delimitada, previo pago de la remuneración correspondiente¹². Por lo anterior, insistimos en que el contratista privado no es titular de derechos reales petroleros, lo que afecta negativamente la calidad de sus derechos contractuales.

La racionalidad económica de esta fórmula contractual requiere que el contratista privado no solo tenga a su cargo las actividades primarias, sino también la comercialización, pues es por esta vía que el contratista obtiene ingresos por el crudo producido, para sufragar los costos de operación y de

¹¹ 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.

¹² Artículo 42.

capital. Asimismo, la remuneración del contratista requiere la comercialización del crudo producido, como ampliamos al analizar el régimen económico. Sin embargo, la Ley no reguló con claridad el derecho a la comercialización.

De esa manera, la comercialización de “hidrocarburos naturales” y de ciertos productos derivados solo puede realizarse por las filiales, según lo dispuesto en los artículos 28 y 68. Eso significa que ni las empresas mixtas ni los inversores privados pueden comercializar dichos productos¹³. Sin embargo, el Ministerio del área tiene la discreción para autorizar a empresas mixtas e inversores privados a comercializar hidrocarburos naturales y ciertos derivados, conforme al artículo 68¹⁴. Esto implicaría que el derecho a comercializar no deriva del contrato, sino de la autorización ministerial, por lo que su ejercicio queda sometido al control ministerial, como se desprende del artículo 69¹⁵.

Este marco jurídico confuso es una de las mayores debilidades regulatorias de la nueva Ley, ya que no autoriza con claridad a los inversores privados a comercializar el petróleo producido en virtud de 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.

La recuperación de la industria petrolera, no ya de manera inicial sino de manera integral, requiere empoderar a la inversión privada con derechos suficientemente claros, ciertos y estables que permitan apalancar las inversiones en gastos de capital necesarios, estimados en el orden de los cien

¹³ 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.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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.

mil (100.000) millones de dólares¹⁶. La Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos no empodera a la inversión privada, aun cuando sí otorga una base legal para que ella preste servicios a PDVSA, asumiendo el ejercicio de derechos petroleros. Aun cuando esta solución difícilmente podrá acompañar la recuperación integral del sector, sí podría facilitar su recuperación inicial, en el marco de las políticas de Estados Unidos.

2. Alcance de los derechos y potestades de la Administración

La Ley de reforma establece un doble sistema de control de la Administración petrolera: uno basado en el contrato y otro en la ley. En el primer caso, el control corresponde al ente público contratante, que, según el caso, puede ser la filial o la empresa mixta. El segundo corresponde al ministerio del área de hidrocarburos.

El control basado en el contrato no está definido con claridad en la Ley. En todo caso, este control responde a la teoría general del contrato público, de acuerdo con el Derecho venezolano, cuyo marco jurídico se deriva de la Ley de Contrataciones Públicas, aplicable supletoriamente o analógicamente. Como explicamos, el contratista actúa por cuenta de la filial o de la empresa mixta, lo que implica que ésta queda a cargo del control de las operaciones. En este sentido, existe una duda no resuelta en la Ley que es de especial importancia para la protección jurídica de la inversión privada: determinar si los nuevos contratos petroleros constituyen “contratos administrativos”.

En el pasado, los contratos petroleros con la inversión privada fueron calificados como administrativos para justificar el ejercicio de poderes extracontractuales y unilaterales que permiten al ente contratante modificar, extinguir, dirigir y controlar el contrato, incluso al margen de lo dispuesto en las cláusulas contractuales¹⁷. Si los contratos petroleros se califican como administrativos, entonces todos los derechos del inversor pasarán a ser meras expectativas moldeables por el ente contratante, lo que socavará la estabilidad y la seguridad jurídica. Por lo anterior, reiteramos que, en nuestra opinión, la figura de los “contratos administrativos” ya no tiene

¹⁶ Sobre las condiciones jurídicas que permitían apalancar la recuperación integral de la industria, véase lo que tratamos 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.

¹⁷ 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.

vigencia en Venezuela y, por lo tanto, los nuevos contratos son contratos públicos, en los que PDVSA no puede ejercer potestades exorbitantes, sino únicamente los derechos definidos en el contrato¹⁸.

Junto con los derechos contractuales del ente público para controlar la ejecución del contrato, la Ley reconoce amplias e indeterminadas potestades al Ministerio del área para regular las actividades de hidrocarburos, incluyendo el ejercicio de los nuevos contratos. La base de esas potestades se encuentra en los artículos 25 y 36 de la Ley de reforma, según los cuales la celebración de los nuevos contratos petroleros requiere la autorización del Ministerio del área. En relación con el contrato petrolero suscrito con las filiales, el artículo 40 somete a autorización ministerial el plan de negocios, documento central que define las metas de inversión y producción. Más allá de ello, el artículo 9 define con amplitud las potestades regulatorias del ministerio. Es importante señalar que esta norma no fue modificada en la Ley de reforma, lo que genera tensiones con los nuevos contratos petroleros.

En efecto, bajo el esquema de la Ley de 2001, las amplias e indeterminadas potestades ministeriales eran consistentes con un modelo de gestión directa a cargo de filiales y empresas mixtas. En realidad, el ministerio actúa no solo como órgano de control, sino también como representante del accionista único de PDVSA. Sin embargo, este esquema es inadecuado en un modelo de gestión privada, pues la indeterminación de las potestades regulatorias del ministerio afecta la certeza jurídica de los derechos contractuales de la inversión privada.

3. *El régimen económico*

El régimen económico de los nuevos contratos petroleros establece la participación del ente contratante y del inversionista privado en la producción. Este régimen no fue definido con claridad en la Ley de reforma, lo que introduce incertidumbre adicional.

Para comprender este régimen económico, es necesario recordar que los nuevos contratos asignan al inversor privado todas las cargas económicas y sus riesgos, en el entendido de que los costos y la remuneración serán

¹⁸ 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.

cubiertos por la producción. Por ello, según el artículo 41, la remuneración del inversor privado podría consistir en una parte de la producción de petróleo (similar a un contrato de producción compartida) o en los ingresos por la venta de petróleo (similar a un acuerdo de riesgo compartido). De ello se desprende que, en la práctica, la participación del Estado equivale a la diferencia entre la producción y la porción transferida al inversor. En términos de ingresos en efectivo, esta participación dependerá de las condiciones de comercialización del crudo.

El detalle de esa participación es más complejo, pues depende del llamado “government take”, abordado en la Ley solo en tres títulos: la regalía, las ventajas especiales y el impuesto integrado¹⁹. La Ley, sin embargo, no definió los detalles de estos títulos, limitándose a fijar, en el primer y el tercer caso, su monto máximo. Así, la tasa de la regalía la fija el Ejecutivo, pero no puede superar el 30% de la producción. De igual manera, la tasa del impuesto integrado es de hasta el 15% sobre los ingresos brutos mensuales²⁰. Pero lo cierto es que el “government take” abarca, también, cualquier otro título que permita al Estado participar en el ingreso petrolero. Estos títulos incluyen el impuesto sobre la renta, tratado en la Ley de la materia, aun cuando la Ley de reforma permite al Ejecutivo modificar su alícuota²¹. También debe incluirse entre estos ingresos la remuneración por el uso de activos, el área operacional y el área delimitada²².

Más allá de estos ingresos por regalías, ventajas especiales, impuesto integrado, impuesto sobre la renta y remuneración por el uso de activos, lo cierto es que, bajo el esquema de la Ley, la participación económica del Estado descansa en la distribución de la producción entre el ente público contratante (filiales y empresas mixtas) y el inversor privado. La participación del Estado, en todo caso, no es meramente contractual, sino que depende de la aplicación de los títulos fiscales, en especial de la regalía

¹⁹ Véase Carmona Borjas, Juan Cristóbal, “Inquietudes fiscales en torno a la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos. Primera ronda”, en *Ley Orgánica de Hidrocarburos. Reforma de 2026*, cit., pp. 287 y ss.

²⁰ Artículos 34, 38, 51 y 55. En este trabajo, los títulos del “government take” comprenden a las distintas instituciones fiscales que permiten al Estado participar en el ingreso petrolero, lo que comprende a títulos tributarios y no tributarios.

²¹ 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).

²² Artículo 42.

y del impuesto integrado, en el entendido de que los pagadores *de iure* son las filiales y las empresas mixtas²³.

Este régimen fiscal se ajustaba al esquema de gestión pública, en tanto que la distribución de la producción y del ingreso se limitaba al sector público, es decir, la relación entre la República y PDVSA. Pero al introducir el modelo de gestión privada, la Ley de reforma ha debido brindar mayor claridad no solo sobre la participación del contratista privado, sino también, sobre la forma de percibir esa participación a través de la comercialización. En especial, la imprecisión de los dos títulos más importantes (regalía e impuesto integrado), puede resultar en modelos de determinación ad hoc del régimen fiscal, todo lo cual genera incentivos para tratos discriminatorios y arreglos fiscales contrarios al artículo 311 constitucional.

La indeterminación económica se intentó subsanar mediante la garantía de la estabilidad de las condiciones financieras. Según el artículo 26, los contratos petroleros firmados por filiales y empresas mixtas garantizarán la estabilidad de las condiciones económicas bajo las que fueron firmados, evitando cualquier reforma regulatoria que pueda alterarlas, especialmente si aumenta la carga fiscal. La implementación de esta cláusula de estabilización planteará numerosos desafíos prácticos, dada la dinámica de la regulación del petróleo y, además, su carácter indeterminado²⁴.

4. *La solución de controversias y la tensión con las Licencias Generales*

El artículo 8 establece mecanismos de solución de controversias Estado-inversor, según los cuales cualquier disputa entre las filiales y empresas mixtas, por un lado, y los inversores privados, por otro, será resuelta por los tribunales venezolanos, más allá de la posibilidad de acudir a mecanismos

²³ Por ejemplo, bajo el modelo del CPP anterior a la reforma, en términos generales, la participación se distribuía en partes iguales. El contratista privado percibía el 30% para cubrir costos y remuneración, junto con el 20% para el repago de la deuda. La empresa mixta retenía el 50% restante, lo que le permitía pagar a la República el "government take" basado en el llamado impuesto sombra. Asunto del todo distinto es cómo se llega a ese porcentaje del 50%, lo cual dependerá de los títulos fiscales, como tributos, regalías y ventajas especiales. Además, de haber utilidades líquidas y recaudadas, la República también participa vía pago de dividendos.

²⁴ 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

alternativos de resolución de disputas, incluido el arbitraje. Las cláusulas de arbitraje, de incluirse, serán autorizadas por el Ministerio del área y no estarán sujetas al control administrativo que normalmente se aplica a dichas cláusulas en los contratos públicos²⁵.

No obstante, las licencias generales emitidas por la Oficina de Control de Activos Extranjeros (OFAC) que autorizan operaciones prohibidas en el sector de hidrocarburos, incluida la Licencia número 52, establecen un marco jurídico distinto. Así, los contratos autorizados por esa licencia, incluyendo los nuevos contratos petroleros, deben *“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”*. Como se observa, el cumplimiento de esta regulación puede entrar en conflicto con la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos en dos ámbitos: (i) si los contratos se someten a la Ley venezolana y (ii) si los mecanismos de solución no tienen lugar en Estados Unidos.

II. EL MODELO DEL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN PRODUCTIVA

El modelo de Contrato de Participación Productiva de Hidrocarburos para campos maduros, suscrito entre PDVSA Petróleo, S.A. (PPSA) y la Empresa Operadora privada (en lo sucesivo, el Modelo), constituye la primera concreción contractual conocida del nuevo marco legal examinado en la primera parte. En especial, se trata de la primera modalidad contractual introducida en la Ley de reforma, esto es, el contrato suscrito entre el inversor privado y la filial, o sea, PPSA. De acuerdo con el artículo 23.3 de la Ley, el inversor es calificado como empresa operadora.

Aunque su origen es informal y no consta su carácter oficial, su análisis es relevante por dos razones. En primer lugar, dado que la Ley de reforma omitió precisar el contenido del contrato, el Modelo permite identificar las cláusulas-tipo mediante las cuales el ente contratante propone articular el nuevo esquema. En segundo lugar, su contenido coincide en lo sustancial con los modelos de contrato de servicios petroleros introducidos desde 2018, luego generalizados como el CPP. Por ello, el Modelo no introduce una arquitectura contractual novedosa, sino que recoge —y formaliza— las

²⁵ 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.

prácticas contractuales seguidas desde 2018 al amparo de los decretos de emergencia económica y de la llamada Ley Antibloqueo²⁶.

1. *Caracterización general del Modelo*

Desde el punto de vista de la *lex petrolera*, el Modelo se inscribe en la categoría de contratos de servicios petroleros, en la modalidad de producción compartida. La cláusula 7.1 define el objeto del Contrato como la cesión, por parte de PPSA a la Empresa Operadora, de las actividades de exploración, producción, extracción, explotación, tratamiento, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos en el área geográfica delimitada. Esta caracterización conjuga dos rasgos distintivos. Por un lado, como contrato de servicios, el inversor privado se obliga a ejecutar las actividades primarias por su cuenta y riesgo, asumiendo los costos de operación y de capital, sin adquirir derechos reales sobre los yacimientos: la cláusula 7.3 es explícita al excluir cualquier transferencia de la propiedad del yacimiento o de los hidrocarburos *in situ*. Por otro lado, como acuerdo de producción compartida, la contraprestación del inversor consiste en una porción del Valor Total de la Producción – fijada en el Anexo 3, no incluido en el Modelo – que opera tanto como mecanismo de recuperación progresiva de costos como de remuneración propiamente dicha (cláusulas 27.2.1 y 27.2.2).

Como explicamos en la primera parte, de acuerdo con el artículo 25 de la Ley de reforma, el Ejecutivo solo puede transferir derechos reales petroleros a las filiales y a las empresas mixtas, mientras que las primeras pueden ceder el ejercicio de dichos derechos a la inversión privada. Precisamente, la cláusula 7.1 cede el ejercicio de esos derechos, no así su titularidad, razón por la cual la cláusula 7.3 establece que la cesión no implica el traspaso de la propiedad de los hidrocarburos producidos. De allí que estemos ante un contrato de servicio y no un contrato concesional. Como resultado, la protección de la inversión requiere, desde una perspectiva económica, el pleno derecho a comercializar, aspecto que, como veremos, presenta deficiencias significativas.

Asimismo, debemos insistir en que el CPP debe ser valorado como un contrato público y no como un contrato administrativo, figura que no tiene

²⁶ Sobre la evolución de los CPP desde 2018 y su vínculo con los decretos de emergencia económica y la Ley Antibloqueo, nos remitimos a Hernández G., José Ignacio, *Sanciones económicas y nuevos contratos petroleros en Venezuela (El contrato de participación productiva)*, cit.

vigencia en Venezuela. Por lo tanto, el ente contratante (PPSA) solo puede ejercer los derechos expresamente reconocidos en el contrato, sin que pueda invocar supuestas potestades exorbitantes de modificación, dirección y rescisión unilaterales. La preservación de esta distinción es esencial para la viabilidad del Modelo: si las cláusulas que examinaremos se interpretasen en clave administrativista, las garantías formales del inversor quedarían reducidas a expectativas precarias, susceptibles de ser moldeadas unilateralmente por el ente contratante. Como adelantaremos en el apartado correspondiente, el propio Modelo introduce una facultad expresa de rescisión unilateral por PPSA (cláusula 47.5) que reabre, materialmente, el debate sobre la persistencia de potestades exorbitantes.

El Modelo tiene una duración originaria de veinte (20) años, contados a partir de la Fecha Efectiva de Entrada en Vigor (cláusula 4), prorrogable por un período que no podrá exceder el originario, previa solicitud con al menos dos (2) años de anticipación al vencimiento y sujeta a la aprobación de PPSA y a la opinión favorable del Ministerio del área (cláusula 6). La entrada en vigor está sujeta, además, al cumplimiento de varias condiciones suspensivas de eficacia (cláusula 5.1)²⁷.

El Modelo presenta un grado notable de detalle en lo relativo a las obligaciones técnicas y operativas del inversor – metas volumétricas, planes de trabajo, estándares operacionales, obligaciones de información, régimen de inspección y auditoría –, pero un tratamiento marcadamente más débil de las garantías de la inversión privada, lo cual es de especial importancia, tomando en cuenta las muchas lagunas que derivan de la Ley de reforma.

2. Contenido y alcance de los derechos contractuales del inversor privado

Los derechos contractuales del inversor en el Modelo se articulan en cuatro planos: (i) el derecho a ejecutar las actividades primarias y conexas dentro del Área Operacional; (ii) el derecho de uso sobre el Área Delimitada y de arrendamiento sobre los Activos y Materiales asignados por PPSA; (iii) el derecho a recibir una participación porcentual sobre el Valor Total de la

²⁷ A saber, prueba de los fondos o recursos que acrediten capacidad financiera, presentación del Plan de Negocio inicial, obtención del Certificado de Explotación y demás permisos de autoridades competentes, y constitución de las garantías contractuales. El plazo de ciento veinte (120) días hábiles para cumplir tales condiciones –prorrogable por sesenta (60) días más– es estrecho para una operación de la complejidad técnica y financiera prevista, y su incumplimiento faculta a PPSA a rescindir automática y unilateralmente el Contrato sin necesidad de intervención judicial y sin derecho a indemnización alguna (cláusula 5.3).

Producción, y (iv) el derecho –condicionado, como veremos– a comercializar (exportar) la porción de hidrocarburos fiscalizados que le corresponda.

De esa manera, el principal derecho del inversor es el ejercicio de las actividades primarias, en las condiciones que se explicarán más adelante. Esta gestión debe ser cumplida por la Empresa Operadora de forma racional y económicamente eficiente (cláusula 7.2), pero siempre bajo la supervisión técnica y operativa de PPSA, quien verificará el cumplimiento operativo de las obligaciones de la Empresa Operadora conforme a las políticas, planes, directrices y lineamientos del ministerio del área (cláusula 8.3). Este derecho incluye, además, el derecho de uso sobre el Área Delimitada y el de arrendamiento sobre los Activos y Materiales, siempre sujeto a autorización ministerial, conforme a la cláusula 7.4. El uso de estos bienes se materializa mediante el contrato de arrendamiento, cuyo pago consiste en un porcentaje del Valor Total de la Producción (cláusula 7.7). Por lo tanto, este canon de arrendamiento forma parte de la participación de PPSA en la producción.

La cláusula 7 perfila al CPP como un contrato de servicio petrolero, en el sentido de que el inversor asume, a su riesgo, la conducción de todas las actividades, lo cual implica la obligación de asumir los costos, en especial los gastos de capital, como se reitera, entre otros, en la cláusula 13.2.3. Este riesgo va más allá del principio de riesgo y ventura de todo contrato público, pues implica que las cargas económicas de la operación deben recaer en el inversor, quien podrá cubrir esos gastos con los ingresos percibidos de la operación, lo cual requiere adelantar la fase de explotación y comercialización. Por ello, la importancia del régimen económico y de la participación del inversor o de la Empresa Operadora en la producción, como veremos luego.

La fórmula del contrato de servicios limita el alcance de los derechos del inversor privado, lo que puede obstaculizar la recuperación integral de la producción petrolera. Como explicamos, esta recuperación requiere cuantiosos gastos de capital que PDVSA no puede afrontar, razón por la cual la Ley de reforma permitió a la inversión privada asumir dichos gastos, confiándole el ejercicio de las actividades primarias. Sin embargo, bajo el Moldeo, el inversor privado no es titular de derechos reales sobre los yacimientos, que incluso pueden ser empleados para apalancar el financiamiento. Por el contrario, el Modelo solo le otorga derechos para ejercer las actividades petroleras por cuenta y bajo el control de PDVSA. El Modelo mantiene este marco jurídico restringido, en el cual el inversor no es

propietario de derechos reales, ni adquiere por ello de pleno Derecho la propiedad sobre el crudo producido.

3. Derechos y potestades del ente contratante y de la Administración petrolera. La cláusula de terminación unilateral como "cláusula expropiatoria"

El Modelo reconoce amplios derechos del ente contratante (PPSA) relacionados con la supervisión, control y aprobación de la actividad operativa; actos jurídicos y operaciones societarias de la Empresa Operadora, y en especial, el ejercicio de cláusulas penales, incluyendo el derecho de rescisión unilateral.

De esa manera, el Capítulo VIII (cláusulas 33 a 41) establece los derechos de PPSA para la inspección de la ejecución del contrato (cláusula 34), lo que se traduce en obligaciones de la Empresa Operadora de facilitar dichas inspecciones (cláusula 35), todo lo cual se regula como el "seguimiento operativo permanente", incluso respecto de activos (cláusulas 36 y 37). Este marco se complementa con el régimen de auditorías independientes (cláusula 39) y el de fiscalización (cláusula 40). En términos generales, este marco coincide con el control que el ente público ejerce en otros contratos públicos similares.

Lo peculiar del Modelo es que también incluye la inspección y la supervisión del ministerio del ramo. Por ejemplo, la citada cláusula 33 rige no solo para PPSA, sino también para el ministerio, o sea, la República, que no es parte contratante. Esto genera confusión, pues el ámbito de los poderes del ministerio depende de la Ley, no del contrato²⁸.

La mejor evidencia de esta superposición es el tratamiento otorgado al Plan de Negocios en la cláusula 17. Así, el Plan de Negocio es el plan marco, del cual se derivan diversos planes específicos que concretan los derechos y obligaciones de la Empresa Operadora. En todo caso, este Plan debe ser autorizado (bajo la forma de "emisión de conformidad") tanto por PPSA como por el ministerio del ramo (cláusula 17.1). Empero, la potestad autorizatoria del ministerio deriva de la Ley, no del contrato.

²⁸ Así, el Modelo reconoce "derechos" al ministerio, a pesar de que la República no es parte del contrato. Entre otras, corresponde al ministerio la aprobación previa del Plan de Negocio y de los Planes Operativos Anuales (cláusulas 17.1 y 18.1), la autorización para comercializar los hidrocarburos fiscalizados (cláusula 12.4), la facultad discrecional para tomar la porción del Área Operacional ante un desacuerdo sobre comercialidad (cláusula 9.7), y la opinión favorable para la prórroga del Contrato (cláusula 6.2) y para las modificaciones contractuales (cláusula 52.1).

Similar solapamiento se encuentra (cláusulas 42 y 43) en relación con el control sobre diversos actos corporativos sujetos al Derecho mercantil, como, por ejemplo, los cambios accionarios en la Empresa Operadora (impliquen o no un cambio de control). En estas cláusulas, como sucede con otras previsiones del Modelo, se aprecia el esfuerzo por simplificar el control a cargo de PPSA, al definir el plazo dentro del cual el ente contratante debe ejercerlo, con la advertencia de que la falta de respuesta dentro del plazo equivale a una autorización tácita.

Sin duda, la disposición más cuestionable es la terminación unilateral del contrato por decisión de PPSA (cláusula 47), que refleja las llamadas “cláusulas exorbitantes” del contrato administrativo. En especial, esta terminación unilateral procede por causas de interés público nacional debidamente justificadas y notificadas a la Empresa Operadora por PPSA, mediante acto motivado (cláusula 47.5.2). En este supuesto, la cláusula 47.6 dispone que la Empresa Operadora tendrá derecho a recibir una indemnización líquida en divisas, bajo las siguientes condiciones: (i) la indemnización solo procede si la rescisión ocurre durante los primeros seis (6) años de vigencia del Contrato, y (ii) “hasta por el monto máximo que no haya sido recuperado por la Empresa Operadora del capital efectivamente invertido”. Esta cláusula, en realidad, permite la expropiación de derechos contractuales, pero al margen de las garantías derivadas del artículo 115 constitucional. Esto es especialmente grave si tomamos en cuenta que, precisamente, la terminación unilateral arbitraria de contratos fue la forma abusiva mediante la cual se adelantó la política de nacionalización petrolera desde el 2006²⁹.

Las cláusulas 47.5.2 y 47.6 afectan notablemente la calidad de los derechos contractuales, pues permiten a PPSA terminar unilateralmente el contrato “por causas de interés público nacional debidamente justificadas y notificadas a la Empresa Operadora”. En la práctica, PPSA tiene la potestad discrecional de terminar el contrato, limitando las garantías jurídicas del inversor privado a la compensación, tratada con notable imprecisión. Junto con las demás cláusulas del Modelo, estas cláusulas pueden convertir los derechos contractuales en meras expectativas moldeables por la Administración, en desmedro de la garantía de la propiedad privada. El resultado son mayores obstáculos, incluso, para apalancar la recuperación inicial de la producción.

²⁹ 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.

4. Régimen económico

El régimen económico del Modelo confirma que, en esencia, nos encontramos ante un contrato de producción compartida, o contrato de participación en la producción, según la clasificación de la *lex petrolera*. Por lo tanto, y como explicamos en la primera parte, la participación debe evaluarse desde dos perspectivas. Por un lado, el Estado participa en la producción, a través de las contribuciones del “government take” pagadas a la República, y del porcentaje en la producción que corresponde a PPSA. Además, y al menos en teoría, el inversor (Empresa Operadora) tiene derecho a recibir un porcentaje del crudo producido para su libre disposición y, con ello, sufragar los costos y obtener su remuneración. Interesa estudiar tres aspectos, a saber, los esquemas de participación en la producción, el régimen de comercialización y la garantía del equilibrio financiero.

De esa manera, las partes del contrato reciben porcentajes del Valor Total de la Producción –es decir, del valor de los hidrocarburos fiscalizados producidos en el Área Operacional, conforme a la definición de la cláusula 1.51–. El marco general de esta participación está definido en la cláusula 27, la cual distingue la participación de PPSA, el régimen aplicable a regalías e impuestos, y la participación de la Empresa Operadora.

En *primer lugar*, la participación de PPSA se define en cada concreto, en el llamado Anexo 3. Esta participación incluye no solo el porcentaje que le corresponde por concepto de retribución, sino, en especial, la participación relacionada con las siguientes obligaciones: (i) el porcentaje destinado al canon de arrendamiento y por concepto de cesión de uso del área delimitada (artículo 42 de la Ley de reforma), y (iii) el porcentaje destinado a un fondo de compensación por estabilidad jurídica o equilibrio económico-financiero, que luego comentaremos.

En *segundo lugar*, PPSA opera como agente de retención y percepción de las regalías y del impuesto integrado de hidrocarburos (cláusulas 27.1.2.1 y 27.1.2.4), conforme al artículo 44 de la Ley de reforma. Esto implica que PPSA retendrá, de la producción, el porcentaje correspondiente para cumplir con estos dos títulos del “government take”.

El remanente, y en *tercer lugar*, corresponde a la Empresa Operadora, aspecto que tampoco se aborda en el Modelo, sino en el señalado Anexo 3 (cláusula 27.2). La cláusula acota que este porcentaje será “la única contraprestación que corresponderá a la Empresa Operadora por asumir el

desarrollo, de manera exclusiva, de las actividades indicadas en las Cláusulas 7 y 8 de este Contrato, así como las distintas obligaciones que le corresponden conforme a lo establecido en este Contrato". Por ello, el Modelo dispone que la Empresa Operadora podrá "recuperar, progresivamente, los costos, gastos e inversión asociados a la ejecución del objeto de este Contrato, a partir de los ingresos obtenidos producto de la comercialización de Hidrocarburos" correspondientes a su Participación en la Producción" (cláusula 27.2.4)³⁰.

Tal y como advertimos al estudiar la Ley de reforma, un componente clave para el funcionamiento de los nuevos contratos petroleros es el derecho a comercializar el crudo producido, especialmente en el mercado internacional. La cláusula 12 reconoce el derecho de la Empresa Operadora a comercializar los hidrocarburos, de acuerdo con el plan de comercialización derivado del plan de negocios. Sin embargo, la cláusula 12.2 precisa que una vez extraídos los hidrocarburos y transportados a los puntos fiscales, se procederá a la distribución del crudo de acuerdo con el esquema de participación, para su comercialización por cada una de las partes. Luego, la Empresa Operadora solo tiene derecho a comercializar el crudo que recibe por su participación en la operación, sujeto a los controles derivados de la autorización ministerial. En todo caso, de acuerdo con la cláusula 12.11, PPSA puede encomendarle la comercialización del crudo de su propiedad, lo cual debería quedar sujeto al contrato correspondiente.

Sin embargo, el derecho contractual del inversor a comercializar crudo se enfrenta a lo dispuesto en el comentado artículo 68 de la Ley de reforma, según el cual solo las filiales de propiedad exclusiva, como PPSA, tienen el derecho legal a comercializar. Las empresas mixtas y los inversores que celebren contratos con filiales solo pueden comercializar tras la autorización del ministerio. Esta autorización, conforme a la teoría general del Derecho administrativo venezolano, levanta el obstáculo que impide el ejercicio del derecho de comercialización³¹. Pero además de autorizar la comercialización, el ministerio del ramo también regula y controla dicha actividad, en los términos del comentado artículo 69 de la Ley y el propio

³⁰ Como la Empresa Operadora no ejerce derechos reales, no adquiere la propiedad del crudo producido, que pertenece a PPSA. La transferencia de propiedad ocurre con ocasión al esquema de participación, con lo cual, como acota el Modelo, no se trata de una venta de crudo por parte de PPSA.

³¹ Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y regulación económica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2006.

contrato, en especial, mediante el control ejercido sobre el plan de comercialización³².

Por lo tanto, el contrato no puede reconocer el derecho a comercializar, pues siempre se requiere la autorización ministerial, como, por lo demás, reconoce la cláusula 12.4, que, en todo caso, alude solo a la comercialización internacional³³. Aun cuando toda la actividad de comercialización se somete a autorización ministerial, el Contrato alude a la exportación pues, desde la perspectiva de los derechos económicos del inversor, lo que resulta clave es la comercialización internacional.

De esa manera, la cláusula 12 debe interpretarse en el marco de la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, lo que permite concluir que el Contrato no reconoce el derecho a comercializar, sino el derecho a solicitar al ministerio la autorización para comercializar la porción de los hidrocarburos producidos que pertenece a la Empresa Operadora. La implicación práctica de lo anterior es que la Administración petrolera puede considerar que, más allá del contrato, no existe el derecho adquirido a comercializar, en tanto el ministerio tiene la potestad discrecional de autorizar o no la comercialización. A esta tesis se refiere la cláusula 12.6, que regula cómo debe procederse en caso de imposibilidad de la Empresa Operadora para comercializar directamente en el mercado internacional la proporción que le corresponde de los hidrocarburos Fiscalizados. En este caso, la Empresa Operadora venderá su participación a PPSA, que, a su vez, revenderá el crudo a la empresa comercializadora internacional (offtaker). El problema que genera esta cláusula es que la negativa de autorización para comercializar, en el caso de PPSA, puede no constituir un caso fortuito ni un evento de fuerza mayor, sino un evento predecible e incluso previsto en el contrato.

Esto nos lleva al último punto, referido a la implementación de la garantía del equilibrio financiero prevista en el artículo 26 de la Ley. La cláusula 29 detalla el procedimiento aplicable para el restablecimiento del equilibrio económico-financiero, que rige frente a cualquier modificación que afecte de manera negativa y sustancial la economía del proyecto, incluyendo

³² Además, la cláusula 12.7 crea un Comité de Comercialización integrado por representantes del ministerio del área, de PPSA, de la Empresa Operadora y un experto independiente, que formula sugerencias sobre mercados y precios. Aunque sus pronunciamientos son consultivos (cláusula 12.8), el comité añade un nivel adicional de supervisión que, en la práctica, puede operar como filtro de las decisiones comerciales del inversor.

³³ La cláusula 12.6 reconoce este control autorizatorio, acotando que podrá ser incluso parcial, o sea, solo para una parte del crudo producido.

modificaciones en el marco legal, fiscal, regulatorio o contractual (cláusula 29.1), así como la promulgación de leyes o normas sub-legales que impliquen cambios en regulaciones laborales, tributarias, devaluación monetaria, o cualquier acto del Poder Público o hecho del príncipe (cláusula 29.2).

La Empresa Operadora tiene derecho a notificar cualquiera de estos eventos, lo cual da lugar al procedimiento establecido en la cláusula comentada, que permite solucionar la ruptura del equilibrio mediante acuerdo entre las partes o mediación. Agotadas estas instancias, la Empresa Operadora tiene derecho a retener temporalmente el monto estimado del desequilibrio durante un plazo máximo de noventa (90) días (cláusulas 29.6 a 29.8). Es para estos fines que un porcentaje de la producción de PPSA debe destinarse al fondo de compensación por estabilidad jurídica o por equilibrio económico-financiero. Si, luego de ese lapso de noventa (90) días, persiste el desacuerdo, la Empresa Operadora podrá acudir al procedimiento de solución de controversias previsto en la cláusula 51 (cláusula 29.10)³⁴.

Hemos explicado este procedimiento desde la perspectiva del inversor, atendiendo al propósito de este trabajo. Pero lo cierto es que la cláusula 29 rige a las partes contratantes, incluida PPSA, lo cual, en principio, es peculiar, pues el equilibrio financiero es una garantía de estabilidad orientada a proteger al inversor privado, no un mecanismo de protección de la empresa pública contratante, en este caso, PPSA. Esta empresa es parte del Poder Ejecutivo Nacional, esto es, del Estado, por lo cual mal podría invocar afectaciones económicas derivadas de actos dictados por el Estado. Una posible interpretación es que la cláusula 29 pudiera ser invocada por PPSA ante cambios imprevistos e imputables que le impidan participar adecuadamente en los ingresos extraordinarios derivados de las dinámicas del mercado petrolero internacional. Esta sola posibilidad podría introducir incentivos perversos para que el Estado intente modificar las condiciones contractuales a fin de capturar la renta petrolera extraordinaria.

En resumen, el régimen económico no define con certeza los derechos económicos del inversor. Por un lado, la distribución de la producción se establece en un Anexo que no forma parte del Modelo. Aunado a la indeterminación de la regalía y del impuesto integrado, el resultado es un marco fiscal que genera incentivos para tratos discriminatorios y para posibles arreglos fiscales contrarios a los principios del artículo 311 de la Constitución. De otro lado, el derecho a comercializar no es un derecho

³⁴ No queda claro qué debe hacerse con el monto retenido del fondo en caso de acudir a los mecanismos de solución de controversia de la cláusula 51.

adquirido, pues, más allá de lo dispuesto en el contrato, corresponde al ministerio del ramo autorizar o no dicha comercialización, así como controlar sus términos y condiciones. Tanto es así que el contrato incluso prevé que la comercialización internacional podrá realizarse por PPSA. Estas condiciones crean barreras para la efectiva protección de la inversión privada y, en especial, para el apalancamiento financiero de la operación, incluyendo el *offtaker*.

5. Solución de controversias y articulación con las Licencias Generales de la OFAC

El régimen de solución de controversias del Modelo y del Derecho aplicable, regulado en las cláusulas 51 y 58, aclara algunas de las tensiones derivadas del citado artículo 8 de la Ley de reforma y de los actos de la OFAC, en especial de la Licencia General 52.

De esa manera, el Modelo reconoce el arbitraje internacional como forma de solución de controversias contractuales, lo que corrobora que dicho arbitraje no es incompatible con la Constitución. La ambigüedad del artículo 8 de la Ley de reforma respondió, entonces, a un error de técnica legislativa. De no alcanzarse un acuerdo sobre la controversia, incluida la mediación, las partes podrán someterla a arbitraje de Derecho conforme al Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) de 1976, administrado por la Secretaría General de la Corte Permanente de Arbitraje (cláusula 51.4), con sede en París, Francia (cláusula 51.5). Además, se establece la confidencialidad del procedimiento (cláusula 51.8). Esta cláusula arbitral implica la *“voluntad inequívoca y expresa de sustraer el conocimiento de cualquier eventual controversia del conocimiento de los tribunales de la jurisdicción ordinaria”*³⁵.

Por su parte, la cláusula 58 establece que el Contrato se rige por el Derecho de Venezuela, como reitera la cláusula 51.9 al tratar el arbitraje. La cláusula 58.1 contiene dos excepciones, por demás equívocas: (i) lo relativo al régimen de *“medidas coercitivas unilaterales y sus Licencias asociadas, mientras estuvieren vigentes, el cual se regirá por las leyes del país que las hubiere dictado”*, y (ii) las reglas aplicables al procedimiento de arbitraje. La primera excepción parece responder a la idea confusa según la cual la regulación de las sanciones económicas tiene efectos extraterritoriales.

³⁵ Esta cláusula deja a salvo la protección derivada de tratados.

La referencia a esta regulación es paradójica, pues lo cierto es que estas cláusulas no están necesariamente alineadas con lo dispuesto en las licencias, entre ellas, la Licencia General 52. Esta tensión existe en lo que respecta a la solución de controversias y el Derecho aplicable. Así, según las licencias, la resolución de cualquier disputa debe realizarse en Estados Unidos, pero la sede del arbitraje es París. Además, y lo que es más importante, las licencias exigen que el contrato se rija por el Derecho de Estados Unidos (federal o estatal), mientras que las cláusulas comentadas someten el Contrato al Derecho de Venezuela. Si consideramos que la intención de las licencias es sustraer el contrato del riesgo institucional venezolano, la segunda tensión, relativa al Derecho aplicable, resulta contraria a ese objetivo. Esto queda evidenciado en la cláusula 58.2, que ratifica el sometimiento de la Empresa Operadora al ordenamiento jurídico venezolano, incluidas las regulaciones dictadas por la Administración petrolera.

Las consecuencias de estas tensiones van más allá de la protección del inversor, pues pueden derivar en el incumplimiento de las licencias generales dictadas por la OFAC, lo que eleva el riesgo para los inversores sujetos a la regulación de sanciones económicas.

CONCLUSIONES

El espíritu, propósito y razón de la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos no pueden sustraerse a los hechos del 3 de enero de 2026 ni al contexto geopolítico. Así, esa reforma tiene como principal objeto implementar los cambios legales necesarios para dar efecto a las políticas petroleras del Gobierno de Estados Unidos, en especial las materializadas en la Orden Ejecutiva 14.373. En resumen, esas políticas se orientan a eliminar los riesgos de seguridad económica en el sector de hidrocarburos venezolano, al tiempo que promueven su recuperación gradual, para contribuir a la seguridad energética hemisférica. Debido a su colapso, PDVSA no podía asumir los costos y las cargas de esa recuperación bajo el modelo de gestión pública previsto en la Ley de 2001, reformada parcialmente en 2006. Por otro lado, la precariedad institucional del modelo CPP generaba trabas adicionales para que la inversión privada asumiera esa recuperación. Por ello, y en resumen, la Ley de reforma implementó los cambios estrictamente necesarios para permitir que la inversión privada,

bajo las políticas de Estados Unidos, asuma los costos y las cargas de la recuperación inicial³⁶.

Por ello, en este trabajo hemos evaluado los nuevos contratos petroleros introducidos en la Ley de reforma y en el modelo de CPP (que solo aplica al contrato suscrito con filiales), para determinar si el marco jurídico o institucional apoya estos objetivos. A continuación presentamos el balance de nuestro diagnóstico.

Por un lado, el marco jurídico de los contratos de servicios o CPP suscritos antes de 2026 fue mejorado al desplazarse la aplicación de los decretos de emergencia y de la llamada Ley Antibloqueo. La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos otorga una base legal para que las filiales y las empresas mixtas de PDVSA transfieran a la inversión privada el ejercicio de actividades primarias. Esto otorga anclaje legal a los derechos que permiten a la inversión privada asumir los costos y las cargas de la recuperación inicial de la producción petrolera. El modelo del CPP sigue estándares comunes de la industria bajo el modelo de participación compartida. Así, se reconoce el derecho de la inversión privada a realizar actividades primarias e incluso actividades aguas abajo relacionadas con el comercio internacional del crudo producido, pero sujeto al control administrativo ministerial. Además, el Modelo garantiza adecuadamente el equilibrio financiero previsto en la Ley. Finalmente, se reconoce el arbitraje internacional, lo que resuelve una de las muchas ambigüedades de la Ley de reforma.

Por otro lado, la reforma operó más por medio de “parches” que no alteraron el esquema general de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, basado en la gestión pública. Hay tres consecuencias que derivan de lo anterior, y que crean barreras regulatorias a la inversión privada: (i) el contenido de los nuevos contratos es impreciso, especialmente respecto de la comercialización; (ii) el “government take” referido a las regalías, ventajas especiales e impuesto integrado es igualmente indeterminado, y (iii) el ministerio del ramo de hidrocarburos mantiene indeterminadas potestades de control y supervisión que inciden en los contratos, en temas tan sensibles como el plan de negocios y el derecho de comercializar. El Modelo no solo no soluciona estas barreras, sino que las agrava.

Así, el Modelo no reconoce, en realidad, el derecho a comercializar del inversor o Empresa Operadora, pues ese derecho se somete a la autorización discrecional del ministerio. En realidad, el Modelo reconoce el derecho a

³⁶ Nos remitidos a los estudios compilados en *Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2026*.

solicitar la autorización ministerial y contempla el supuesto en el que dicha autorización no se otorgue. De esa manera, el Modelo contempla que será PPSA quien comercialice el crudo de propiedad de la Empresa Operada. Sin claridad en la comercialización, el inversor privado podrá enfrentar obstáculos para apalancar financieramente su operación. Además, la indeterminación de los derechos contractuales del inversor es agravada por (i) el reconocimiento de “derechos” de control y supervisión del ministerio, a pesar de que la República no es parte contratante; (ii) el reconocimiento del derecho de PPSA de terminar el contrato por razones de interés público, que es en realidad una cláusula expropiatoria que puede vaciar de contenido los derechos de la inversión y (iii) el reconocimiento de la aplicación del Derecho de Venezuela al contrato, lo que entra en tensión con las licencias de la OFAC.

El Modelo tampoco define sus condiciones económicas, lo que eleva la incertidumbre respecto del “government take”. Como resultado, cada contrato podría derivar en un régimen económico ad hoc, con participaciones variables del Estado, lo que podría colidir con el artículo 311 constitucional. En todo caso, el modelo confirma la conclusión derivada de los CPP suscritos antes de 2026, en el sentido de que el contrato parte de la distribución de la producción entre PDVSA y el inversor privado, lo cual, bajo el modelo anterior, se basaba en una distribución equitativa, permitiendo al inversor-contratista cubrir costos y compensar su deuda³⁷.

En resumen, el Modelo no logra superar las barreras regulatorias derivadas de la Ley de reformas y, por el contrario, las incrementa, lo cual choca con el propósito último de favorecer la inversión privada necesaria para asumir las tareas y los gastos de capital requeridos para la recuperación inicial de la industria petrolera. En especial, debemos tener en cuenta que el colapso de la industria petrolera y del Estado de Derecho en Venezuela exige un marco regulatorio y contractual orientado a reforzar las garantías jurídicas de la inversión privada. Así, quizás en un país petrolero con un nivel de fragilidad menor que el de Venezuela, el Modelo pudiera apoyar la

³⁷ Este esquema podría mantenerse bajo la Ley de reforma. Así, el monto máximo de la regalía e impuesto integrado permite a la República participar en el cuarenta y cinco por ciento (45%) de la producción, mientras que PPSA puede recibir el cinco por ciento (5%) restante por concepto de su participación, incluyendo el pago del canon correspondiente. En todo caso, la promoción de la inversión privada requiere un régimen fiscal que, además de ser transparente y no discriminatorio, genere incentivos para estimular los gastos de capital requeridos para acompañar la recuperación inicial. Por ello la necesidad de revisar el monto máximo del “government take”, bajo fórmulas flexibles que permitan su ajuste de acuerdo con las dinámicas económicas del mercado petrolero.

inversión privada. Pero en el contexto venezolano, la fragilidad institucional requiere un marco jurídico específico.

Ante esta situación, hay dos alternativas que permitirían adecuar la regulación de hidrocarburos de Venezuela a las necesidades concretas, enmarcadas en las políticas del Gobierno de Estados Unidos.

La primera es reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos para reconocer la transferencia de los derechos reales petroleros a la inversión privada, siguiendo el modelo de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos o de la reciente Ley Orgánica de Minas³⁸. La segunda, es mejorar la calidad del marco regulatorio con el reglamento de la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y los modelos de los dos contratos petroleros, a los de fines de cumplir con el espíritu, propósito y razón de la reforma, esto es, crear un marco institucional basado en derechos contractuales claros, estables y ciertos, que generan incentivos para que la inversión privada cumpla con los costos de capital y tareas necesarias para promover la recuperación inicial de la recuperación, todo ello, en marco regulatorio, contractual y fiscal transparente³⁹.

La segunda alternativa pudiera favorecer las metas iniciales de la recuperación de la producción, para llevarla al umbral de, aproximadamente un millón trescientos mil (1.300.000) barriles de petróleo por día (bpd). Pero incluso con el mejor marco regulatorio y contractual, la Ley de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos es insuficiente para apoyar la transformación del sector y superar la barrera de los tres millones (3.000.000) bpd. Para ello, es necesaria una nueva Ley de Hidrocarburos que liberalice efectivamente el sector, permitiendo transferir a la inversión privada la titularidad de los derechos reales de exploración, producción y comercialización, bajo la supervisión técnica e independiente de la agencia⁴⁰.

Brookline, Mayo 2026

³⁸ Véanse los estudios en la obra coordinada por Allan R. Brewer-Carías, *Ley Orgánica de Minas*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2026.

³⁹ Junto con el modelo de CPP suscrito con la filial, circuló el borrador de reglamento de la Ley, que amplía notablemente las potestades del ministerio, reduciendo más todavía la certeza de los derechos de la inversión privada. Este proyecto de reglamento es analizado en un estudio separado.

⁴⁰ Antes hemos analizado los aspectos centrales de esta Ley de liberalización aquí 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.