

978|980|244|000|0

# Régimen legal de los hidrocarburos

VIII JORNADAS ANÍBAL DOMINICI



abediciones

DIRECCIÓN

**REGISTRO**

Homenaje  
al Dr. Carlos Eduardo  
Padrón Amaré

# Hacia un nuevo marco contractual para promover la inversión privada en el sector de los hidrocarburos

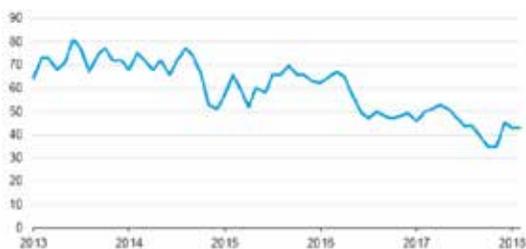
José Ignacio Hernández G.<sup>1</sup>

## Introducción

La industria petrolera venezolana está en colapso. Tal colapso puede medirse por el progresivo declive de la producción petrolera. De acuerdo con cifras de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en 1999 la producción venezolana era de 2,8 millones barriles de petróleo por día (bpd), mientras que en mayo de 2018, la producción estimada por el OPEP era la mitad de esa cantidad<sup>2</sup>. El declive ha sido especialmente intenso desde 2016, cuando la producción pasó de 2,156 millones de bpd a 1,9 millones en 2017, hasta la cifra actual de 1,4 millones en mayo de 2018.<sup>3</sup>

Otra forma de valorar este colapso es con la caída en las plataformas activas, tal y como resume la Administración de Información Energética de Estados Unidos de Norteamérica (EIA):

- 
- 1 Profesor de Derecho Administrativo en la Universidad Central de Venezuela y la Universidad Católica Andrés Bello. Visiting Fellow, Center for International Development at Harvard
  - 2 *Annual statistical bulletin 1999*, p. 13 y *Opec. Monthly Oil Market Report, mayo de 2018*, p. 56
  - 3 *Opec. Monthly Oil Market Report, mayo de 2018*, p. 56



Fuente: EIA, con datos de Baker Hughes

Diversos analistas han resumido las posibles causas de ese colapso. Así, en apretada síntesis, encontramos las siguientes: (i) la reducción de inversiones en exploración y producción (E&P) ante la preferencia a la inversión orientada a cumplir con programas del modelo socialista; (ii) la ampliación de los cometidos de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) a actividades ajenas al sector petrolero; (iii) la política de expropiaciones y nacionalizaciones, especialmente en los contratos suscritos durante la apertura petrolera y los servicios conexos; (iv) los compromisos de la producción de PDVSA por el pago de deudas y el cumplimiento de acuerdos internacionales, y (v) los problemas de flujo de caja que han afectado a proveedores y contratistas de PDVSA, y con ello, a su producción<sup>4</sup>.

Este colapso está asociado al colapso de la economía venezolana. Así, debido a la dependencia de la economía venezolana al petróleo, el colapso de la industria petrolera coadyuvó a la reducción de los ingresos petroleros<sup>5</sup>, todo lo cual ha llevado al desplome del producto interno bruto

4 Cfr.: Espinasa, Ramón y Sucre, Carlos, *La caída y el colapso de la industria petrolera venezolana*, Agosto de 2017, consultado en original; Monaldi, Francisco y Hernández, Igor, "Weathering Collapse: An Assessment of the Financial and Operational Situation of the Venezuelan Oil Industry", *Center for International Development Working Paper N° 327*, Noviembre de 2016 y Monaldi, Francisco, *The collapse of the Venezuelan oil Industry and its global consequences*, The Atlantic, 2018.

5 La caída de los ingresos petroleros, de los cuales dependen la práctica totalidad de los ingresos en divisas en Venezuela, no solo es consecuencia de la caída de la producción, sino también de la severa afectación del flujo de caja de PDVSA, pues su mermada producción está comprometida con el crudo que debe destinarse al mercado interno -con un alto subsidio en combustibles que afronta PDVSA- así como por el cumplimiento de acuerdos internacionales, como es el caso de los acuerdos de cooperación energética y el llamado Fondo Chino; asimismo, PDVSA debe servir la onerosa deuda pública, contraída durante el *boom* que inició hacia 2004.

(PIB), aunado a un severo recorte de las importaciones que ha conducido a escasez, desabastecimiento y, más recientemente, a hiperinflación<sup>6</sup>.

La recuperación de la producción petrolera en Venezuela, como parte de la política para recuperar la economía venezolana, requerirá de importantes inversiones en capital, siendo razonable estimar que el Estado venezolano no podrá proveer tales inversiones, al menos, en el corto plazo. En medio de la crisis económica venezolana, los ingresos del Estado se han visto severamente afectados; ello, junto con el servicio de la deuda pública, reduce la capacidad de inversión con recursos públicos. Es igualmente necesario considerar la disminución de la capacidad productiva de PDVSA, como un factor que afecta la capacidad técnica y financiera del Estado para afrontar la recuperación de la industria.

Es por lo anterior que todo plan para la recuperación de la industria petrolera para promover la inversión privada, en especial, en las actividades E&P, o actividades aguas arriba<sup>7</sup>. Sin embargo, como se explica en el presente trabajo, el entorno regulatorio actual no facilita esa inversión, pues ella solo puede canalizarse a través de empresas públicas que requieren cierto grado de capacidad con la cual no cuenta el Estado venezolano. Por ello, el presente trabajo expone las reformas que deberían ser introducidas para promover la inversión privada en el sector, colocando especial énfasis en la modalidad de contratos que deberían introducirse en el Derecho venezolano<sup>8</sup>.

---

6 Santos, Miguel Ángel y Barrios, Douglas, *Anatomía de un colapso*, 2018, consultado en original.

7 Half, Antoine, *et al*, *Code red: Venezuela's oil and debt crisis*, Columbia University Center for Energy Policy, 2018.

8 A tales efectos, hemos partido de algunos trabajos previos escritos sobre este tema. Vid.: Hernández G., José Ignacio, "La regulación de los hidrocarburos en Venezuela: situación actual y propuestas de reforma", en *Revista de Derecho Económico y Socio ambiental*, Volumen 8, número 3, Curitiba, 2017, pp. 262 y ss., y "Hacia una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos", 2018.

## Los cauces contractuales de participación de la inversión privada en la regulación de los hidrocarburos vigente en Venezuela

En esta sección expondremos, en apretada síntesis, cuál es el marco regulatorio vigente en el sector de los hidrocarburos, a los fines de explicar cómo tal marco reduce el alcance de la inversión privada e incrementa la dependencia a la inversión pública y a la capacidad de PDVSA y sus empresas filiales.

### La limitación central: la reserva al Estado de las actividades de hidrocarburos

El Derecho venezolano parte de una limitación central a la inversión privada sobre el sector de hidrocarburos: la reserva al Estado de las actividades de hidrocarburos. La reserva, inicialmente, estaba circunscrita a las actividades de E&P de hidrocarburos líquidos e hidrocarburos gaseosos asociados, esto es, las *actividades primarias*, de conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos dictada en 2001 y reformada en 2006. Posteriormente tal reserva se extendió a actividades aguas abajo y a actividades conexas, tal y como se explica a continuación. En cualquier caso, en el presente trabajo solo analizaremos la situación en las actividades aguas arriba reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

### Sentido y alcance de la reserva. ¿Reserva legal o reserva constitucional?

Siguiendo el principio establecido en la nacionalización de hidrocarburos de 1975, el artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos reservó al Estado las actividades primarias, únicamente respecto de los hidrocarburos regulados en esa Ley, esto es, los hidrocarburos líquidos y los hidrocarburos gaseosos asociados; por el contrario, la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos no reservó al Estado el llamado gas no asociado.

En Venezuela, la reserva es la *potestad del Estado para asumir la titularidad de determinada actividad económica, la cual queda excluida de la libre iniciativa privada*. De conformidad con el artículo 302 de la Constitución de 1999, la reserva puede abarcar dos supuestos:

(i) **la reserva de la titularidad y de la gestión**, con lo cual la actividad reservada pasará a ser un monopolio público, y (ii) **la reserva solo de la titularidad**, admitiéndose la gestión indirecta a través de la llamada concesión de servicio público. En el caso de la Ley Orgánica de Hidrocarburos la reserva creó un monopolio estatal, pues solo el Estado puede gestionar las actividades primarias a través de empresas públicas de su exclusiva propiedad o en asociación con la inversión privada a través de las llamadas empresas mixtas<sup>9</sup>.

Ahora bien, es importante aclarar si la reserva del Estado sobre los hidrocarburos es una decisión adoptada por la Constitución de 1999 o por la Ley Orgánica de Hidrocarburos. La diferencia no es baladí, pues en el primer supuesto solo una modificación constitucional podría eliminar tal reserva, mientras que en el segundo supuesto la reforma de la Ley podría modificar o eliminar la reserva. Como veremos, en nuestra opinión, la reserva es de base legal, con lo cual puede modificarse o eliminarse a través de una Ley.

En efecto, la Constitución de 1999 asumió tres principios generales relacionados con el sector de hidrocarburos:

En *primer* lugar, el artículo 12 de la Constitución de 1999 establece que todos los yacimientos (incluyendo los de hidrocarburos) son propiedad del Estado, y que además, quedan sometidos al régimen del dominio público, lo que excluye a esos yacimientos de transacciones comerciales. Únicamente se permite al Estado asignar derechos reales administrativos de uso sobre tales yacimientos a través de la concesión del dominio público<sup>10</sup>.

En *segundo* lugar, el artículo 302 de la Constitución regula la figura de la “reserva”, que como vimos, es la potestad del Poder Legislativo de asumir para el Estado la titularidad de determinada actividad económica, la cual no podrá ser gestionada en virtud del derecho de libertad de empresa. Sin embargo, la redacción del artículo 302 genera algunas dudas:

9 Véase lo que exponemos en Hernández G., José Ignacio, *Derecho administrativo y regulación económica*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2006, pp. 541 y ss.

10 En general, sobre la tesis del dominio público en Venezuela, vid. Turuhpial, Héctor, *Teoría General y Régimen Jurídico del Dominio Público en Venezuela*, FUNEDA, Caracas, 2008, pp. 134 y ss.

“El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo”

En tal sentido, la exposición de motivos de la Constitución trata de explicar, confusamente, el alcance de esta norma de la manera siguiente:

“Por conveniencia nacional el Estado queda facultado para reservarse determinadas actividades económicas, de manera particular en el sector minero y petrolero”.

Nótese que para la exposición de motivos, el artículo 302 no contiene una reserva, sino por el contrario, reconoce la potestad del legislador de reservarse determinada actividad a partir de la valoración realizada de la “*conveniencia nacional*”. El Estado queda así facultado –no obligado– a reservarse actividades económicas, especialmente, en el sector de los hidrocarburos. Una facultad que en modo alguno es incompatible con el reconocimiento de la iniciativa económica privada:

“De forma transparente se reconoce que el dominio sobre esas áreas puede hacerse de acuerdo al sector privado, dejando claramente establecido que el Estado puede entrar en convenios de asociación con el sector privado para el desarrollo y la explotación de esas actividades”.

No obstante, y a continuación, la exposición de motivos realiza una afirmación excesiva a nuestro entender:

“Se le otorga rango constitucional a la nacionalización petrolera, pero al mismo tiempo se establece la posibilidad de continuar en convenios de asociación con el sector privado, siempre y cuando sean de interés para el país y no desnaturalice el espíritu, propósito y razón de la nacionalización petrolera”.

Precisamente, la duda que surge es en cuanto al alcance de la reserva. ¿El citado artículo 302 reserva ciertas actividades al Estado, como la actividad petrolera, o por el contrario, habilita al Estado para que decida qué actividades serán reservadas mediante Ley Orgánica? La necesaria interpretación restrictiva de esa norma lleva a asumir la segunda interpretación:

no hay en Venezuela actividades reservadas por la Constitución al Estado, pues la reserva requiere de una Ley Orgánica. Con lo cual, no existe una reserva constitucional sobre el sector petrolero<sup>11</sup>.

Por ello, en nuestra opinión<sup>12</sup>, ninguna norma en la Constitución de 1999 permite concluir que se otorgó rango constitucional a la nacionalización petrolera. En realidad, lo único que el artículo 302 dispone es que la Ley Orgánica *podrá reservarse* actividades económicas, incluyendo el sector de hidrocarburos. Sin embargo, la interpretación de ese artículo exige tomar en cuenta lo dispuesto en el artículo 303, como veremos de seguidas.

En efecto, y en *tercer* lugar, es preciso considerar el contenido del artículo 303:

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

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

---

11 Brewer-Carías, Allan, “El régimen de participación de capital privado en las industrias petrolera y minera: desnacionalización y técnicas de regulación a partir de la Constitución de 1999”, en *VII Jornadas Internacionales de Derecho Administrativo “Allan Randolph Brewer-Carías”. El principio de legalidad y el ordenamiento jurídico-administrativo de la libertad económica*, Tomo II, Caracas, 2005, pp. 15 y ss.

12 Esta ha sido nuestra conclusión, sostenida antes en Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y Regulación Económica*, cit., pp. 502 y ss.

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

En resumen, la reserva al Estado sobre las actividades primarias es una decisión adoptada por la Ley Orgánica de Hidrocarburos y no por la Constitución, con lo cual, la reforma de tal Ley permitirá modificar e incluso eliminar la reserva sobre las actividades primarias, pudiendo reconocerse el derecho de la inversión privada de gestionar directamente actividades primarias, como se admite en el citado artículo 303.

### **El ámbito de la reserva en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos**

La regulación del sector de hidrocarburos exige distinguir dos grandes sectores: el gas natural no asociado y el resto de hidrocarburos, incluyendo a gas asociado.

#### **La iniciativa privada en los hidrocarburos gaseosos no asociados**

Así, los hidrocarburos gaseosos no asociados a yacimientos de petróleo se rigen por la *Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos* de 1999. Tal Ley, como en su momento lo explicamos, se inspiró en la reforma de la regulación del gas natural en Europa<sup>13</sup>. Como resultado de lo anterior, la Ley no declaró la reserva sobre las actividades regidas por ella, las cuales

13 Cfr.: Hernández G., José Ignacio, “Reflexiones sobre la nueva ordenación de los hidrocarburos gaseosos en Venezuela”, *Separata de Temas de Derecho Administrativo. Libro Homenaje a Gonzalo Pérez Luciani*, Colección Libros Homenaje número 7, Tribunal Supremo de Justicia, Caracas, 2002, pp. 907 y ss. Sobre el modelo europeo que sirvió de inspiración para el modelo venezolano, entre otros, vid. Ariño Ortiz, Gaspar y Del Guayo, Iñigo, “La nueva regulación de las instalaciones en la Ley de Hidrocarburos y en la Directiva Europea del Gas”, *Privatización y Liberalización de Servicios*, Universidad Autónoma de Madrid, 1999, pp. 209 y ss.

pueden ser directamente gestionadas por la inversión privada a través de *licencias*, que son actos administrativos, esto es, decisiones unilaterales que (i) transfieren derechos reales administrativos sobre los yacimientos y (ii) autorizar el ejercicio de actividades primarias. Ciertamente, las empresas públicas –filiales de PDVSA– pueden gestionar esas actividades, como en efecto ocurre<sup>14</sup>, pero no hay en la Ley ninguna norma que reserve esas actividades al Estado, lo que quiere decir que se trata de actividades que pueden ser libremente emprendidas por la iniciativa privada<sup>15</sup>.

Por lo anterior, la gran novedad de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos es que ella no reservó al Estado ninguna de las actividades allí comprendidas, incluyendo las actividades primarias, o sea, la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados. No obstante, esta conclusión no ha sido pacífica en la doctrina venezolana, pues algunos autores –D. Bermúdez, Boscán de Ruesta– opinan que la Ley sí mantiene la reserva sobre las actividades de exploración y explotación, conclusión que se afirma a partir de la declaratoria de bienes del dominio público que recae sobre los yacimientos de hidrocarburos, según el artículo 12 de la Ley.

No compartimos esa conclusión, pues por un lado, la reserva de actividades económicas al Estado debe provenir de una norma legal expresa, siendo que esa norma no está presente en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. Además, la calificación de los yacimientos de hidrocarburos como bienes del dominio público no entraña la reserva de las actividades de exploración y explotación. La única consecuencia de esa calificación es que el Estado debe asignar derechos de uso sobre los yacimientos, cuyo aprovechamiento podrá ser emprendido directamente por la iniciativa privada<sup>16</sup>.

---

14 Sobre la concurrencia de filiales de PDVSA y empresas privadas bajo régimen de licencia, vid. *Informe de gestión anual 2016*, PDVSA, 2016, p. 60.

15 Lo que sigue es un resumen del análisis más amplio de la Ley que realizamos en Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y Regulación Económica*, cit., pp. 568 y ss.

16 La posición de Isabel Boscán de Ruesta, en *La actividad petrolera y la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos*, FUNEDA, Caracas, 2002, pp. 138 y ss. Por su parte, Diógenes Bermúdez concluye que “*las actividades de exploración y producción no pueden considerarse actividades propias de los particulares, ya que suponen la explotación de bienes del dominio público de la República, constituidos por los yacimientos de hidrocarburos de cualquier naturaleza*”. Cfr.: *Régimen jurídico de los hidrocarburos gaseosos en Venezuela*, Editorial jurídica venezolana, Caracas, 2007, pp. 45 y ss.

En apoyo a la tesis según la cual las actividades reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos no se encuentran reservadas al Estado, encontramos al artículo 2 de esa Ley, según el cual, las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados podrán ser realizadas por el “*Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado*”. Se reconoce en estos términos que todos los particulares tienen el derecho a dedicarse a la actividad de exploración y explotación “*de su preferencia*” (artículo 112 constitucional), según las limitaciones que deriven expresamente de la Ley.

### **La reserva al Estado en las actividades primarias reguladas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos**

La Ley Orgánica de Hidrocarburos, de 2001 y reformada en 2006, parte de la división entre actividades aguas arriba, intermedias y aguas abajo. Respecto de las primeras, la Ley estableció la reserva rígida al Estado, al disponer que esas actividades (que incluyen al gas asociado) solo pueden ser efectuadas por el Estado, directamente, o a través de entes por él controlados, incluyendo a las empresas mixtas, que son sociedades mercantiles cuyo capital social debe pertenecer mayoritariamente al Estado, como luego ampliaremos. Respecto de las actividades intermedias y aguas abajo, la Ley sí reconoció el derecho de la iniciativa privada a emprender tales actividades. Esto supuso a una importante modificación del marco regulatorio de la nacionalización de 1975, pues mientras la nacionalización se basó en la reserva en bloque de todo el sector, la Ley Orgánica de Hidrocarburos limitó esa reserva a las actividades aguas arriba, aun cuando reformas posteriores ampliaron la reserva sobre ciertas actividades aguas abajo<sup>17</sup>.

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

17 Seguimos aquí lo tratado en Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y Regulación Económica*, cit., pp. 463 y ss.

*efectos de este Decreto Ley*". Tales actividades primarias **están reservadas al Estado** de acuerdo con el citado artículo 9.

Esto quiere decir que las actividades primarias no pueden ser realizadas libremente por la iniciativa privada. Por el contrario, de acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, esas actividades únicamente podrán ser realizadas por el Estado, a través de tres vehículos<sup>18</sup>: (i) el Poder Ejecutivo Nacional; (ii) empresas públicas de la exclusiva propiedad de la República y (iii) empresas mixtas, en las cuales el Estado debe tener una participación accionaria mayoritaria. Esto quiere decir que, conforme al artículo 22, las empresas que pueden realizar actividades primarias, o sea, las **empresas operadoras**, solo pueden ser de dos tipos: (a) empresas de propiedad exclusiva del Estado y (b) empresas mixtas bajo el control accionarial mayoritario del Estado<sup>19</sup>.

El modelo de empresas mixtas fue reforzado en 2006, cuando el Estado decidió, de manera inconstitucional, dar por terminados los contratos suscritos durante la apertura petrolera, obligando a los contratistas privados a participar como socios minoritarios de empresas mixtas. Además, el Estado decidió expropiar los activos de los contratistas que decidieron no participar en este proceso, llamado "migración"<sup>20</sup>.

---

18 Dispone el artículo 27 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos que "el Ejecutivo Nacional podrá mediante decreto en Consejo de Ministros, crear empresas de la exclusiva propiedad del Estado para realizar las actividades establecidas en este Decreto Ley y adoptar para ellas las formas jurídicas que considere convenientes, incluida la de sociedad anónima con un solo socio". El artículo 28 permite que estas empresas públicas –cuyo accionista es la República– creen a su vez otras empresas públicas. Además, el artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos señala en este sentido que la gestión de las actividades primarias podrá efectuarse mediante empresas en las que el Ejecutivo Nacional "tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social", esto es, las empresas mixtas.

19 Según PDVSA, existen actualmente 57 empresas mixtas, concentradas fundamentalmente Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se extrae petróleo extrapezado. Una buena parte de esas empresas fueron creadas en 2006, en el marco de la política que el Gobierno implementó para obligar a contratistas privados a "migrar" a la condición de accionistas minoritarios de PDVSA, política a la cual nos referimos más adelante. Cfr.: *Informe de gestión anual 2016*, pp. 55 y ss.

20 Justificando estas decisiones, vid. Rondón de Sansó, Hildegard, *El régimen jurídico de los hidrocarburos*, Caracas, 2008, 379 y ss. Para una visión crítica, vid. Carmona, Juan Cristóbal, *Régimen jurídico de la actividad petrolera en Venezuela*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2016, pp. 177 y ss. En general, vid. Brewer-Carías, Allan, "La terminación anticipada y unilateral mediante Leyes de 2006 y 2007 de los convenios operativos y de asociación petroleros que permitían la participación del capital privado

## Mecanismos contractuales de participación de la inversión privada en las actividades primarias reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos

Según lo explicado, actualmente la inversión privada solo puede participar en actividades primarias a través de las empresas mixtas. Adicionalmente, y con las limitaciones que serán señaladas, la inversión privada puede participar como contratista de empresas operadoras, o sea, empresas a cargo de actividades primarias. En esta sección analizamos ambas modalidades contractuales, a los fines de comprender por qué ellas no promueven la inversión privada necesaria para la recuperación de la industria petrolera venezolana.

### La participación de la inversión privada como accionista minoritario de empresas mixtas

Centrándonos en las actividades primarias de hidrocarburos líquidos y gaseosos asociados, cabe recordar que **la Ley Orgánica de Hidrocarburos únicamente permitió a la inversión privada a través de la llamada empresa mixta**. Esto significa que, bajo la regulación en vigor, la iniciativa privada no puede gestionar directamente en las actividades primarias, en tanto solo podrá participar como accionista minoritario de las empresas mixtas creadas por el Poder Ejecutivo<sup>21</sup>.

Así, la participación accionarial de la inversión privada no puede, por ello, desvirtuar los dos principios que derivan del artículo 22 de la Ley,

---

en las actividades primarias suscritos antes de 2002”, *Revista de Derecho Público* N° 109, Caracas, 2007. Véanse igualmente nuestros comentarios en Hernández G., José Ignacio, “Reflexiones en torno a la migración de los convenios operativos al modelo de empresas mixtas”, *Venamcham. Trabajos jurídicos II*, Caracas, 2006, pp. 41 y ss. Recientemente, vid. Brewer-Carías, Allan, *Crónica de una destrucción*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2018, pp. 251 y ss.

21 Lo anterior corrobora que la gestión de las actividades primarias a través de empresas mixtas puede reconducirse a las formas de gestión directa del Estado, en tanto se trata en realidad de empresas públicas. Sala Arquer, al estudiar las empresas mixtas, alude a los casos en los cuales la participación del sector privado es minoritaria –denominando a los accionistas privados *sleeping partners*– de forma tal que la gestión llevada a cabo por esas empresas puede ser reputada como gestión pública (Sala Arquer, José Manuel, “La empresa mixta como modo de gestión de los servicios públicos en la nueva Ley de Contratos de las Administraciones Públicas”, en *Revista Española de Derecho Administrativo* N° 90, 1996, pp. 233 y ss.). Véase también a: Rondón de Sansó, Hildegard, *Empresas mixtas en el ámbito del régimen de los hidrocarburos en Venezuela*, Caracas, 2014, pp. 17 y ss.

esto es, (i) que la Administración debe tener control de las decisiones de las empresas operadoras y (ii) que la Administración debe mantener “*una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social*”. Al tenor de estas disposiciones ***debe concluirse que la gestión de las empresas mixtas será siempre una gestión pública***, pues la Administración deberá tener el control sobre las decisiones de la empresa y la titularidad de más del cincuenta por ciento (50%) de sus acciones. Esto, además, permite concluir que en realidad, ***las empresas mixtas son empresas públicas***, sometidas por ello a todo el bloque normativo que rige al sector público, incluyendo los procesos de procura regulados en la Ley de Contrataciones Públicas<sup>22</sup>.

Para este fin, el inversionista privado debe suscribir ***el contrato de sociedad*** con el Estado, a través del ente público que éste designe para actuar como accionista mayoritario. En cualquier caso, el accionista privado no podrá tener control sobre la gestión de la empresa mixta, en tanto ésta, como ya vimos, deberá obrar bajo el control del Estado, de igual manera que el resto de empresas públicas. A tales efectos, el artículo 33 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos sometió al control previo de la Asamblea Nacional la constitución de empresas mixtas, control que la reforma de la Ley del 2006 extendió a cualquier modificación de tal contrato.

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

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

Ahora bien, el modelo de empresa mixta fue implementado con ocasión al proceso de “migración” de los contratos suscritos durante la apertura petrolera al modelo de empresas mixtas, proceso que como vimos, implicó medidas arbitrarias que revocaron tales contratos y, por ende, de manera arbitraria, expropiaron los derechos contractuales derivados de éstos. En todo caso, ese proceso de migración permitió concretar el modelo de empresa mixta, cuyos rasgos básicos conviene analizar.

Así, los *Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas*<sup>23</sup> fueron aprobados por la Asamblea Nacional, mediante Acuerdo dictado con ocasión de la solicitud que cursara el Ejecutivo Nacional el 16 de marzo de 2006, destacando las siguientes condiciones:

En *primer lugar*, se limita el objeto de las empresas mixtas a la realización de actividades primarias. Se reconoce que esas empresas podrán prestar servicios a terceros, advirtiéndose que “*esas prestaciones de servicios no deberán perjudicar el desarrollo de dicho objeto principal, y que lo anterior no contempla ni la ejecución de servicios petroleros a terceros fuera del Área Delimitada ni la transferencia de tecnología a terceros*”. Se insiste en circunscribir la operación de las empresas mixtas a la realización de actividades primarias, previéndose al respecto un lapso de veinte años, contados a partir del Decreto de transferencia que dicte el Presidente de la República.

En consonancia con lo anterior, y en *segundo lugar*, se reconoce que la empresa mixta será una empresa operadora. Lo relevante es que el Acuerdo otorga contenido sustantivo a ese término: que se trate de una empresa operadora implica que ella ***deberá realizar directamente las actividades primarias***, sin perjuicio de contratar servicios de terceros, de conformidad con el comentado artículo 25 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Se trata de “*servicios petroleros específicos que puedan resultar necesarios para asistir en el ejercicio de sus actividades, tales como, por ejemplo, servicios de sísmica, perforación y mantenimiento, en el entendido de que la Empresa Mixta no podrá celebrar contrato alguno o conjunto de contratos mediante los cuales, directa o indirectamente, transfiera su función de operadora*”.

23 Gaceta Oficial N° 38.506 del 23 de agosto de 2006. Posteriormente han sufrido algunas reformas. Además, la Asamblea Nacional ha autorizado específicamente la conformación de otras empresas mixtas.

En tercer lugar, el Acuerdo señala que la empresa mixta “deberá vender a PDVSA Petróleo, S.A., o a cualquier otra de las empresas referidas en el artículo 27 del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos que sea designada por PDVSA Petróleo, S.A., todos los hidrocarburos que produzca y no consuma en la ejecución de sus operaciones, con excepción de la regalía en especie si fuese aplicable conforme a lo establecido en el artículo 45 del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, y del gas natural asociado que PDVSA Petróleo, S.A. o su filial no acepte recibir”.

La estructura básica de estas empresas mixtas queda así definida: a ellas corresponde realizar las actividades primarias, lo que implica el derecho de aprovechamiento sobre los yacimientos, otorgados mediante Decreto, o sea, mediante un acto administrativo unilateral. Actividades que podrán ser realizadas directamente o contratando con terceros la prestación de servicios específicos o la ejecución de determinadas obras. El cliente único de las empresas mixtas será el Estado, pues se aclara que ellas deberán vender a las empresas reguladas por el artículo 27 la totalidad de los hidrocarburos producidos, con las excepciones apuntadas en el Acuerdo.

El modelo de contrato incorporado al Acuerdo ratifica estas conclusiones. En él se hace alusión a que la escogencia del accionista minoritario fue realizada mediante adjudicación directa, solución que luce coherente con la finalidad última perseguida, cual es migrar los antiguos convenios operativos al régimen de las empresas mixtas. El accionista mayoritario es la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP).

### **La participación de la inversión privada como contratista de las empresas operadoras. La tesis del “contrato administrativo”**

La inversión privada podrá participar también como contratista de las empresas operadoras, sean públicas o mixtas. Para comprender las limitaciones de esta modalidad, es conveniente repasar, brevemente, el régimen de las empresas operadoras.

Así, las empresas operadoras son aquellas que ejercen derechos reales administrativos sobre los yacimientos. Como vimos, las empresas operadoras deben ser empresas públicas, de exclusiva propiedad del Estado o bajo su control mayoritario. En ambos casos, por ello, las empresas ope-

radoras son filiales de PDVSA. Así, PDVSA Petróleos, S.A., filial única de PDVSA, actúa como empresa operadora. Por su parte, las empresas mixtas –que también son empresas operadoras– se han constituido a partir del contrato de asociación entre inversionistas privados y CVP, filial única de PDVSA. Con lo cual, las empresas mixtas son, técnicamente, filiales de PDVSA, en tanto ésta –por medio de CVP– es el accionista de control.

Ahora bien, las empresas operadoras, como toda empresa pública, puede llevar a cabo su actividad económica contratando a terceros. Los contratos que a tales efectos celebren las empresas operadoras se rigen por la Ley de Contrataciones Públicas, tanto en lo que respecta al procedimiento de selección de contratistas como en lo que atañe a las condiciones generales de contratación. Así, la aplicación de tal Ley respecto a PDVSA Petróleo, S.A. es clara, pues tal filial es una empresa pública sometida como tal a la referida Ley. Y en cuanto a las empresas mixtas, como vimos, éstas son también empresas públicas pues el Estado tiene más del cincuenta por ciento (50%) de su capital social<sup>24</sup>.

Esto significa que la inversión privada puede suscribir contratos públicos con empresas operadoras públicas y mixtas, lo que abarca a los contratos nominados de obras, bienes y servicios, como a los contratos innominados, como por ejemplo, ingeniería, procura y construcción<sup>25</sup>. Sin embargo, como fue realizado en 2006 al aprobarse las condiciones de las empresas mixtas, ***los contratos suscritos entre las empresas operadoras y la inversión privada no pueden desnaturalizar la reserva***, con lo

24 La Ley de Contrataciones Públicas rige a las empresas públicas de primer grado (aquellas cuyo accionista de control es la República o algún otro ente político-territorial) y a las empresas de segundo grado (aquellas cuyo accionista de control es una empresa pública de primer grado). Cfr.: artículo 3, numerales 4 y 5. Esto pudiera generar la duda de si las empresas públicas de tercer grado –aquellas cuyo accionista de control es una empresa pública de segundo grado– son empresas públicas sometidas a la Ley. La duda es relevante pues las empresas mixtas son empresas públicas de tercer grado, visto que el accionista de control es una empresa pública de segundo grado (CVP, filial de PDVSA). La respuesta es afirmativa, pues de acuerdo con el numeral 1 del citado artículo 3, esa Ley rige a todo ente, incluyendo a las empresas públicas definidas bajo la Ley Orgánica de la Administración Pública, sin considerar cuál es su grado.

25 También en este sentido se ha planteado la duda acerca de la aplicación de la Ley de Contrataciones Públicas, pues no queda claro si ella rige a todo contrato público o solo a los contratos nominados de obras, bienes y servicios. La exclusión expresa de ciertos contratos en los artículos 4 y 5 permite concluir que, salvo las exclusiones expresas, esa Ley rige a todo contrato público.

cual, esos contratos deben preservar el derecho exclusivo de las empresas operadoras de realizar actividades primarias.

La reserva, en efecto, impide que a través de contratos entre la inversión privada y las empresas operadoras éstas deleguen en aquélla la totalidad de las operaciones necesarias para realizar actividades primarias. Por el contrario, solo es posible celebrar contratos con objetos específicos que preserven el derecho exclusivo de la empresa operadora a conducir actividades primarias. Esto es especialmente relevante para el *contrato de servicio*, el cual solo puede abarcar ciertas operaciones, sin que tal contrato pueda emplearse para trasladar, en bloque, todas las operaciones que comprenden la realización de actividades primarias, pues ello implicaría desconocer la reserva.

La acotación es importante pues como luego veremos, existe una modalidad especial del *contrato de servicio petrolero*, en el cual el Estado encomienda a la inversión privada todas las operaciones necesarias para realizar las actividades primarias a cambio de una remuneración, incluso, basada en la producción. En tal caso quien lleva a cabo la actividad primaria es el contratista privado, no el Estado, a pesar de que el contratista privado actúa por nombre y cuenta del Estado. Bajo la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos tal modalidad no puede implementarse, pues solo empresas operadoras bajo el control del Estado pueden llevar a cabo las actividades primarias reservadas al Estado<sup>26</sup>.

Ahora bien, es importante advertir que, de acuerdo con el estado actual del Derecho Administrativo venezolano, los contratos públicos suscritos entre las empresas operadoras y contratistas privados, al ser suscritos con un ente público para la realización de actividades de interés general, serían “contratos administrativos”<sup>27</sup>. Más allá de la crítica que tal figura merece,

---

26 Analizando el caso de Venezuela, vid. Pinto, Sheraldine, “A propósito de los contratos de servicios y de ingeniería en la industria petrolera”, en Revista Legislación y Jurisprudencia N° 5, Caracas, 2015, pp. 499 y ss.

27 En Venezuela, el contrato administrativo es aquel suscrito entre la inversión privada y la Administración Pública, cuya causa y objeto es la atención del interés general. Como consecuencia de ello, (i) el contrato administrativo se excluye del Derecho Privado, pues la Administración Pública contratante podrá ejercer poderes extracontractuales y unilaterales basados en el Derecho Administrativo y (ii) toda controversia será resuelta por la jurisdicción contencioso-administrativa, lo que reduce el alcance del arbitraje. Entre otros, vid. Brewer-Carías, Allan, Tratado de Derecho Administrativo, Tomo III, Editorial Jurídica Venezolana,

lo cierto es que en el estado actual del Derecho Administrativo venezolano la calificación de esos contratos como “contratos administrativos” otorga al ente público contratante –la empresa pública operadora– amplios poderes más allá de lo previsto en el propio texto del contrato, para modificar y extinguir unilateralmente tales contratos, todo lo cual afecta sensiblemente la certidumbre jurídica del contratista privado<sup>28</sup>.

### **Recapitulación: restricciones a la inversión privada derivadas del marco regulatorio vigente**

El marco regulatorio actual solo reconoce un limitado ámbito a la inversión privada dentro de las actividades primarias reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Así, por un lado, la inversión privada solo puede participar como accionista minoritario de empresas mixtas, de lo cual derivan dos importantes restricciones. Por un lado, todo proyecto de hidrocarburos requerirá aportes de capital del Estado en su rol de accionista mayoritario; por el otro, el rol del inversionista privado se reduce al de accionista minoritario, tanto en el aporte de capital como en cuanto a la gestión de las actividades primarias. Además, las empresas mixtas se rigen por el régimen de las empresas públicas, todo lo cual reduce su ámbito de gestión, especialmente en lo que atañe al procedimiento de procura, regulado –como regla– por la Ley de Contrataciones Públicas. En resumen, el régimen de empresas mixtas requiere de un grado importante de capacidad técnica y financiera del Estado y en concreto de PDVSA, limitando el ámbito de libertad de la inversión privada.

---

Caracas, 2013, pp. 830 y siguientes. Como sea que los contratos serían suscritos con empresas públicas operadoras, se trataría de contratos celebrados con la Administración Pública para atender actividades de interés general –como son las actividades de hidrocarburos, de conformidad con el artículo 4 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Sobre la aplicación de la figura del contrato administrativo en el sector de los hidrocarburos, vid. Brewer-Carías, Allan, *Crónica de una destrucción*, cit., pp. 131 y ss.

28 Nuestra crítica al contrato administrativo, en Hernández G., José Ignacio, *Introducción al concepto constitucional de Administración Pública en Venezuela*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2011, pp. 157 y ss. En cuanto a los poderes que el ente público puede ejercer, vid. Hernández G., José Ignacio, “Las prerrogativas de la Administración en los contratos de las Administraciones Públicas en Iberoamérica”, en *Contrataciones públicas en el marco de los derechos sociales fundamentales*, INAP, Madrid, 2017, pp. 67 y ss.

Por el otro lado, la inversión privada puede participar como contratista de empresas operadoras, públicas o mixtas. Esto supone limitaciones financieras pues el pago de tales contratistas deberá ser aportado, al menos mayoritariamente, con recursos públicos. Y en todo caso, el alcance de tales contratos es reducido, ante la prohibición de delegar –incluso indirectamente– la gestión de las actividades primarias al contratista privado, especialmente, a través del contrato de servicio. Finalmente, tales contratos serían considerados “contratos administrativos”, lo que afecta el principio de certidumbre jurídica y eleva los riesgos de la inversión privada.

Como se observa, estas restricciones institucionales, al reducir la inversión privada, suponen un importante obstáculo para la recuperación de la industria petrolera venezolana. Así, el marco institucional actual solo permite la inversión privada bajo ciertos cauces reducidos que además presuponen la capacidad técnica y financiera de PDVSA, capacidad que actualmente se encuentra notablemente mermada.

### **La reforma institucional para ampliar la inversión privada por medio de contratos de exploración y explotación**

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

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

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

Ahora bien, la realización de actividades primarias por la inversión privada requerirá usar bienes del dominio público, a saber, los yacimientos de hidrocarburos, de acuerdo a lo previsto en el artículo 12 constitucional. Ello justifica que la gestión directa de actividades primarias por la inversión privada se realice en el marco del contrato suscrito con la República para la realización de las actividades de exploración y explotación<sup>29</sup>.

Que los yacimientos de hidrocarburos sean bienes del dominio público no implica que las actividades primarias estén reservadas necesariamente al Estado, como ya fue explicado. Al respecto, debe insistirse que la reserva es la potestad del Estado de excluir a la iniciativa privada de determinada actividad de conformidad con el citado artículo 302 constitucional. Sin embargo, que una actividad económica requiera usar bienes del dominio público no implica que esté reservada al Estado, como por ejemplo sucede en materia minera. Luego, el artículo 12 de la Constitución sólo obliga al Estado a transferir el derecho real administrativo de explorar y explotar yacimientos de hidrocarburos, lo que no impide que ese derecho sea ejercido directamente por la iniciativa privada. Tal es, por lo demás, el modelo regulatorio adoptado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos<sup>30</sup>.

La diferencia con el régimen actual es sustancial. Bajo la vigente Ley, solo el Estado puede gestionar actividades primarias, lo que reduce la inversión privada al rol de accionista minoritario en actividades primarias, o en su caso, al rol de contratista actuando por nombre y cuenta

29 De conformidad con el artículo 12 constitucional, todos los yacimientos son bienes del dominio público. Esto implica que los yacimientos son bienes propiedad de la República que no pueden ser enajenados o gravados. Con lo cual, el uso de esos yacimientos por terceros requiere de un acto que traslade el derecho de uso, que puede ser un contrato. Cfr.: Turuhpial, Héctor, *Teoría general y régimen jurídico del dominio público en Venezuela*, cit.

30 Vid. Hernández G., José Ignacio, *Derecho Administrativo y Regulación Económica*, cit.

de las empresas públicas operadoras; por ello, como vimos, los contratos de servicios —y en general, los contratos petroleros— no pueden delegar en la inversión privada la realización de actividades primarias. Bajo la reforma propuesta, sin embargo, la inversión privada realizará actividades primarias a nombre propio, pudiendo por ello asumir todas las fases de exploración y explotación<sup>31</sup>.

## La inversión privada en las actividades primarias y el contrato de exploración y producción. La eliminación del régimen del contrato administrativo

Bajo la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la inversión privada podrá realizar directamente actividades primarias a través del contrato de E&P suscrito con la República. A tales efectos, es preciso establecer la relación entre *el contrato E&P* y *el título habilitante*. En términos generales, el título habilitante es la decisión de la Administración Pública por medio de la cual controla el emprendimiento de determinada actividad económica. Según el tipo de actividad, puede tratarse de una concesión o de una autorización: en el primer caso la Administración Pública otorga a la empresa privada un derecho que le es propio, mientras que en el segundo caso admite el ejercicio de un derecho propio de la empresa privada. La concesión, básicamente, puede abarcar dos supuestos: (i) la concesión de bienes del dominio público, si la actividad requiere usar tales bienes, o (ii) la concesión de servicio público, que únicamente aplica para realizar actividades reservadas al Estado. A su vez, el título habilitante puede ser unilateral (acto administrativo) o bilateral, o sea, contractual<sup>32</sup>.

Bajo la reforma propuesta, las actividades primarias no estarían reservadas al Estado, con lo cual, ellas podrían ser emprendidas en ejercicio del derecho de libertad de empresa. Empero, como se ha explicado, los yacimientos de hidrocarburos son bienes del dominio público, con lo cual, es

31 Ello diferencia al contrato E&P propuesto de los contratos suscritos al amparo de la apertura petrolera, pues esos contratos no podían transferir a la iniciativa privada el derecho a realizar, por cuenta propia, actividades primarias, debido a la reserva establecida entonces en la Ley orgánica que reserva al Estado la industria y comercio de los hidrocarburos. Así, la reserva de las actividades primarias supone una limitación, pues la inversión privada solo podrá gestionar, por contrato, parte de las tareas propias de las actividades de exploración y explotación, de manera individual o en asociación con el Estado.

32 Seguimos lo que, con mayor detenimiento, hemos explicado en *Derecho administrativo y regulación económica*, cit., pp. 102 y ss.

necesario que la Administración Pública traslade al inversionista privado el derecho real administrativo de usar tales bienes del dominio público, con el cual, el título habilitante es el de la concesión, en concreto, la concesión del dominio público<sup>33</sup>.

Ahora bien, la concesión no debe revestir siempre forma contractual. En realidad, que la concesión sea unilateral (acto administrativo) o contractual solo depende de lo que decida el Legislador, siendo que en ambos casos su régimen jurídico será bastante similar. Por ejemplo, las empresas operadoras, bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, llevan a cabo actividades primarias a través de un acto administrativo, como sucede también bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.

La concesión, en todo caso, solo sería del dominio público, con lo cual ella se limita a asignar derechos reales administrativos de uso sobre los yacimientos de hidrocarburos. Más allá de ello, la realización de actividades primarias será ejercida en virtud de un derecho propio, a saber, la libertad de empresa, pues la reforma propuesta propone eliminar la reserva. Esta diferencia es importante, pues bajo la reforma propuesta deberá siempre partirse de la interpretación más favorable a la libertad económica, como sucede actualmente no solo en el sector del gas sino también de las telecomunicaciones.

Ahora bien, bajo la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, entendemos que el título habilitante que debería otorgarse es el contrato, y no el acto unilateral. En efecto, aun cuando el contrato responderá a condiciones generales y particulares preestablecidas por el Estado —es decir, sería un contrato de adhesión— la nueva Ley debe otorgar cierto margen de negociación entre el Estado y el inversionista privado, margen que se adecuaba al contrato, especialmente, en cuanto respecta al régimen financiero. Por ello, la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos **reconoce como título habilitante al contrato E&P**, que sería así el título habilitante que transfiere a la inversión privada el derecho real administrativo de uso sobre yacimientos de hidrocarburos, y que al mismo tiempo

33 El título habilitante que transfiere derechos reales sobre bienes del dominio público es siempre una concesión del dominio público, más allá de la denominación dada por el Legislador. Véase en tal sentido, el trabajo clásico de Villar Palasí, José Luis, "Naturaleza y regulación de la concesión minera", en Revista de Administración Pública número 1, Madrid, 1950, pp. 90-93.

autoriza el ejercicio de actividades primarias como manifestación de la libertad de empresa.

En tal sentido, la propuesta de reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos debe reconocer el principio de *libertad contractual*, de conformidad con el cual la Administración podrá celebrar cualquier modelo de contrato que se adecúe a las particularidades de cada proyecto. Por ello, tomando en cuenta el Derecho Comparado, convendría analizar cuáles serían los posibles modelos de contrato que a tales efectos podrían celebrarse, recordando que bajo la reforma regulatoria propuesta, los contratistas privados ejercerán por cuenta propia las actividades primarias<sup>34</sup>.

### Las modalidades de contrato de exploración y explotación

En el Derecho Comparado los contratos petroleros en actividades primarias han sido divididos tradicionalmente en cuatro grandes grupos<sup>35</sup>.

En primer lugar, encontramos a los *contratos de licencia o de concesión* que son aquellos en los cuales el Estado traslada al inversionista privado el derecho a realizar actividades primarias a su cuenta y riesgo, sujeto al pago de impuestos y regalías. Se trata de los primeros contratos a través de los cuales la industria comenzó actividades, incluso en Venezuela. Para el inversionista privado implica un grado importante de libertad, pues realiza las actividades primarias a su cuenta y riesgo adquiriendo la propiedad de los hidrocarburos a boca de pozo. Dejando a salvo el poder tributario, el Estado participa a través de la regalía, usualmente fijada como un porcentaje sobre los hidrocarburos producidos, debido a su condición de propietario de los yacimientos. Más allá de esa intervención, y de la supervisión general de la actividad, el Estado no participa en la gestión directa de las actividades primarias<sup>36</sup>.

34 Sobre estos modelos, entre otros, vid.: Roberts, Peter, *Petroleum Contracts*, Oxford University Press, Oxford, 2016, pp. 47 y ss. Para un análisis comparativo en Latinoamérica, vid. Pinto, Sheraldine, "Contratos petroleros en América Latina: una introducción", en *Derecho de la Energía en América Latina, Tomo I*, Universidad Externado de Colombia, 2017, pp. 200 y ss.

35 Además de la obra de Roberts, vid.: Naseem, Mohammad, *International Energy Law*, Wolters Kluwer, Ámsterdam, 2017, pp. 48 y ss.

36 Suele diferenciarse entre el contrato tradicional y el contrato moderno, de acuerdo con el alcance de la supervisión ejercida por el Estado, muy limitada en el primer caso, y más amplia en el segundo. Vid.: Duval, Claude *et al.* *International Petroleum Exploration and exploitation agreements*, Barrows, Nueva York, 2009. Cfr.:

En segundo lugar encontramos a los contratos de producción compartida, en los cuales la inversión privada asume la realización de actividades primarias pero compartiendo con el Estado parte de los hidrocarburos producidos, que son recibidos como pago en especie. Tales contratos implican un mayor grado de restricción sobre el inversionista privado, quien adquiere la propiedad de parte de los hidrocarburos producidos en el proceso de exportación. Además, supone un mayor grado de control por parte del Estado<sup>37</sup>.

En tercer lugar encontramos los contratos de operación conjunta, o “joint ventures”, en los cuales el Estado conjuntamente con la iniciativa privada emprende actividades primarias. En ocasiones pueden incluir la creación de una sociedad de participación conjunta, como es el caso de las empresas mixtas en la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos. Implican un menor grado de libertad para el inversionista y un mayor grado de participación del Estado, quien co-gestionará las actividades primarias.

Por último, y en cuarto lugar, encontramos al contrato de servicio, en el cual la inversión privada realiza todas las fases de las actividades primarias por cuenta del Estado, recibiendo a cambio una remuneración (que podrá ser fija o variable, supuesto en el cual el contratista privado asume parte del riesgo en función a la producción petrolera). Para el inversionista supone un grado muy reducido de libertad, mientras que el Estado mantiene el control sobre la producción sin tener que participar en la realización de las actividades primarias<sup>38</sup>.

La diferencia entre estos contratos no depende del régimen fiscal aplicable, o como se le conoce, el “government take”, esto es, el conjunto de

---

pp. 62-63. En el Derecho Venezolano actual, el régimen derivado de la *Ley sobre promoción de la inversión privada bajo el régimen de concesiones* demuestra la evolución de la concesión, que reconoce amplias facultades de supervisión a la Administración Pública.

37 Una modalidad es el contrato de ganancias compartidas, o de utilidad compartida, en el cual la remuneración del contratista se basa en una porción de la utilidad derivada de la comercialización del crudo explotado. Vid. Pinto, Sheraldine, “Contratos petroleros en América Latina: una introducción”, cit., pp. 242-243.

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

ingresos que capta el Estado con ocasión a la realización de actividades primarias. El government take resulta generalmente de la combinación de tributos y regalías: los primeros se cobran, de conformidad con la Ley, en ejercicio del poder tributario, mientras que las regalías responden a la contraprestación patrimonial por el uso de bienes del dominio público, lo que permite su fijación vía contrato<sup>39</sup>. En suma, la arquitectura financiera de los contratos permitiría al Estado percibir ingresos similares más allá de la diferencia sustantiva de cada uno de los contratos indicados<sup>40</sup>.

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

Los contratos de concesión y de producción compartida otorgan al contratista mayor ámbito de libertad, pues éste asume la realización integral de las actividades primarias<sup>41</sup>. En contra, los contratos de servicios y de producción conjunta reconocen un menor ámbito de libertad para el contratista: en el primer caso pues el contratista actúa por nombre y cuenta del Estado, y en el segundo, pues la producción conjunta suele aparejar mayor grado de control.

39 Carmona, Juan Cristóbal, *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales-Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2016, pp. 49 y ss. Si el Estado participa además como empresario, capturará el ingreso petrolero, también a través de dividendos, como sucede con PDVSA.

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

41 Aun cuando podría señalarse que en el contrato de producción compartida el contratista actúa por cuenta de la Administración, al punto que nunca adquiere la propiedad del crudo producido. Esto marca una diferencia importante con el contrato de concesión, en el cual el contratista actúa a nombre propio. Vid.: Duval, Claude *et al.* *International Petroleum Exploration and exploitation agreements*, cit., p. 70

Por su parte, el contrato de producción conjunta es el que implica un mayor grado de participación del Estado –quien interviene en la realización de las actividades primarias, asumiendo parte del riesgo- seguido del contrato de servicios –pues el contratista actúa por nombre y cuenta del Estado, quien termina asumiendo el riesgo de la operación. Por su parte, el contrato de producción compartida requiere un grado menor de control del Estado –asociada a su participación directa en la producción- sin que el Estado asuma el riesgo de la operación. Finalmente, el contrato de concesión otorga un menor grado de control del Estado en el sentido que la gestión de las actividades primarias es confiada enteramente a la inversión privada, quien asume la totalidad del riesgo.

En cuanto a la propiedad sobre el crudo producido, el contrato de concesión es el que otorga mayor grado de libertad, pues el inversionista adquiere la propiedad a boca de pozo, con la excepción del crudo que debe pagarse a concepto de regalía –si el pago de la regalía se pacta en especie. En el contrato de producción compartida la propiedad solo se transfiere en el proceso de exportación, mientras que en el contrato de servicio no hay transferencia del derecho de propiedad –aun cuando el pago del servicio puede hacerse en especie. En el contrato de explotación conjunta, la propiedad puede quedar en manos del Estado, más allá del derecho del accionista minoritario a participar en esa producción como parte del dividendo al cual tiene derecho.

Como se observa, es posible clasificar a esos contratos de acuerdo con el grado de libertad reconocida al contratista y el grado de control del Estado:

Contrato	Libertad del contratista	Control del Estado
Concesión	El contratista asume a cuenta y riesgo la realización de las actividades primarias, sujeta a la supervisión del Estado, quien participa por medio de regalías y tributos. La propiedad del hidrocarburo producido se transfiere a boca de pozo.	El Estado se limita a supervisar la gestión del contrato, participando a través de regalías e impuestos
Producción compartida	El contratista asume a cuenta y riesgo la realización de las actividades primarias, con un mayor grado de control del Estado quien participa en la producción. La propiedad del hidrocarburo producido se trasfiere en la exportación.	El Estado participa en la producción, todo lo cual suele aparejar un mayor grado de control.
Servicios	El contratista asume la realización de las actividades primarias por cuenta del Estado, quien asume el riesgo de la operación, aun cuando parte del riesgo puede transferirse a través de una remuneración variable. La propiedad de los hidrocarburos producidos la mantiene el Estado.	El Estado tiene un grado mayor de control pues la actividad es realizada en su nombre. Adquiere la propiedad de los hidrocarburos producidos para su posterior comercialización.
Producción conjunta	El contratista asume la realización de actividades primarias conjuntamente con el Estado, compartiendo el riesgo. El contratista puede adquirir parte de la propiedad de los hidrocarburos producidos.	El Estado tiene un grado mayor de control pues participa directamente en la realización de actividades primarias.

Desde tal perspectiva, los contratos E&P podrían reconducirse a tres grandes grupos: *(i)* aquellos que trasladan el derecho exclusivo de realizar actividades primarias al inversionista privado; *(ii)* aquellos que trasladan el derecho exclusivo de realizar actividades primarias a la gestión conjunta del Estado y del inversionista privado y *(iii)* aquellos que no trasladan el derecho a realizar actividades primarias, las cuales sin embargo se encomiendan al contratista quien actúa por nombre y cuenta del Estado.

La reciente reforma energética en México demuestra la conveniencia de reconocer la **libertad de contratación**, en el sentido que el Estado debe tener libertad para diseñar el contrato de exploración y explotación que más se adecúe a las características de cada proyecto, tomando en cuenta las variables entre la libertad del contratista y el grado de control exigido por parte del Estado<sup>42</sup>. Se insiste así que el régimen fiscal no depende del modelo contractual pues, en suma, con un marco regulatorio flexible, la participación del Estado (por medio de ingresos tributarios y no-tributarios) puede ser similar en modelos contractuales diferentes.

Para el caso de Venezuela, por ello, la propuesta consiste en reconocer la libertad contractual, permitiendo al Estado definir el modelo específico de contrato que más se ajuste a las necesidades de cada proyecto. Para preservar el derecho a la igualdad, se deberían regular condiciones contractuales generales para los distintos tipos de contratos mencionados, dejando a las condiciones particulares la concreción necesaria de acuerdo con las particularidades de cada proyecto.

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

En *primer* lugar, el contrato de concesión confía la gestión integral del proyecto a la inversión privada a su cuenta y riesgo. Luego, al ser el contrato que mayor amplitud otorga a la inversión privada, más incentivos puede generar para atraer la inversión requerida para la recuperación de la industria petrolera. En especial, pues la inversión privada adquiere la propiedad del crudo producido —más allá de lo pactado por concepto de regalía.

En *segundo* lugar, el contrato de concesión no depende de la mermada capacidad de PDVSA y sus empresas filiales, pues el Estado no interviene directamente en la gestión del contrato. Por el contrario, el Estado circunscribe su actuación a la supervisión de la actuación del contratista, para lo cual la propuesta de reforma plantea la creación de una Administración sectorial —la Superintendencia de Hidrocarburos— que asumirá la supervi-

---

42 La reforma energética en México, igualmente, reconoció el principio de libertad contractual, a través de los llamados *contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos*.

sión del contrato. De esa manera, bajo la reforma de la Ley, PDVSA y sus filiales no estarían a cargo de administrar el contrato E&P, sino solo de llevar a cabo las actividades primarias que preserven.

En *tercer* lugar, el contrato de concesión permite canalizar la inversión privada necesaria para la recuperación de la industria, sin exigencias de inversión por parte del Estado. Al confiar a la inversión privada la gestión integral del proyecto, podría facilitarse además la búsqueda de financiamiento externo.

En *cuarto* lugar, es importante insistir que el contrato de concesión no implica –necesariamente– un menor grado de ingresos petroleros para el Estado en comparación con el contrato de producción compartida, pues en suma, la regalía permitiría al Estado captar ingresos similares a los derivados del contrato de producción compartida. Frente a ello, el contrato de concesión tiene importantes ventajas, a saber, la transferencia de la propiedad de los hidrocarburos a boca de pozo, y un grado técnico de intervención administrativa sobre la ejecución del contrato.

En todo caso, es preciso recordar que junto al diseño de las cláusulas del contrato E&P, es igualmente relevante la definición del *government take*, el cual debería ser flexible y progresivo, esto es, atado al precio de los crudos producidos. Si bien el régimen impositivo encuentra importantes limitaciones para su ajuste a las particularidades de cada contrato, el régimen de las regalías –y en general, de cualquier otro derecho patrimonial contractual– sí permite mayor flexibilidad, pues su fundamento sería contractual<sup>43</sup>.

## El régimen del contrato de exploración y producción

El contrato de E&P sería suscrito entre la República y el inversionista privado. La República actuaría como propietaria de los yacimientos de hidrocarburos de conformidad con el artículo 12 constitucional. Tal propiedad pública ha sido una constante en nuestra historia, pese a que Venezuela no siempre ha sido un Petro-Estado. Así, en los orígenes de la industria, la propiedad pública de los yacimientos era concebida como

43 Leuch, Honoré, “Recent Trends in Upstream Petroleum Agreements: Policy, Contractual, Fiscal, and Legal Issues”, en *The Handbook of Global Energy Policy*, John Wiley & Sons, Ltd., 2013, pp. 123 y ss.

una nuda propiedad, o sea, un título que solo permite al Estado adjudicar derechos de uso a la inversión privada<sup>44</sup>. Por ello, es posible que la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos limite el derecho de propiedad de la República a la competencia para adjudicar derechos de uso sobre yacimientos a través de procedimientos licitatorios, considerando a tales derechos como un recurso escaso<sup>45</sup>. A tal fin, como se explicó, la nueva Ley creará a la Superintendencia de Hidrocarburos como la autoridad técnica y autónoma para adjudicar tales derechos y supervisar el contrato.

Pero en cualquier caso, el contrato se celebraría entre la Administración Pública y el inversionista, con lo cual, de cara al Derecho venezolano, sería un “contrato administrativo”, en tanto su objeto o causa sería la atención del interés general. Sin embargo, someter al contrato de E&P al régimen del contrato administrativo desestimularía la inversión privada, vista los “poderes exorbitantes” que la Administración Pública puede ejercer en el marco de tal contrato administrativo y que afectan su estabilidad y la certidumbre jurídica tal y como ya hemos visto.

Por ello –y como sucedió en los orígenes de la industria petrolera venezolana– el contrato de E&P debe ser considerado un contrato público, regido por los principios generales del Derecho Privado, sin perjuicio de la aplicación de la regulación de Derecho Administrativo derivada de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley de Contrataciones Públicas<sup>46</sup>. Tres ventajas derivarán de lo anterior: (i) la Administración contratante solo podrá ejercer los derechos expresamente reconocidos en el contrato, sin poder invocar “poderes extracontractuales” y (ii) todas las decisiones y disputas derivadas de la ejecución del contrato podrían someterse a arbitraje<sup>47</sup>. Además, (iii) se suprimirá el poder de

44 Es lo que hemos llamado la etapa propietarista. Vid. Hernández G., José Ignacio, *Pensamiento jurídico de los hidrocarburos en el Derecho Venezolano*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2016, pp. 10 y ss.

45 Fernández-Bermejo, Dolores, “La adjudicación administrativa de recursos escasos”, en *La adjudicación administrativa de recursos escasos*, Tirant Lo Blanch, Valencia, 2018, pp. 26 y ss.

46 Sobre el régimen jurídico de la concesión en los orígenes de la industria petrolera, véase lo que hemos señalado en Hernández G., José Ignacio, “Hacia los orígenes históricos del Derecho Administrativo venezolano: la construcción del contrato administrativo, entre el Derecho Público y el Derecho Privado”, en *Boletín de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales* N° 147, Caracas, 2009, pp. 41 y s

47 Actualmente el ámbito del arbitraje en el Derecho doméstico venezolano es muy reducido, pues se circunscribe al arbitraje para resolver controversias comerciales con la Administración, sin que se admita el arbitraje para revisar actos administrativos. Por ello, el arbitraje es limitado en los contratos administrativos, pues no podría emplearse para dirimir controversias derivadas de los actos administrativos dictados por la Administración Pública en

la Administración Pública de terminar unilateralmente el contrato por razones de interés general, como sucede en el régimen general del contrato administrativo. En realidad, tal terminación por razones de interés general equivale a la expropiación de derechos contractuales, con lo cual queda amparada por las garantías del artículo 115 constitucional –garantías que el régimen del contrato administrativo ignora<sup>48</sup>.

Además, las condiciones generales del contrato de E&P deberían incluir algunas disposiciones orientadas a incrementar la seguridad jurídica, especialmente tomando en cuenta la inestabilidad regulatoria del sector de hidrocarburos venezolanos. A tal efecto, es vital introducir cláusulas de estabilidad jurídica que protejan la confianza legítima del contratista respecto del marco jurídico vigente al momento de celebrar el contrato.

Este régimen, en suma, debe ser diseñado para procurar un equilibrio entre las potestades de ordenación y limitación de la Administración Pública sobre el sector petrolero, y la libertad necesaria para que la inversión privada, en régimen de propiedad privada, gestione directamente tales actividades. A tal fin, deberá tenerse en cuenta que la promoción de la inversión privada para la recuperación de la industria será afectada por las precarias condiciones políticas, económicas y sociales de Venezuela, todo lo cual aconseja diseñar ventajas competitivas que compensen los riesgos derivados de tales condiciones.

Junto a ello, es también vital tener en cuenta que las condiciones generales deben permitir la adecuación del contrato E&P a las características únicas de cada proyecto, lo que dependerá en parte del tipo de crudo objeto del contrato. De allí la importancia de la definición de las condiciones especiales, que de acuerdo con la propuesta de reforma de la Ley, deberán tomar en cuenta, en especial, el government take<sup>49</sup>.

---

el marco de tal contrato. En sintonía con la Ley Orgánica de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa, la propuesta reconoce que el arbitraje podrá emplearse para dirimir cualquier controversia relacionada con el contrato, para lo cual podrán aplicarse las disposiciones generales de la Ley de Arbitraje Comercial y del Código de Procedimiento Civil. Cfr.: Hernández G, José Ignacio, *Derecho Administrativo y arbitraje internacional de inversiones*, CIDEP-EJV, Caracas, 2016, pp. 213 y ss. Todo ello deja a salvo la aplicación de los Tratados Bilaterales de Inversión vigentes.

48 La terminación unilateral del contrato por razones de interés general es una medida expropiatoria, como explicamos en Hernández G., José Ignacio, *La expropiación en el Derecho Administrativo venezolano*, Caracas, 2014, pp. 123 y ss.

49 Se ha dicho, y con razón, que Venezuela integra a tres países petroleros: el país de los crudos convencionales, el país de los crudos extra-pesados y el país gasífero. De allí la imposibilidad de establecer un único régimen para todos los proyectos. Cfr.: López, Lepoldo y Baquero, Gustavo, *Venezuela energética*, La Hoja del Norte, Caracas, 2017, pp. 175 y ss.

En resumen, el régimen del contrato E&P debe ser diseñado para crear ventajas competitivas que no menoscaben ni los ingresos petroleros del Estado ni la competencia de la Administración para supervisar la ejecución del contrato. A tal fin, considerando las tendencias del Derecho Comparado, esas ventajas competitivas no solo responden al régimen económico o *government take*. Además, es preciso diseñar las cláusulas del contrato E&P para reforzar las garantías jurídicas del contratista, especialmente, frente a cambios sobrevenidos o medidas expropiatorias o de efecto equivalente<sup>50</sup>.

## Los contratos de las empresas operadoras

Bajo la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las empresas operadoras serán las filiales de PDVSA, las empresas mixtas y las empresas privadas. En todos esos casos tales empresas operadoras podrán celebrar libremente contratos con terceros, para la prestación de servicios, provisión de bienes, construcción de obras o en general, cualquier contrato necesario para realización de actividades primarias.

Ahora bien, en los dos primeros casos es necesario excluir a esos contratos del “régimen exorbitante” e indeterminado del contrato administrativo, a los fines de someterlos al régimen de la Ley de Contrataciones Públicas y del Derecho Privado, en tanto ello otorgará mejores garantías a los inversionistas privados que actúen como contratistas de empresas públicas operadoras. Respecto de los contratistas de empresas privadas operadoras, éstos quedarían sometidos únicamente al régimen del Derecho Privado.

## Conclusiones

La Ley Orgánica de Hidrocarburos limita el ámbito contractual de la inversión privada, que solo puede participar *(i)* como accionista privado en empresas mixtas y *(ii)* como contratista de empresas operadoras, para realizar específicas tareas dentro de las actividades primarias. Tomando en cuenta el colapso de la industria petrolera venezolana, estas restricciones no promueven la inversión privada que se requerirá para financiar la recuperación de la industria.

50 Véase a Hogan, William et al. “Contracts and Investment in Natural Resources”, en *The natural resources trap*, The MIT Press, Cambridge, 2010, pp. 1 y ss.

Por ello, es necesario reformar la Ley Orgánica de Hidrocarburos a los fines de derogar la reserva al Estado de las actividades primarias, y permitir que éstas sean emprendidas directamente por la libre iniciativa privada. Como esas actividades implican el uso de bienes del dominio público, la gestión directa por la iniciativa privada debería realizarse a través del contrato E&P. La propiedad pública sobre los yacimientos solo implicará la competencia reglada de la Administración para adjudicar contratos E&P a través de procedimientos licitatorios.

La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, además, deberá reconocer la libertad contractual, en el sentido que la Administración podrá diseñar el contrato E&P que más se adecúe a las concretas condiciones del proyecto y del crudo que será producido. Dentro de los diversos modelos admitidos en el Derecho Comparado, el modelo de concesión o licencia es el que más se ajusta a las necesidades de la recuperación de la industria, pues es el que otorga mayor grado de libertad y propiedad privada, sin menoscabo de los ingresos petroleros que el Estado podrá captar, y de la supervisión que podrá ejercer la Administración técnica y autónoma que a tales efectos cree la Ley.

Finalmente, es necesario excluir al contrato E&P, y en general, los contratos de terceros con empresas públicas operadoras, del régimen del contrato administrativo, a los fines de someterlo al régimen del contrato público previsto en Leyes administrativas especiales y en el Derecho Privado.